# POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

Demand Response: stato dell'arte e opportunità

Relatori
Prof. Marco Badami
Prof. Armando Portoraro

Tutor aziendale
Ing. Stefania Lamparelli

Candidato
Stefano Morgante

Anno Accademico 2020/2021

## Sommario

*Introduzione* ..... *4*

*1.Contesto Sistema Energetico* ..... *5*

*2. Demand Response* ..... *9*

*3. Progetti pilota: UVA* ..... *11*

**3.1 UVAC** ..... **11**

**3.2 UVAP** ..... **11**

**3.3 UVAM** ..... **13**

3.3.1 Attori Coinvolti ..... 13

3.3.2 Meccanismo di Retribuzione ..... 15

3.3.3 Architettura di Gestione UVAM ..... 18

3.3.4 ESEMPIO ARCHITETTURA DEL SISTEMA TECNOWATT ..... 24

3.3.4.1 Comunicazione UPM-UVA ..... 25

3.3.4.2 Comunicazione UVA-Terna ..... 25

**3.4 Digitalizzazione** ..... **27**

*4. BUSINESS CASE* ..... *29*

**4.1 Cogeneratore** ..... **30**

**4.2 Unità di solo consumo** ..... **31**

**4.3 Rete di Teleriscaldamento** ..... **32**

**4.4 Impianto composto da più unità di consumo e produzione** ..... **33**

**4.5 Aggregato di aziende** ..... **35**

*5. Ottimizzazione del prelievo della potenza elettrica: Demand Management, Peak shaving e Load Levelling* ..... *39*

**5.1 Caso Studio** ..... **40**

**5.2 Curva di Prelievo dello stabilimento** ..... **44**

**5.2.1 Trigeneratore** ..... **48**

**5.2.2 Cenni sulle Macchine ad Assorbimento** ..... **54**

**5.2.3 Dimensionamento Trigeneratore per Azienda in studio** ..... **61**

**5.3 Analisi dei Consumi per l'anno 2020** ..... **63**

**5.3.1 Scelta Nuovo Impianto** ..... **72**

**5.4 Analisi Economica** ..... **74**

**5.4.1 Costi in bolletta** ..... **74**

**5.4.2 Confronto Spese 2019-2020** ..... **80**

**5.4.3 Ipotesi Curva di Prelievo Flat ..... 82**
***6. Conclusioni*.....*85***
***Indice delle Immagini*.....*88***
***Bibliografia*.....*90***

# Introduzione

Nel presente lavoro di tesi viene mostrata l'evoluzione del sistema energetico, in seguito agli accordi internazionali intrapresi per ridurre gli impatti ambientali, dovuti all'eccessivo sfruttamento dei combustibili fossili per sostenere lo sviluppo economico e demografico.
Il contenimento degli impatti ambientali ha spinto ad investire nell'utilizzo di impianti a fonti rinnovabili e diffusi sul territorio. La penetrazione di questo genere di impianti, per via della loro natura intermittente, e per la decentralizzazione della produzione elettrica sul territorio, ha portato problematiche legate alla stabilità e alla sicurezza del sistema elettrico. Per ovviare a queste problematiche, Terna si è impegnata ad investire sul sistema di trasmissione elettrica nazionale, implementando la rete elettrica, aumentando la raccolta di dati e aprendo il mercato dei servizi di dispacciamento a nuove unità (Demand Response). L'inclusione di queste nuove unità nelle attività di Terna è stata attuata tramite i progetti pilota UVAM, che costituiscono una valorizzazione economica della modulazione di carichi all'interno di aziende e aggregati di aziende, sfruttando i propri impianti di generazione elettrica.
Il caso studio dell'agglomerato di aziende mostra quali vantaggi economici si possono ricavare dalla partecipazione a questo meccanismo.
L'ottimizzazione dei prelievi dei carichi elettrici, all'interno di un'azienda, argomento del secondo caso studio che abbraccia gli obiettivi di decarbonizzazione e efficientamento del settore elettrico.
L'obiettivo dello studio di Demand Side Management è incentrato sul raggiungimento dell'effetto del Peak Shaving, limatura dei carichi di punta, per ottenere risparmi sulle spese annuali per l'approvvigionamento dell'energia elettrica, e che indirettamente contribuisce alla stabilità del sistema elettrico, appiattendo la curva di domanda al gestore dei servizi di dispacciamento.

## 1. Contesto Sistema Energetico

Dalla seconda metà del Novecento, i consumi globali di energia primaria sono cresciuti in maniera rilevante. La crescita economica e demografica è sostenuta da un sistema energetico basato principalmente sull'utilizzo di combustibili fossili, che tutt'ora rappresentano la principale fonte d'energia nel globo.

Questo sfruttamento di fonti fossili comporta l'emissione di gas a effetto serra di origine antropica, ormai ritenuti causa di importanti impatti ambientali e climatici, come l'aumento della temperatura media globale.

Per tale motivo questo modello energetico non è più sostenibile ed ha portato ad un impegno concreto a livello globale che mira ad avviare un processo di decarbonizzazione e efficientamento dei settori energetici.

Per supportare tale impegno sono stati stipulati una serie di accordi internazionali volti a definire politiche per il contenimento del surriscaldamento climatico. Ne sono un esempio gli accordi di Parigi del 2015 nell'ambito del COP21, in cui i 185 paesi partecipanti si impegnano a contenere l'incremento della temperatura globale al di sotto dei 2 °C rispetto ai livelli preindustriali.

Anche l'Unione Europea ha rinnovato l'impegno per il clima, avviando un processo normativo che, a maggio 2019, ha portato all'approvazione definitiva di un insieme di normative noto come "Clean Energy for all Europeans Package" (CEP). Gli obiettivi di questo pacchetto per il 2030 sono:

- 40% di riduzione di emissioni di gas serra rispetto al 1990;
- 32% di quota rinnovabile sui consumi finali lordi di energia;
- 32,5% di riduzione dei consumi di energia primaria rispetto lo scenario tendenziale.

Per il graduale raggiungimento di questi obiettivi, in Italia il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) prevede:

- totale decarbonizzazione entro il 2025
- che le fonti energetiche rinnovabili coprano, nel 2030, il 55,4% dei consumi lordi di energia elettrica.

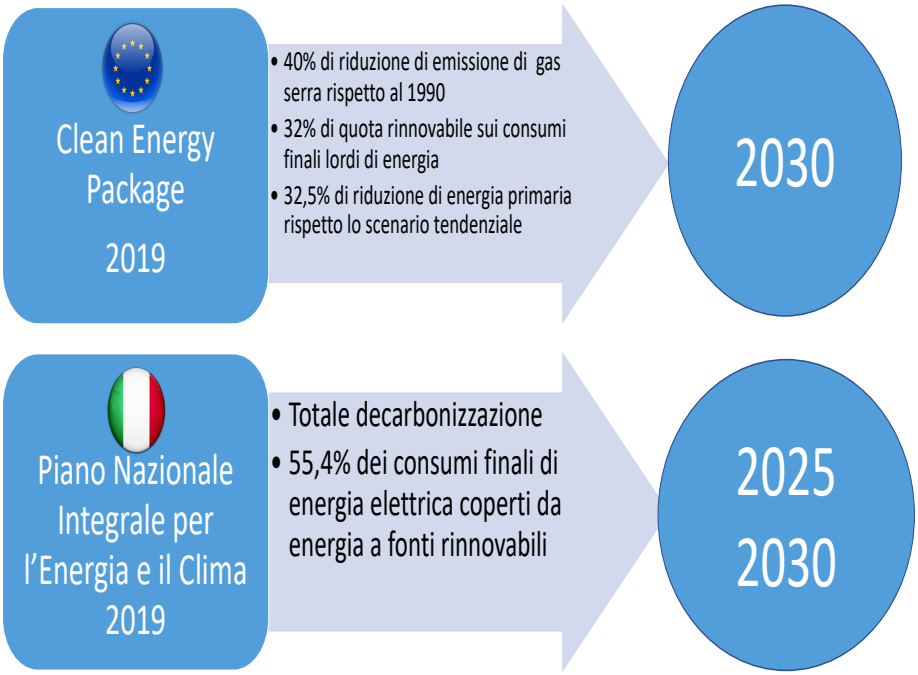



*Figura 1. Obiettivi Europei e Nazionali*

Per questo motivo, ci si aspetta entro il 2030 l'installazione di circa 40 GW di nuova capacità fornita, per la maggior parte, da fonti rinnovabili non programmabili come eolico e fotovoltaico.

Come conseguenza dell'aumento della produzione di energia da impianti da fonti rinnovabili, sparsi per tutto il territorio nazionale, per via della loro natura intermittente si sono spesso create situazioni di sbilanciamento tra produzione e domanda dell'energia, causando importanti impatti sulle attività di gestione della rete da parte del TSO (Transmission System Operator), in particolare nel bilanciamento istantaneo tra produzione e domanda di energia elettrica.

Per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, Terna individua quattro categorie di intervento:

- Investimenti di Rete
- Segnali di prezzo di lungo termine
- Evoluzione e Integrazione dei Mercati
- Innovazione e digitalizzazione

Gli investimenti di rete comprendono interventi sulla rete interna nazionale, e sulle interconnessioni con l'estero. Gli interventi sulla rete interna sono necessari per sfruttare al meglio il parco produttivo nazionale, potenziando i collegamenti in zone in cui la capacità produttiva è maggiore di quella trasportabile, riducendo il rischio di congestioni interzonali, ma anche per migliorare la resilienza della rete attraverso interventi infrastrutturali e per la gestione delle emergenze, a causa della crescente intensità degli eventi atmosferici estremi. Gli interventi sulle interconnessioni con l'estero garantiscono maggiore sicurezza e possono permettere di ridurre i costi di approvvigionamento su mercati potenzialmente più vantaggiosi.

I segnali di prezzo a lungo termine, o di lungo periodo, sono necessari per agevolare gli investimenti in nuovi impianti, per fornire sufficienti garanzie per il rientro dei capitali, quando i costi di investimento iniziali sono dominanti rispetto ai costi di esercizio. Per tale scopo oltre la remunerazione dell'energia, si cerca di estendere la remunerazione anche alla capacità installata, attraverso diversi meccanismi. Uno di questi è il Capacity Market, che promuove investimenti in impianti termoelettrici di nuova generazione, poiché ancora fondamentali anche in un contesto in cui l'energia prodotta da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) diventa prevalente.

La realizzazione di nuovi impianti FER viene promossa da incentivazioni mediante meccanismi di asta e contrattualizzazioni a lungo termine tra i produttori e una controparte non regolata (PPAs – long term Power Purchase Agreements).

Gli interventi di evoluzione e integrazione dei mercati, cercano di coinvolgere nuove risorse di flessibilità (ad esempio, impianti di generazione e di accumulo, a servizio di realtà industriali ma non coinvolti nei sistemi di produzione e stabilità nazionale) in quanto l'aumento di produzione da fonti rinnovabili, e la conseguente riduzione dell'attività degli impianti tradizionali rende essenziale l'approvvigionamento di servizi di rete a queste nuove risorse. Di conseguenza la generazione distribuita e le risorse ad oggi non abilitate costituiscono un'importante potenzialità per i servizi di flessibilità necessari a garantire le normali attività del sistema elettrico, ormai sempre più complesso e ampio.

In questa ottica diventa fondamentale anche l'aspetto della digitalizzazione e innovazione per la gestione del Sistema Elettrico. È importante conoscere in ogni momento i consumi e la produzione di un impianto energetico non programmabile o di un sistema di accumulo che possa contribuire alla stabilità del sistema elettrico. È necessario, dunque, implementare nuove

tecnologie digitali, ad esempio l'utilizzo di software IoT, per raccogliere informazioni e trasferire questi grandi flussi di dati, e analizzarli, in maniera efficiente.

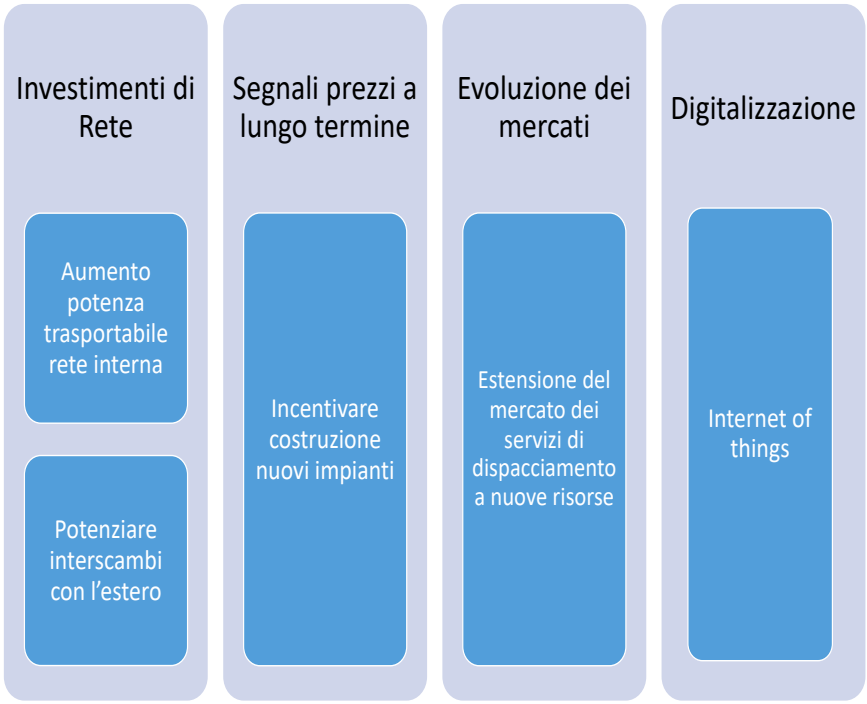



*Figura 2. Categorie d'intervento per la decarbonizzazione*

L'evoluzione delle tecnologie e le spinte politiche per la sostenibilità e il clima aprono a nuove prospettive della filiera energetica rendendo parte attiva i consumatori, come nei modelli di demand response, per contribuire alla riduzione di problemi di rete che si creano per la grande diffusione di fonti energetiche non programmabili. [1]

## 2. Demand Response

La peculiarità di un sistema elettrico è quella di assicurare la stabilità del sistema stesso, ossia garantire l'equilibrio tra il fabbisogno e la produzione di energia elettrica. Questo compito viene svolto dal gestore di rete di trasmissione, e viene anche detto dispacciamento. I principali fornitori dei servizi di dispacciamento sono le grosse centrali elettriche perlopiù a combustibili fossili; con gli obiettivi di decarbonizzazione prefissati si sta cercando di estendere la possibilità di fornire questi servizi anche a centrali elettriche a fonti rinnovabili non programmabili, sia di grossa che piccola taglia, e ai vari impianti sparsi sul territorio che prima non venivano coinvolti in questi meccanismi.

Quando per il dispacciamento si utilizzano questo genere di impianti, allora si parla di Demand Response.

*Figura 3 Scenario Demand Response; Fonte:Terna[2]*

Il meccanismo del Demand Response permette infatti un maggiore equilibrio fra domanda e offerta, riducendo la domanda e rendendola flessibile per favorire lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e di tutti quegli impianti allacciati alla rete di media e bassa tensione (Generazione Distribuita), adottando quindi misure che consentono la riduzione dei consumi nei periodi di picco. Simili al Demand Response sono i programmi di interrompibilità istantanea da cui il gestore della rete nazionale, Terna, fa affidamento sospendendo il prelievo di energia da parte di un'utenza, nel caso in cui le risorse approvvigionate sul Mercato dei Servizi di

Dispacciamento siano insufficienti al mantenimento della sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale,SEN, ma col il meccanismo di Demand Response si permette alle unità anche l'immissione di energia e non solo la sospensione.

La Direttiva europea sull'efficienza energetica (2012/27/EU) rappresenta un importante passo avanti nello sviluppo del Demand Response, infatti nell'articolo 15 viene incoraggiato il coinvolgimento delle attività di aggregazione e Demand Response nei mercati elettrici.

In Italia il mercato attraverso il quale Terna (TSO) si approvvigiona delle risorse per la gestione del sistema elettrico, è il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD). Questo mercato è fortemente influenzato dalle dinamiche caratteristiche della rete elettrica, che incidono sui volumi e prezzi dell'energia che Terna acquista per risolvere congestioni, approvvigionamenti delle riserve e servizi di bilanciamento. Fino a pochi anni fa, gli impianti che potevano parteciparvi erano solo quelli di grossa taglia (>10MVA). Con l'aumento della produzione rinnovabile e per perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione e efficienza energetica è nata l'esigenza di diversificare e ampliare le risorse per la gestione in sicurezza del sistema elettrico. Queste nuove risorse sono state individuate negli impianti a fonte rinnovabile non programmabili di grande taglia, negli impianti di generazione distribuita (ovvero quegli impianti che sono direttamente allacciati alla rete di media e bassa tensione), nei sistemi di accumulo e nelle unità di consumo.

Terna, in accordo con l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), ha definito dei progetti pilota per riformare questo mercato, aprendolo alle risorse non abilitate.

Con la Delibera 300/2017/R/eel Terna ha approvato i regolamenti e le procedure per l'approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento a:

- Unità Virtuali Abilitate di  Consumo (UVAC)
- Unità Virtuali Abilitate di Produzione (UVAP)
- Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)
- Unità di Produzione Rilevanti (UPR) non oggetto di abilitazione obbligatoria

[2],[3].

## 3. Progetti pilota: UVA

Le UVA, Unità Virtuali Abilitate, sono aggregati di punti di prelievo, immissione e accumuli connessi alla rete a qualunque livello di tensione e che risiedono nello stesso perimetro di aggregazione stabilito da Terna (insieme di province). Questi progetti consentono l'abilitazione a fornire servizi di risoluzione delle congestioni, bilanciamento e riserva terziaria.
Di seguito verranno descritti i vari progetti pilota che si sono susseguiti negli ultimi anni.

### 3.1 UVAC

Nel 2017 con la delibera 372/2017 vengono abilitate alla partecipazione della domanda al MSD le unità virtuali abilitate di consumo (UVAC) per la fornitura del servizio di riserva terziaria e di bilanciamento. Inizialmente tali unità di consumo dovevano disporre di una potenza massima di controllo pari ad almeno 10 MW, attualmente tale limite si è abbassato al valore di 1 MW. Altre caratteristiche peculiari di tali unità sono la capacità di modulare in riduzione il consumo entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento e sostenere la riduzione per almeno 3 ore consecutive. La partecipazione al mercato avviene per mezzo della contrattualizzazione a termine, ovvero entrambi i contraenti effettuano una prestazione a scadenza, in questo caso la messa a disposizione della potenza, e l'acquisto e la vendita della prestazione avvengono al prezzo concordato al momento della stipula del contratto. Il progetto pilota delle UVAC ha coinvolto le zone di mercato del Nord e Centro-Nord, con un meccanismo di aste a ribasso a partire da una base annuale pari a 30.000 €/MW/anno, presentando offerte quantità-prezzo. L'unità sarà obbligata a fornire il servizio per almeno 3 ore consecutive tra le 14:00 e le 20:00 ogni giorno, dal lunedì al venerdì, ad un prezzo dell'energia non superiore allo strike-price (prezzo d'esercizio) di 400 €/MWh.

### 3.2 UVAP

Le UVAP sono Unità Virtuali Abilitate di Produzione, o anche generazione distribuita, come impianti di cogenerazione, impianti fotovoltaici, eolici ecc. Con la delibera 583/2017 vengono incluse al Mercato dei Servizi di Dispacciamento, in particolare per la risoluzione delle congestioni, per i servizi di riserva terziarie e per i servizi di bilanciamento.
Anche queste unità devono avere una certa potenza di controllo, 1 MW (inizialmente 5 MW), sia nella modalità a scendere che a salire, ovvero comunicano l'eventuale possibilità di diminuire o aumentare la potenza a disposizione, e devono essere in grado di modulare il carico,

entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento, e mantenere l'assetto per almeno 3 ore consecutive.

I progetti pilota UVAC e UVAP hanno abilitato al Mercato dei Servizi di Dispacciamento prima la domanda (giugno 2017) e successivamente la generazione distribuita (da dicembre 2017), e si sono conclusi a novembre 2018 confluendo nel nuovo progetto pilota delle UVAM che abilita negli stessi aggregati unità di consumo, di produzione e sistemi di accumulo. Parallelamente alla qualificazione delle unità virtuali, nell'agosto 2018 è stato avviato il progetto pilota per la partecipazione al MSD delle Unità Produttive Rilevanti non oggetto a abilitazione obbligatoria, impianti produttivi non programmabili di taglia maggiore ai 10 MVA, coinvolgendo in questo modo, ad esempio, i parchi eolici o solari di grossa taglia.

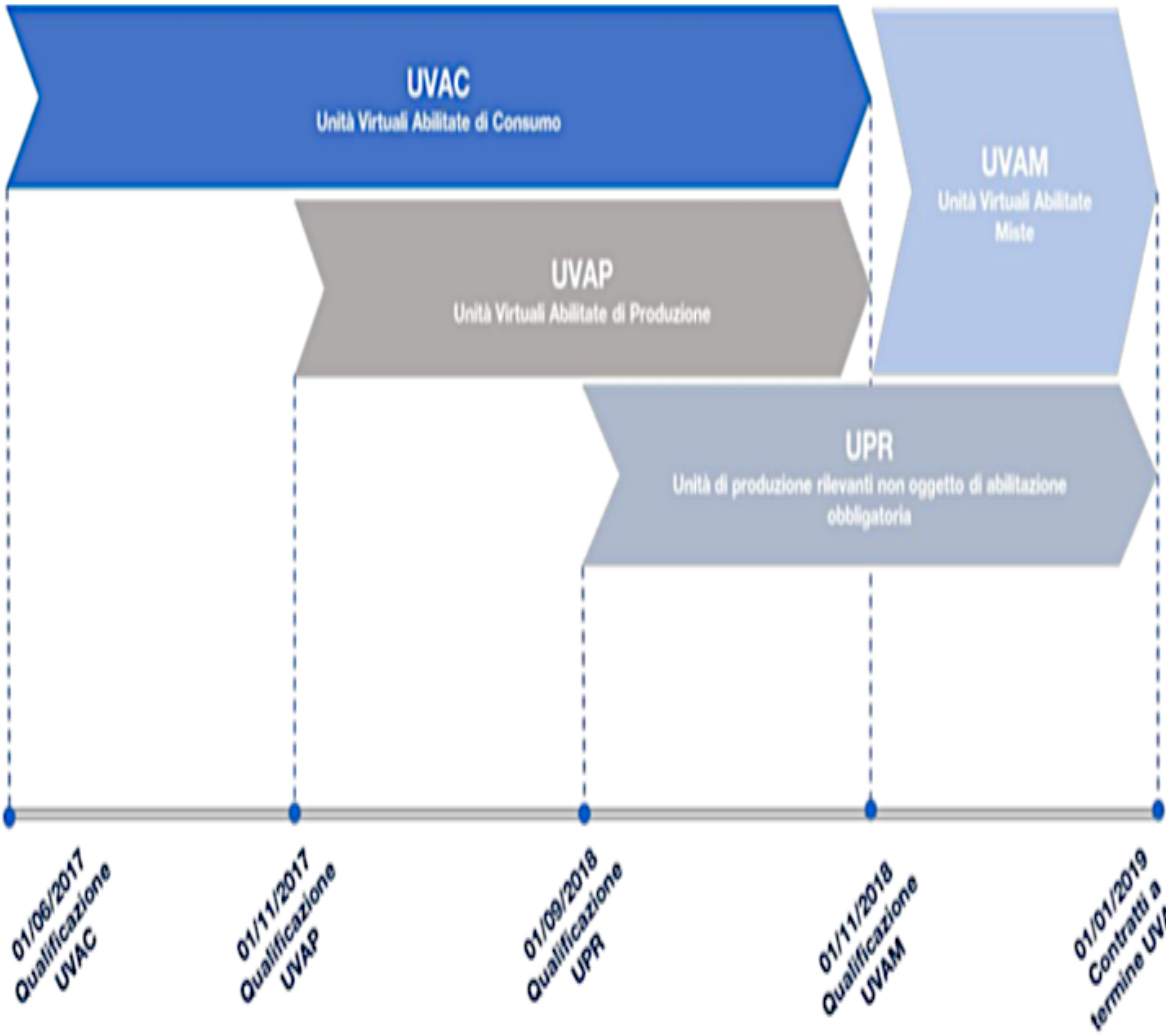



*Figura 4. Cronologia Progetti Pilota, fonte Terna[2]*

## 3.3 UVAM

Con la Delibera 422/2018 viene dato accesso al Mercato dei Servizi di Dispacciamento alle Unità Virtuali Aggregate Miste (UVAM). Le UVAM vengono utilizzate per coprire i servizi di risoluzione delle congestioni, riserva terziaria rotante e di sostituzione e di bilanciamento.

All'interno delle UVAM si distinguono diverse configurazioni.

Vengono classificate come UVAM A:

- Unità di produzione non rilevanti (UVAP)
- Unità di consumo (UVAC)
- Impianti di accumulo
- Unità produttive rilevanti che non siano già obbligatoriamente abilitate al MSD, che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo, con una o più unità produttive non rilevanti, o impianti di accumulo, purché il valore di potenza immessa al punto di connessione non sia superiore a 10 MVA.

Fanno parte delle UVAM B le unità produttive rilevanti che non siano già obbligatoriamente abilitate al MSD (parchi eolici e solari di grandi dimensioni), il cui valore di potenza immesso al punto di connessione con la rete supera i 10 MVA.

L'attività di una UVAM coinvolge diverse figure, sia dal punto di vista strettamente tecnico-infrastrutturale che amministrativo, che vengono illustrate nel paragrafo che segue.

### 3.3.1 Attori Coinvolti

Gli attori coinvolti nella creazione e nell'esercizio di una UVAM sono:

- L'Aggregatore (Balance Service Provider – BSP)

  Il BSP è il titolare dell'UVAM, si occupa della creazione e gestione dell'unità, rispettando le caratteristiche indicate nei regolamenti in ordine di affidabilità e frequenza delle misure, capacità di rispondere agli ordini di dispacciamento ricevuti e nella modalità di connessione con i sistemi Terna.

  Per ogni UVAM deve definire un punto di controllo fisico, presidiato con continuità, in cui siano installati gli strumenti necessari alla corretta ricezione degli ordini di dispacciamento.

  Il BSP mette a disposizione una capacità di modulazione, tra le unità (UVA) che partecipano al MSD, al fine di condividere i ricavi ottenuti sul mercato tramite il concetto di profit-sharing.

Infine, deve inviare a Terna la baseline per periodi quartorari del giorno D (giorno corrente) e l'aggiornamento dei dati tecnici e eventuali indisponibilità al bilanciamento per le unità gestite tramite il sistema SCweb (Sistema Comandi Web), sistema di comunicazione dati di Terna.

- Il gestore della rete di distribuzione (Distribution System Operator – DSO) su cui insistono le unità dell'aggregato virtuale.

  Il ruolo del DSO è legato alla verifica che non vi siano vincoli, legati alla distribuzione, tali da non abilitare totalmente o parzialmente l'attività in un punto di connessione.
- Il gestore della rete di trasmissione (Transmission System Operator – TSO), Terna nel caso italiano.

  Nell'ammissione dei sistemi aggregati al Mercato dei Servizi di Dispacciamento, Terna ricopre un ruolo centrale, in quanto definisce i regolamenti e l'adeguamento del Codice di Rete, e comprende l'effettiva abilitazione delle singole UVAM, previo superamento delle prove tecniche, ed è responsabile dell'invio degli ordini di dispacciamento.

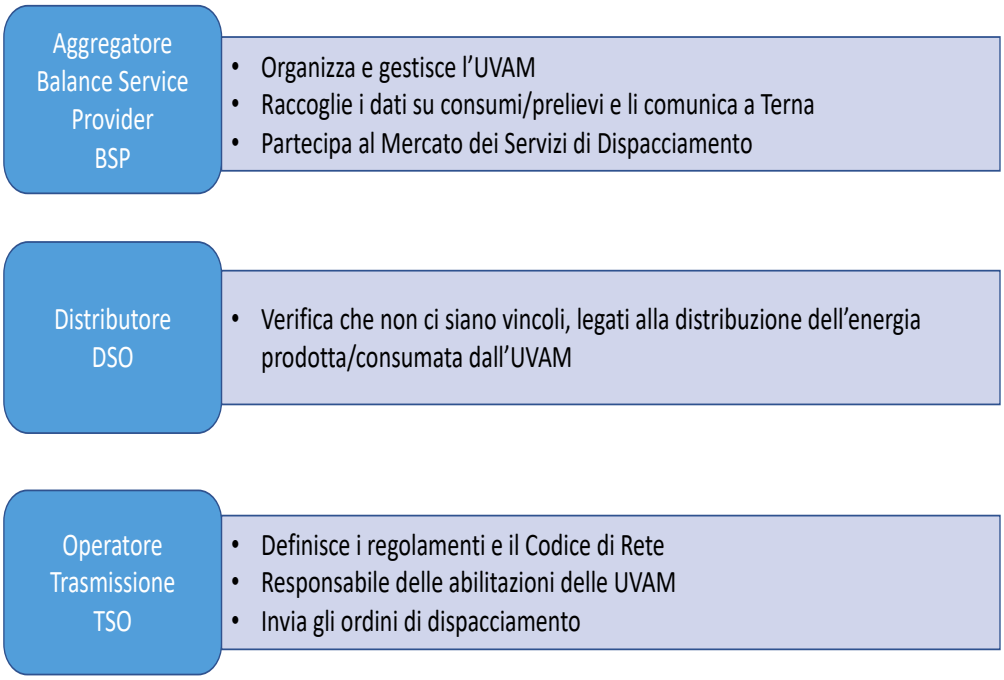



*Figura 5.Attori progetto pilota UVAM*

Tra i requisiti per l'abilitazione delle UVAM è richiesta una potenza pari ad almeno 1 MW, la capacità di modulare l'immissione o il prelievo entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento e sostenerla per almeno 2 ore consecutive per i servizi di risoluzione di congestione, riserva terziaria rotante e servizio di bilanciamento; invece per quanto riguarda il servizio di riserva terziaria di sostituzione è richiesta la capacità di modulare entro 120 minuti per almeno 8 ore consecutive.

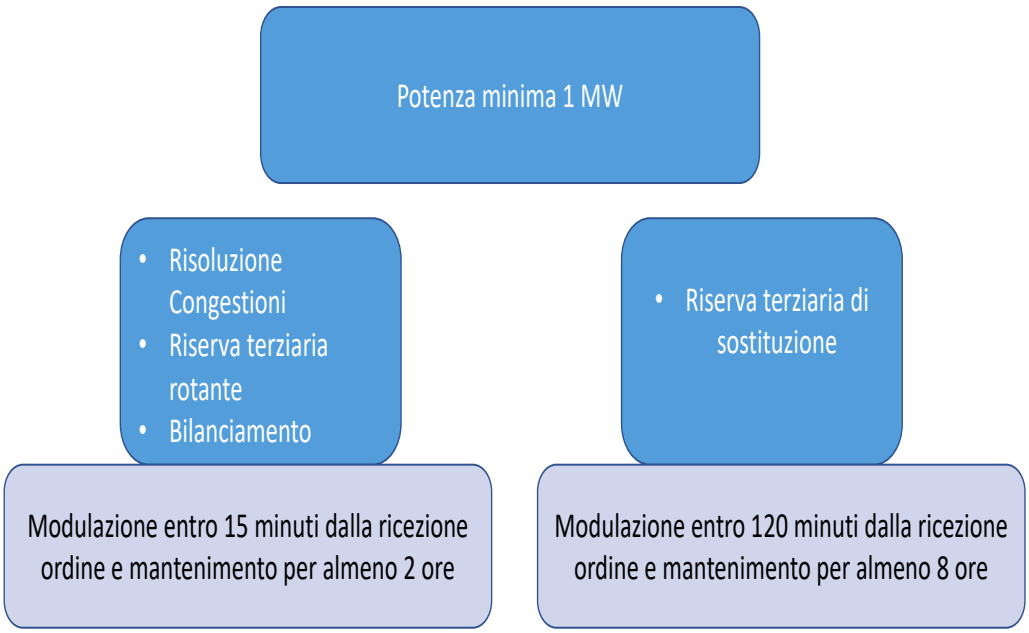



*Figura 6. Caratteristiche di una UVAM*

### 3.3.2 Meccanismo di Retribuzione

L'approvvigionamento delle UVAM al mercato dei servizi avviene per mezzo di contrattualizzazione a termine. I soggetti partecipanti sono rappresentati dagli aggregatori, che presentano offerte quantità-prezzo per aste a ribasso da una base di 30000€/MW/anno, con assegnazione di tipo pay as bid(prezzo presentato).

Le aste vengono organizzate per un'assegnazione annuale, 3 infrannuali e 12 mensili. Ogni anno Terna comunica sul suo sito le quantità approvvigionabili, i termini per la presentazione delle richieste di partecipazione e le date entro le quali saranno comunicate.

Nelle aste annuali vengono assegnati i quantitativi per tutto l'anno, il quantitativo non assegnato durante queste sarà oggetto di gara per le aste infrannuali e mensili. La quantità assegnata nelle aste infrannuali è valida a partire dal mese successivo all'aggiudicazione fino alla

fine dell'anno corrente, mentre i quantitativi assegnati durante le aste mensili hanno validità per il solo mese successivo.

Nel periodo di validità, il BSP può presentare offerte per il servizio di bilanciamento a prezzi non superiori allo strike price (400 €/MWh), per la potenza contrattualizzata, per almeno 4 ore consecutive tra le 14:00 e le 20:00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì.

In sostanza, il titolare dell'UVAM viene pagato per la capacità produttiva approvvigionata, come ricavo fisso, e in maniera variabile può vendere energia elettrica sul mercato di bilanciamento, fase di gestione in tempo reale del MSD, con cui Terna garantisce istantaneamente l'equilibrio tra domanda e offerta.

Il quantitativo massimo approvvigionabile annualmente è pari a 1000 MW, così ripartiti: 800 MW per la zona Nord e Centro-Nord e i rimanenti 200 MW per la zona Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna.

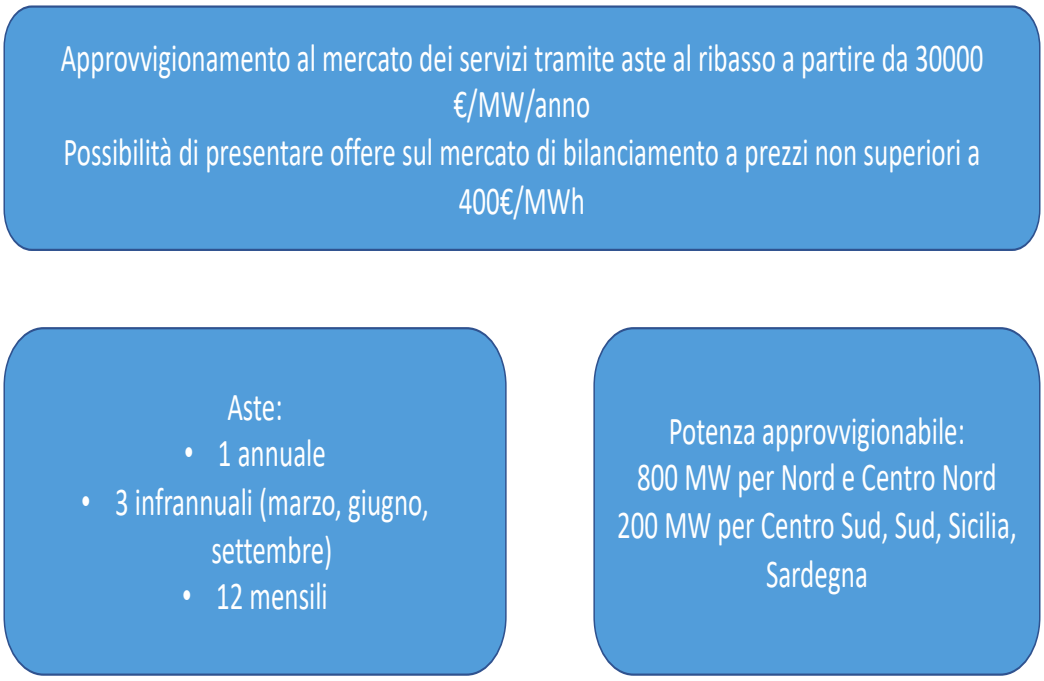



*Figura 7. Meccanismo retribuzione UVAM*

A partire da giugno 2017, mese di avvio dei progetti pilota UVAC, si è passati da una potenza di 100 MW ad un primo picco di 600MW di potenza qualificata tra UVAC e UVAP ad ottobre 2018. Con le procedure di approvvigionamento a termine si è raggiunto l'obiettivo dei 1000 MW di capacità per il Demand Response, dimostrando i buoni risultati dei progetti pilota, specie se confrontati con altri paesi europei, come dimostra lo studio smartEn (2018) sull'utilizzo

delle risorse distribuite, l'Italia si è posizionata ad un buon livello di performance, insieme ad Austria e Belgio, presentando una soglia minima di potenza modulabile pari a 1 MW, mentre paesi come Francia e Paesi Bassi richiedono 10 MW e 20 MW rispettivamente. Questo ha consentito una larga partecipazione delle risorse distribuite arrivando a qualificare, dopo un anno di progetto pilota, più della Francia o della Finlandia. Risultato ancora più importante se si considera che nello studio smartEn sulle risorse distribuite del 2017 il mercato italiano veniva considerato chiuso alle unità aggregate di consumo e di produzione.

| PAESE | TIPOLOGIA AGGREGATI | SOGLIA MINIMA POTENZA | CAPACITA' DISPONIBILE |
|---|---|---|---|
| ITALIA | Aggregati di punti di prelievo (non residenziali) e di generazione distribuita | 1MW | 830 MW* |
| AUSTRIA | Aggregati di punti di prelievo (non residenziali) e di generazione distribuita | 1MW | N.D. |
| BELGIO | Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita | 1MW | 830MW |
| FINLANDIA | Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita | 5MW | 300 MW |
| SVIZZERA | Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita | 5MW | 50 MW |
| PAESI BASSI | Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita | 20MW | 150 MW |
| IRLANDA | Aggregati di punti di prelievo (non residenziali) | 4MW | 480 MW |
| GRAN BRETAGNA | Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita | 3MW | 135 MW |
| GERMANIA | Aggregati di punti di prelievo e di generazione distribuita | 5MW Germany-Luxemburg LFC block<br>1 MW LFC Area | N.D. |
| FRANCIA | **Non è ammessa** aggregazione di punti di prelievo e di generazione distribuita | 10MW | 500MW |

*Figura 8. Risorse distribuite in Europa, fonte Terna [2].*

### 3.3.3 Architettura di Gestione UVAM

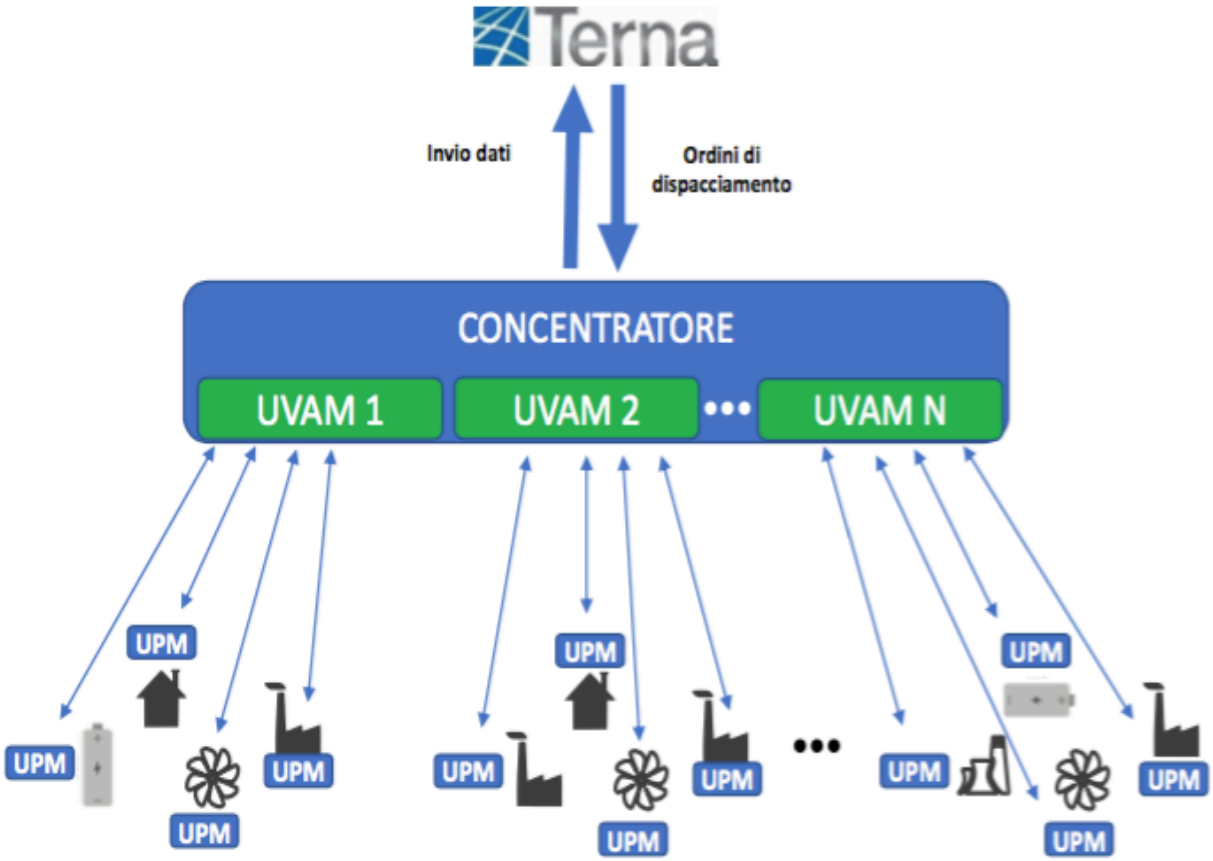



*Figura 9. Architettura di gestione UVAM; Fonte:RSE [4]*

L'attività dell'UVAM richiede un continuo scambio di dati tra le unità che la compongono, e tra aggregatore e Terna, per questo motivo è necessario utilizzare strumenti e software in grado di comunicare ed elaborare i dati registrati durante l'attività.

I requisiti di natura tecnica relativi alla creazione e qualificazione delle UVAM determinano una architettura di gestione basata su 4 elementi cardine:

- La UPM, Unità periferica di monitoraggio, che raccoglie i dati interni all'unità che costituiscono l'UVAM e li invia al concentratore, da cui riceve gli ordini di modulazione
- Il concentratore raccoglie i dati inviati alle singole unità che costituiscono l'UVAM dalle UPM, li aggrega e li invia a Terna, dalla quale riceve gli ordini di modulazione da inviare ai punti costituenti l'UVAM
- La connessione tra UPM e il concentratore, lasciata alla libertà dell'aggregatore
- La connessione tra il concentratore ed i sistemi Terna, che deve avvenire secondo quanto stabilito dal combinato disposto del regolamento UVAM e del Codice di Rete.

L'Unità Periferica di Monitoraggio invia i dati al concentratore del BSP, con la frequenza prevista dal regolamento, e deve ricevere gli ordini di modulazione dal concentratore nel caso in cui l'UVAM riceva un ordine di dispacciamento da Terna. La frequenza di rilevazione dipende dalla potenza in immissione o prelievo di ogni singolo punto.

| Potenza del singolo punto di prelievo | Frequenza della rilevazione |
|---|---|
| ≤1 MW | 60s |
| >1 MW | 4s |

| Potenza del singolo punto di immissione | Frequenza della rilevazione |
|---|---|
| ≤250 kW | 60s |
| >250 kW | 4s |

*Figura 10. Frequenze misurazioni dati; Fonte:RSE [4]*

Sulla scelta della modalità e della tecnologia di comunicazione tra UPM e concentratore viene lasciata libertà all'aggregatore, che deve comunque sottoporre il sistema ad approvazione di Terna. Può essere usata una connessione sia tramite rete pubblica o privata, purché sia garantita sicurezza, affidabilità prestazioni ed integrità dei dati.

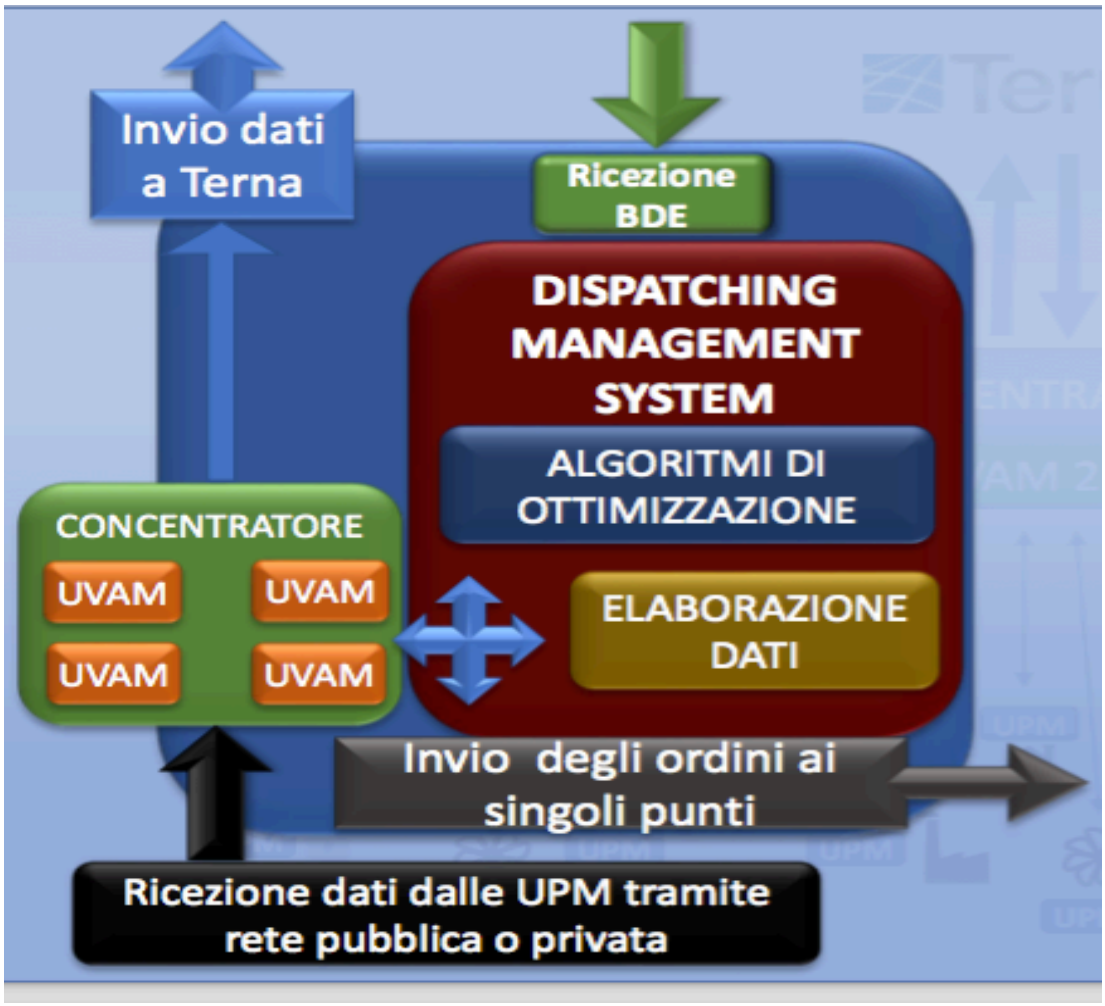



*Figura 11. Schema di Gestione UVAM; Fonte:RSE [4]*

Il concentratore raccoglie i dati inviati dalle UPM delle unità costituenti l'UVAM, li aggrega e li invia a Terna. All'aggregatore, BSP, è richiesto l'invio ogni 4 secondi, per ogni UVAM gestita, della potenza immessa o prelevata, ottenuta dalla somma delle misure rilevate dalle UPM dei punti di immissione o prelievo. Nel caso questo intervallo di tempo non sia rispettato, l'aggregatore deve comunicare una stima tramite un algoritmo che rispetti le soglie di accuratezza, espresse come percentuale di errore quadratico medio. Le soglie dipendono dal numero di punti di immissione e prelievo e dalla potenza dell'UVAM.

| | | Potenza UVAM | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 1-10 MW | 10-50 MW | >50 MW |
| Numero di punti di immissione e/o prelievo | 1-10 | 5% | 2,2% | 2,2% |
| | 11-100 | 5% | 5% | 2,2% |
| | >100 | 10% | 5% | 2,2% |

*Figura 12. Tolleranze dati stimati; Fonte:RSE [4]*

L'accuratezza dei dati viene valutata da Terna confrontando le misure fornite dall'aggregatore con le misure fornite dai distributori per i singoli punti a valle dell'esercizio.

Nel caso di ricezione di un ordine di dispacciamento (BDE), il concentratore invia gli ordini di modulazione ai singoli punti che costituiscono l'UVAM.

Le modalità di ripartizione dei BDE tra le unità costituenti l'UVAM sono lasciate libere all'aggregatore, che deve comunque garantire che gli ordini avvengano nei tempi e nelle modalità previste dal regolamento.

Per questa mansione gli aggregatori fanno ricorso ad algoritmi di ottimizzazione, più o meno avanzati, che tenendo conto di variabili, sia tecniche che economiche, agiscono sulla modulazione delle singole unità. Le variabili considerate possono essere, ad esempio, i costi associati alla regolazione dei singoli punti, la capacità di modulazione di un'unità e la relativa affidabilità.

La connessione con i sistemi Terna deve avvenire secondo quanto stabilito dal regolamento UVAM e dal Codice di Rete, in particolare, per la comunicazione dei dati tecnici per la partecipazione al MSD, il titolare dell'UVAM è tenuto ad utilizzare il sistema SCWeb (Sistema Comandi Web) mentre per l'accesso ai programmi vincolanti in esito di programmazione è tenuto ad utilizzare il sistema GDR (Gestione Dati Riservati).

Il regolamento prevede la possibilità di utilizzare linee preesistenti di comunicazione con Terna, come ad esempio, quelle impiegate per il servizio di interrompibilità, purchè le Unità di consumo non siano coinvolte nell'architettura di gestione dell'UVAM.

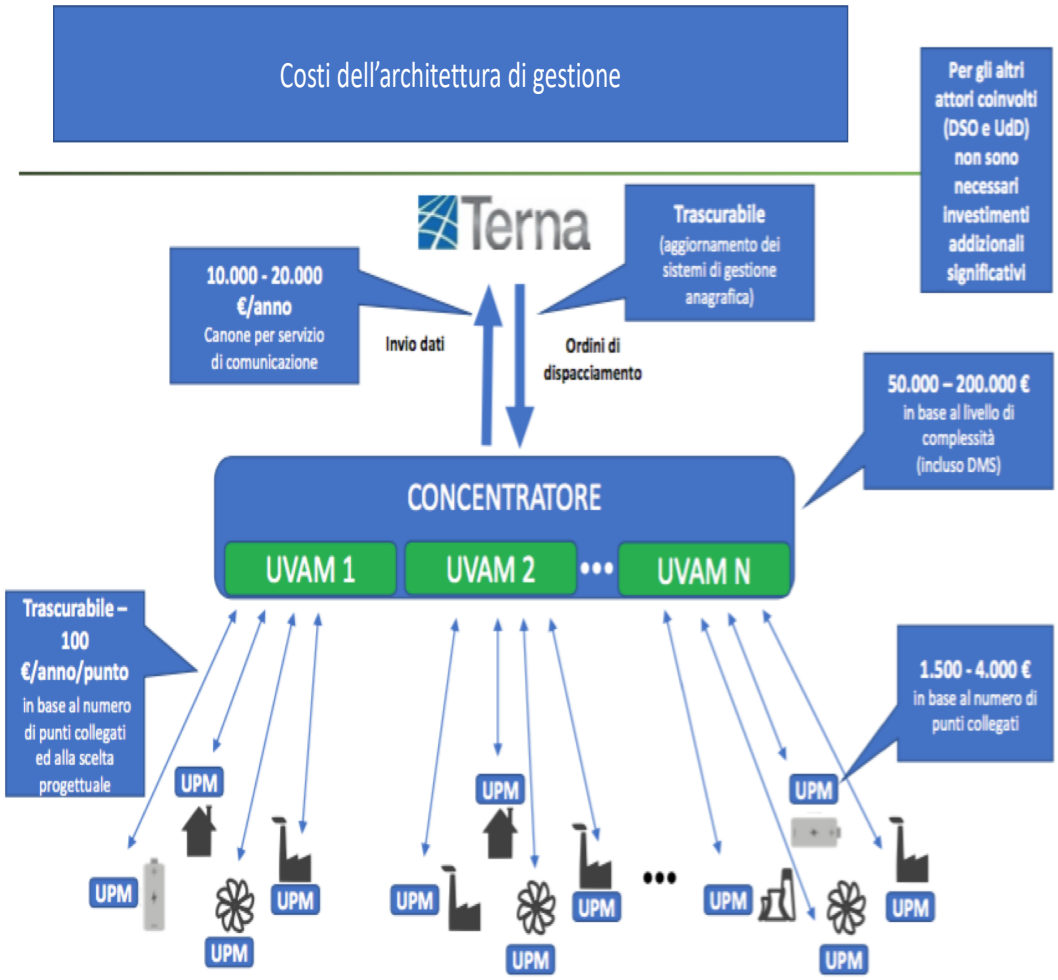



*Figura 13. Costi Architettura UVAM;Fonte:RSE [4]*

I costi necessari per la realizzazione dell'architettura sono variabili e dipendono soprattutto dal grado di complessità delle logiche adottate dal concentratore, e anche dal numero di unità connesse all'UVAM.

La voce di costo più rilevante è, appunto, il concentratore il cui costo stimato varia tra i 50.000 e i 200.000 €. Bisogna considerare, anche, che alcuni costi per la realizzazione dell'architettura possono essere evitati, qualora nelle unità vi sia già presente un sistema di comunicazione dati con Terna.

I sistemi di comunicazione e gestione descritti possono essere direttamente acquistati dal titolare dell'UVAM o in alternativa, l'aggregatore può rivolgersi ad un provider esterno, che si occupa dell'acquisto e installazione delle UPM, e dietro pagamento di un canone, può gestire l'UVAM sia dal punto di vista tecnico che economico (UVAM as a service). Il servizio può

comprendere l'ottimizzazione delle offerte sul mercato e l'ottimizzazione della ripartizione degli ordini di dispacciamento tra i diversi punti di produzione e consumo. [4]

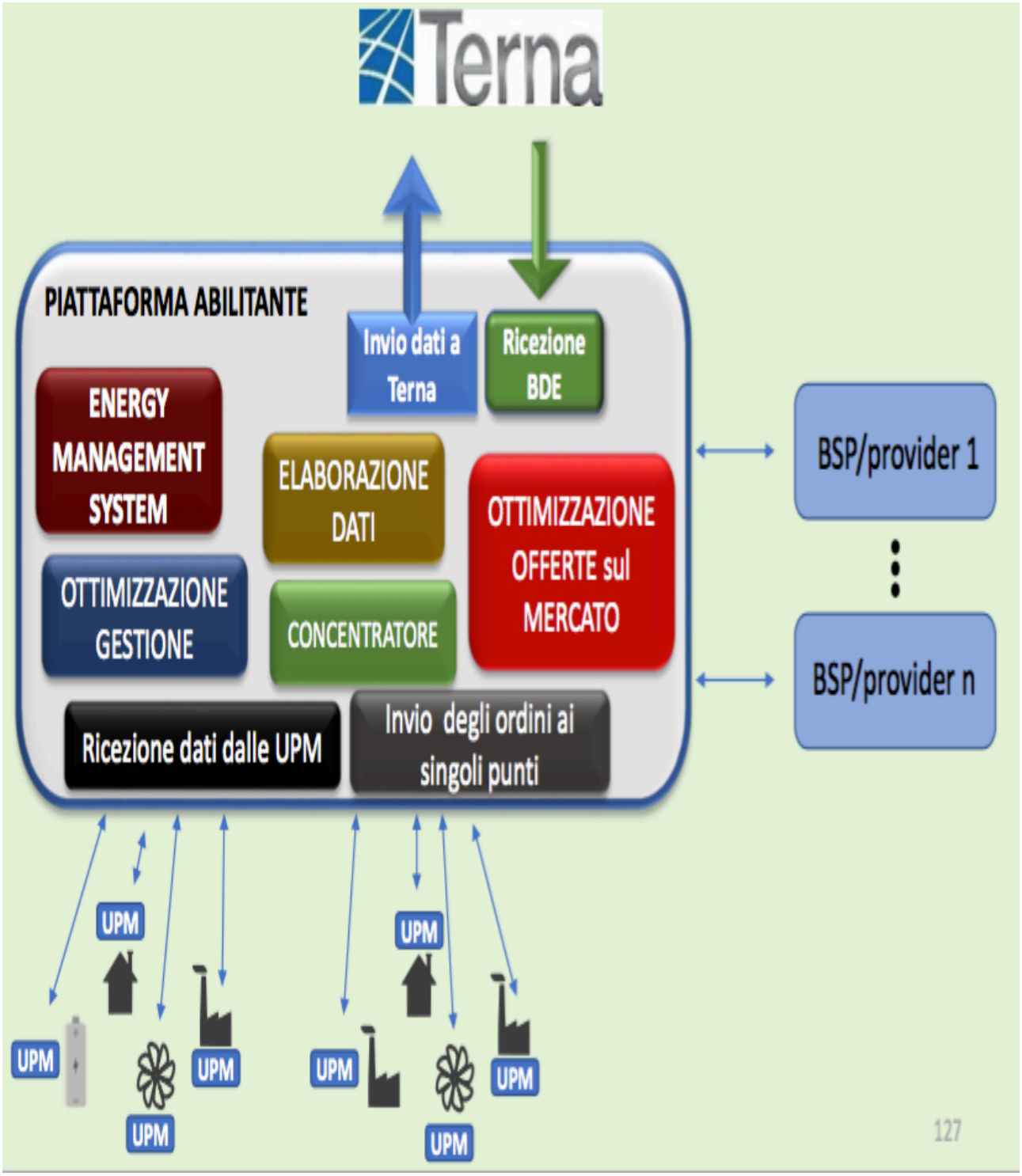



*Figura 14. UVAM as a service; Fonte:RSE [4]*

### 3.3.4 ESEMPIO ARCHITETTURA DEL SISTEMA TECNOWATT

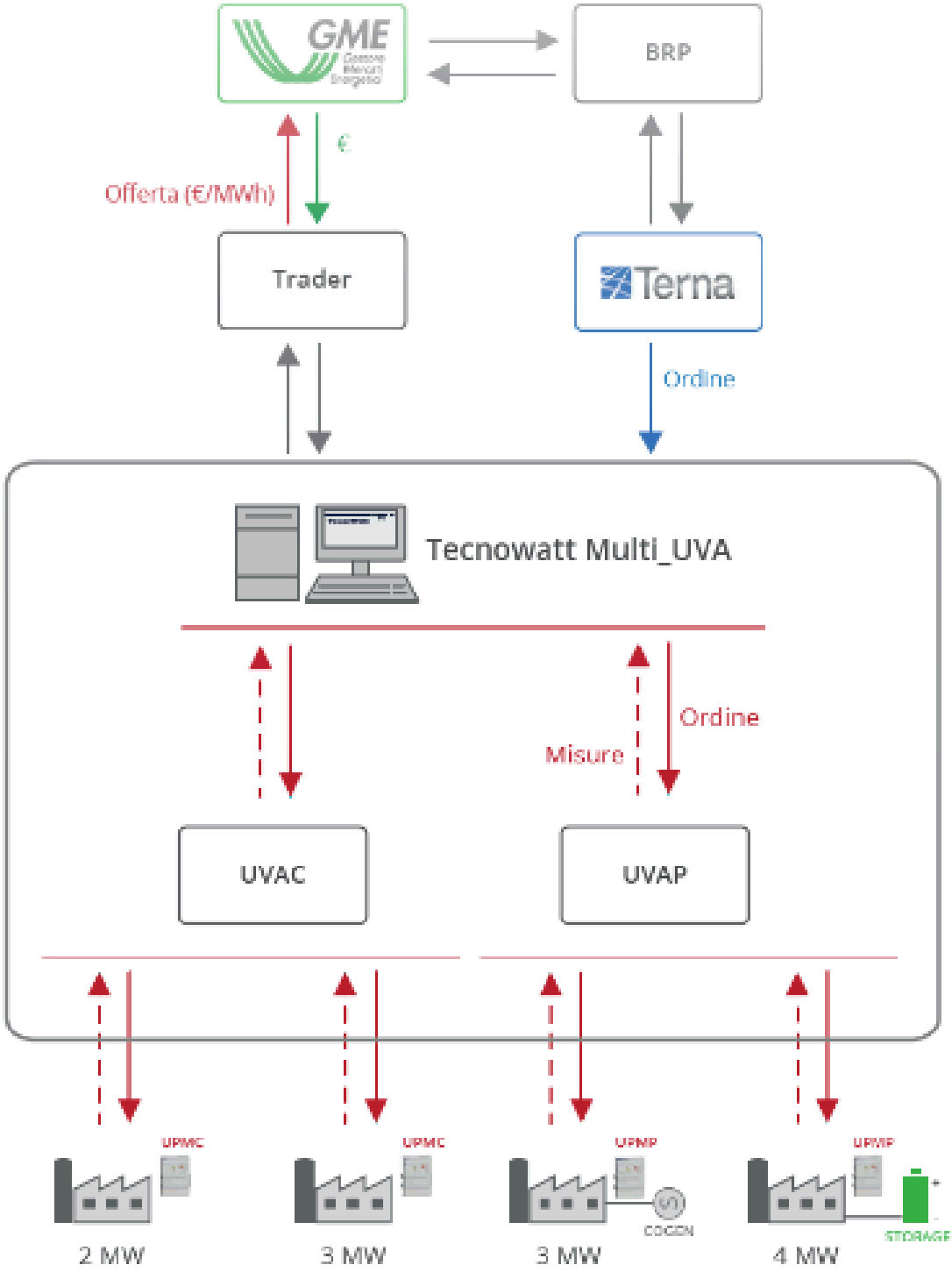



*Figura 15. Schema architettura TecnoWatt [5]*

A titolo esemplificativo si riporta l'architettura di gestione UVAM adottata dall'azienda Tecnowatt.

Il sistema si compone di un software per la gestione delle funzionalità UVA e da periferiche hardware (UPM) necessarie all'acquisizione/trasmissione delle misure verso le UVA e alla ricezione dei comandi di dispacciamento del BSP.

Il software permette di amministrare più Unità virtuali abilitate (UVA) da una singola installazione.

Le UPM acquisiscono le misure di potenza da sorgenti di tipo impulsivo e da corrente 0-20 mA con risoluzione da 12 Bit.

Il quadro elettrico viene fornito con due lampade di segnalazione: verde (presenza connessione), rossa (richiesta di riduzione).

Le misure delle singole UPM vengono aggregate in UVA Virtuali sul concentratore Exergy. L'archiviazione permanente con relativo time-stamp è disponibile in formato CVS ed Excel, con integrazione temporale di 4 secondi e 15 minuti.

#### 3.3.4.1 Comunicazione UPM-UVA

La connessione viene realizzata tramite VPN criptata, sfruttando un router GPRS, lato UPM ed un firewall opportunamente configurato, lato UVA.

La comunicazione avviene tramite protocollo IEC-870-5-104 (come riportato nell'allegato A.42 del Codice di Rete di Terna).

#### 3.3.4.2 Comunicazione UVA-Terna

La connessione avviene tramite una linea CDN o PVC su Frame Relay ed una linea di backup ISDN.

L'invio della misura avviene ogni 4 secondi, tramite protocollo IEC-870- 5-104.

Il software per la gestione delle funzionalità UVA offre diverse sezioni

- Configurazione del sistema, delle periferiche UPM, e delle Unità virtuali (UVA)
- Supervisione del sistema tramite sinottici, grafici e registro eventi.
- Monitoraggio dove è possibile visualizzare la misura aggregata delle UPM e le singole misure e gli eventi di sistema che permettono di evidenziare le richieste di riduzione/immissione e la loro corretta attuazione.
- Analisi storica degli eventi di riduzione in forma grafica, utili ad identificare prontamente eventuali anomalie.

Il software riceve ed interpreta i file BDE inviati da Terna e tramite un algoritmo, personalizzato in base alle esigenze del cliente, fornisce un'ipotesi di azioni da intraprendere in funzione della richiesta di riduzione/immissione contenuta all'interno del file BDE.
Il software può essere abilitato alla gestione automatica dell'invio dei comandi di riduzione/immissione alle periferiche UPM, necessarie al fine di raggiungere e mantenere le quote di produzione/immissione indicate da Terna.
Un'e-mail di notifica contenente l'interpretazione del file BDE è inviata al responsabile dell'UVA interessata dalla richiesta di riduzione.
Il sistema permette la verifica della corretta esecuzione dei comandi tramite apposita sezione di analisi.
In particolare, è possibile verificare che le richieste di riduzione/immissione dispacciate da Terna siano state raggiunte e mantenute per l'intero periodo richiesto.
[5]

## 3.4 Digitalizzazione

Il Demand Response apre alla valorizzazione economica del controllo dei carichi coinvolgendo nei processi decisionali, collegati all'energia, la gestione attiva dei carichi e l'impiego di sistemi di accumulo dinamici e statici. L'obiettivo, per un edificio o un sito industriale, sarà quello di ottimizzare l'uso delle varie risorse energetiche nei processi interni, sfruttando le fonti rinnovabili non programmabili, la cogenerazione e l'accumulo. Questi processi di ottimizzazione possono essere attuati avendo un costante scambio di dati e possibilità di elaborarli, utilizzando sistemi che si rifanno all'"Internet of Things" (IoT), avendo dunque oggetti "attivi", capaci di comunicare fra loro, nell'elaborazione dei dati e nell'attuazione dei processi.

IoT coniste nell'estensione di internet al mondo degli oggetti fisici, questo grazie alla diffusione e installazione di sensori, misuratori e apparecchiature elettroniche capaci di monitorare continuamente l'effettivo consumo di energia di dispositivo da parte dell'utente finale. La digitalizzazione e IoT sono un passo importante verso il miglioramento dell'efficienza energetica, sia dal punto di vista industriale o edilizio, basti pensare all'utilizzo di sensori di presenza per ottimizzare l'illuminazione degli spazi, ma anche in ambiti territoriali, come per il Demand Response, coordinando le unità produttive e di consumo in base alle esigenze di sistema.

Elementi chiave per il processo di digitalizzazione sono i dati, l'analisi e la connettività. Quest'ultima fondamentale perché collegando i singoli componenti di un impianto industriale, ad esempio, è possibile raggiungere una maggiore efficienza, ed inoltre è alla base per il coordinamento delle attività di Demand Response.

Il Sistema Elettrico sta affrontando un processo di transizione da un modello monodirezionale, basato su pochi impianti convenzionali localizzati lontano dai centri di consumo, a un modello complesso, distribuito, in grado di coinvolgere una molteplicità di soggetti.

La diffusione di modelli, come quelli delle UVAM, aumenta la complessità sia della gestione che delle misure in tempo reale delle risorse, sia la gestione dei flussi economici nel mercato elettrico. Al fine di limitare queste complessità è indispensabile che i gestori di rete, ed in particolare il gestore della rete di trasmissione nazionale disponga di informazioni affidabili e tempestive su tutti gli elementi collegati al Sistema Elettrico e che ne influenzano il funzionamento.

Diventa necessaria l'istituzione di un sistema di raccolta dati distribuito su tutto il territorio, sfruttando nuove tecnologie in grado di registrare informazioni ed elaborarle per far evolvere le attività di gestione del sistema elettrico. Nello specifico si parla di due tipologie di dati: dati per la gestione delle risorse di generazione, consumo e storage, e dati per la gestione degli asset di rete.

In Italia Terna ha avviato dei progetti per la realizzazione di un'infrastruttura di raccolta dati distribuita sulla Rete Nazionale, installando sensori di monitoraggio e raccolta dati di diversa natura sui tralicci Terna. Con la crescente mole di dati raccolti dai nuovi sensori, è necessaria una connettività affidabile e veloce. Per tale motivo Terna ha avviato un processo di posa di fibra ottica ed estendere la rete esistente.

Per sfruttare la vastità di dati raccolti, vanno adottate nuove tecnologie di elaborazione e analisi dei dati che sfruttano particolari tipologie di algoritmi, che trovano applicazioni fondamentali nei processi di gestione di generazione, consumo, accumulo e dei parametri di rete. Esempi di queste applicazioni si incentrano sulla previsione di generazione e consumo e sul miglioramento delle applicazioni in tempo reale per la gestione del sistema elettrico, e il miglioramento delle analisi ex-post del comportamento del sistema, oppure sulla manutenzione predittiva dei parametri di rete, migliorando le azioni di mitigazione e gestione delle emergenze in caso di disservizi.

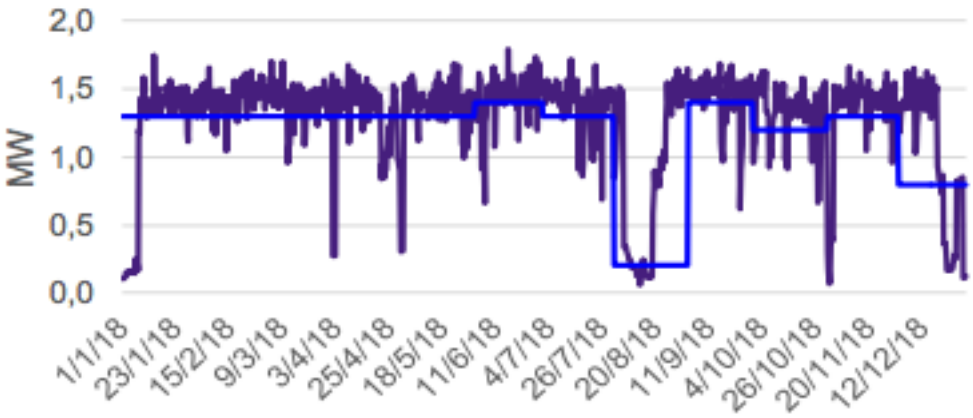
Ad oggi Terna non ha la possibilità di monitorare in tempo reale circa 800.000 impianti connessi direttamente alla rete di media e bassa tensione, ovvero la Generazione Distribuita (GD), la visibilità in tempo reale consentirebbe di migliorare la gestione del sistema elettrico. Per questo motivo Terna ha avviato il processo di Osservabilità GD che contribuisce a garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico mediante i calcoli di rete in regime statico e dinamico, per il miglioramento della valutazione delle condizioni di esercizio e di tutti i principali parametri elettrici caratterizzanti la rete, sistemi di monitoraggio di grandezze quali la potenza di cortocircuito in tempo reale.

Per questa trasformazione è necessario investire sia sulle nuove tecnologie digitali, raccogliendo informazioni a basso costo, trasferendo grandi flussi di dati in affidabilità (fibra ottica,5G) e analizzando i dati in maniera efficace, sia in progetti innovativi che permettono di migliorare la qualità dei dati.

Nell'attuazione dei meccanismi di Demand Response diventa fondamentale la costruzione di un sistema di raccolta dati distribuito sul territorio, che non sono solo quelli inerenti la gestione delle risorse di generazione, consumo e storage, ma anche dati per la gestione degli asset di rete, ovvero i parametri di rete, temperature, irraggiamento, velocità del vento.
[1],[6],[7]

## 4. BUSINESS CASE

In questa sezione si mostrano alcuni dei vantaggi che si possono ottenere partecipando ai programmi di Demand Response.
Per partecipare al meccanismo di remunerazione delle UVAM, il BSP e il cliente devono concordare la potenza modulabile effettiva che il sito è in grado di fornire, quantificandola su distribuzione mensile.




| Mesi | Potenza media prelevata | Potenza modulabile massima teorica | Potenza modulabile effettiva |
|---|---|---|---|
| gennaio | 1,1 MW | 1,3 MW | |
| febbraio | 1,4 MW | 1,3 MW | |
| marzo | 1,4 MW | 1,3 MW | |
| aprile | 1,3 MW | 1,3 MW | |
| maggio | 1,4 MW | 1,3 MW | |
| giugno | 1,4 MW | 1,4 MW | |
| luglio | 1,4 MW | 1,3 MW | |
| agosto | 0,8 MW | 0,2 MW | |
| settembre | 1,4 MW | 1,4 MW | |
| ottobre | 1,3 MW | 1,2 MW | |
| novembre | 1,3 MW | 1,3 MW | |
| dicembre | 1,0 MW | 0,8 MW | |

*Figura 16. Analisi Impianto; Fonte:Enel X [6]*

Vengono, innanzitutto, identificate le caratteristiche principali dell'impianto produttivo, per determinare la possibilità e la modalità di partecipazione ai servizi di Demand Response, spiegando i vincoli tecnici previsti dal regolamento, approfondendo e quantificando le potenze modulanti presenti, per redigere, infine un piano di modulazione del carico.

Per qualificare l'UVAM è necessario svolgere una prova di modulazione del carico, che consiste nel modulare il carico per almeno l'80% della potenza massima richiesta, per un intervallo di tempo che dipende dal servizio per cui si chiede l'abilitazione. Durante la prova il BSP dovrà comunicare la baseline per ciascun quarto d'ora, partendo dalle due ore precedenti lo svolgimento della stessa. In ogni caso la potenza modulata non può essere inferiore ad 1 MW.

Viene dato esito positivo, con una tolleranza pari al 10% della potenza richiesta, se l'UVAM riesce a sostenere la modulazione per tutta la durata, nel caso di esito negativo, la prova può essere ripetuta fino a 4 volte.

Le UVAM possono essere attuate in molte realtà industriali e rappresentare anche un importante fonte economica. Si riportano alcuni esempi applicativi nel caso di:

- Sito con impianto di cogenerazione
- Unità di solo consumo
- Impianto per teleriscaldamento
- Impianto composto da più unità di consumo e produzione

Infine, si riporta uno studio sulla stima della potenza modulante di una UVAM, a partire da dati di consumo forniti da Trigenia.

## 4.1 Cogeneratore

Dall'analisi svolta tra BSP e cliente, si è constatato che il consumo medio del processo produttivo ammonta a 21 MW, e per soddisfare questa richiesta, l'impianto è munito di un impianto di cogenerazione di taglia 25 MW. È dunque possibile sfruttare i restanti 4 MW con una modulazione in incremento della potenza prodotta dal cogeneratore.

Ipotizzando una remunerazione per l'energia prodotta di 100 €/MWh, nell'ipotesi di 52 MWh di modulazione l'anno e con un valore prodotto a termine pari a 30.000 €/MW/anno, l'UVAM riesce a ricavare 125.200€ annui.

$$4\,MW \cdot 30.000\,\frac{€}{MW\ anno} + 100\frac{€}{MWh} \cdot 52\,\frac{MWh}{anno} = 125.200\frac{€}{anno}$$

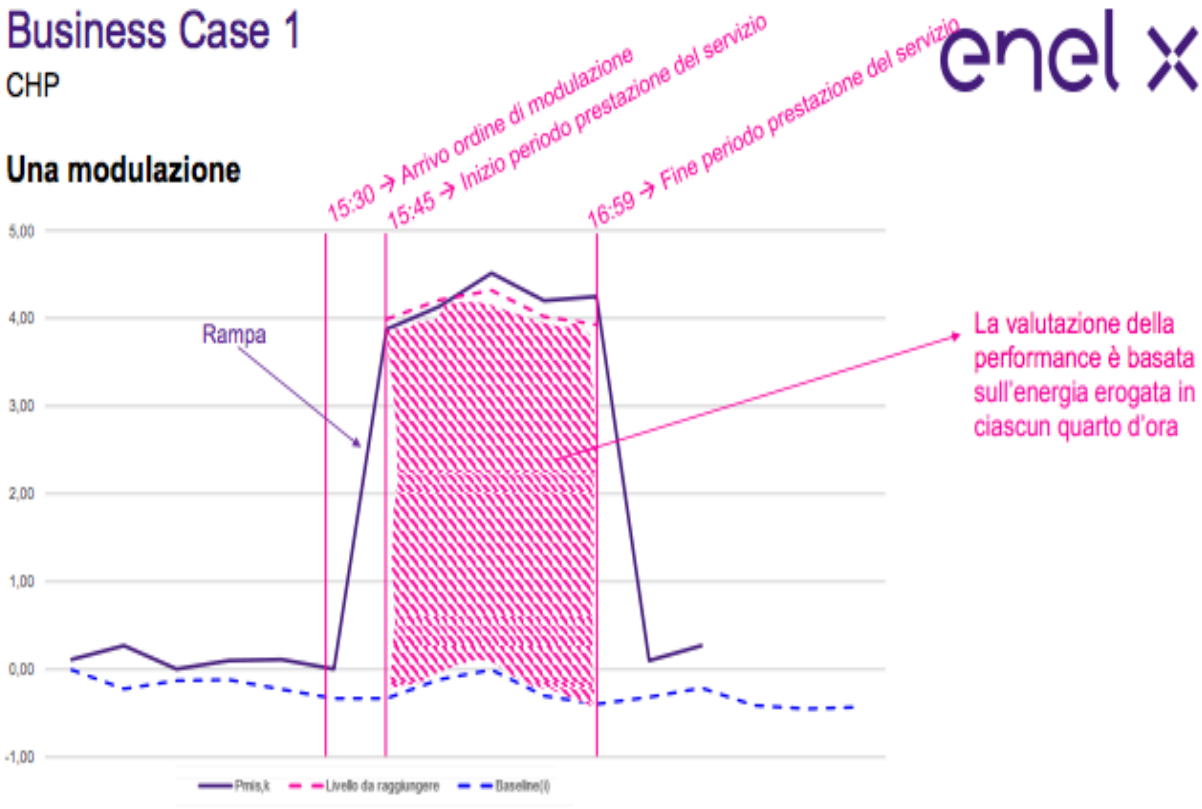



*Figura 17. Business case 1 [6]*

## 4.2 Unità di solo consumo

Si ha un cliente non dotato di impianti di autoproduzione, con un consumo medio per i propri processi pari a 2,8 MW, dall'analisi svolta insieme al BSP sono stati individuati 2,5 MW di potenza modulabile. La modulazione viene effettuata come riduzione dei prelievi elettrici sul processo di consumo. In questo caso, a differenza del servizio di interrompibilità istantanea, vi è il vantaggio di poter ridurre la potenza consumata senza sospendere totalmente l'assorbimento di energia elettrica.

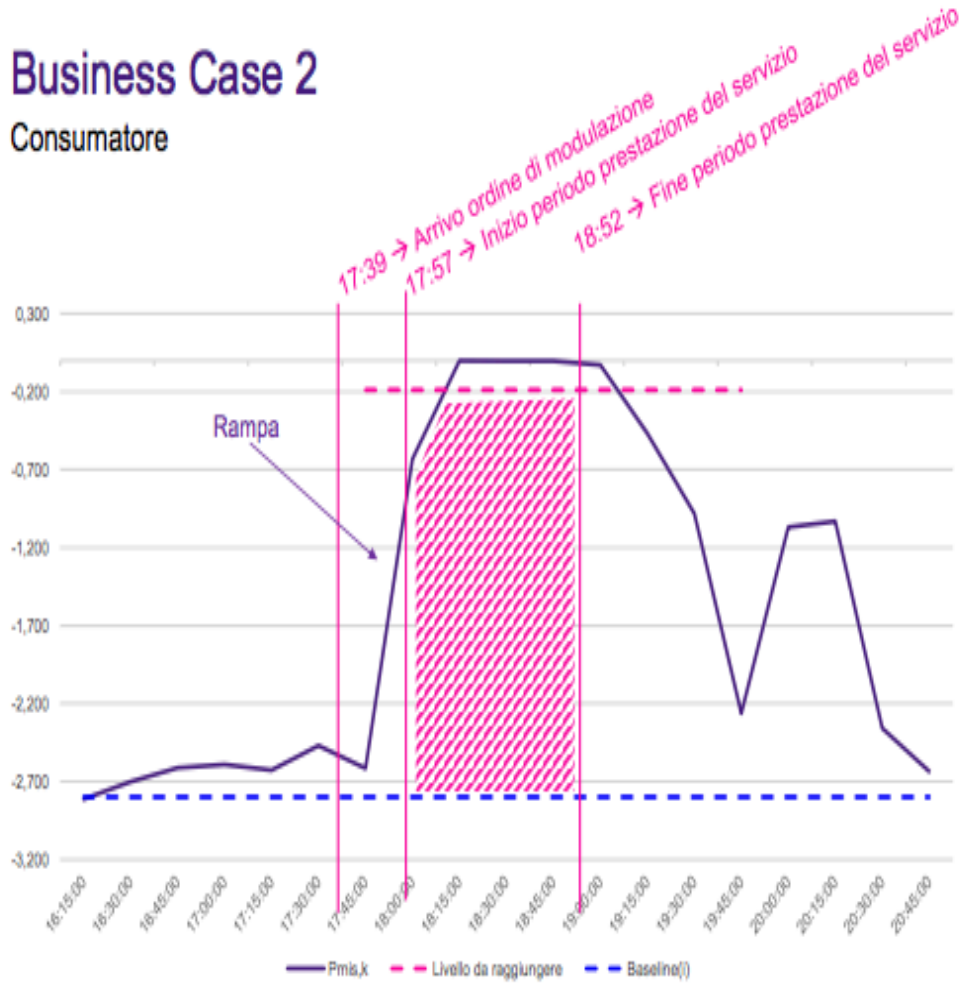



*Figura 18. Business case 2 [6]*

Ipotizzando una remunerazione di 330 €/MWh, con 12 MWh di modulazione l'anno, e un approvvigionamento della risorsa a termine di 30.000€/MW/anno, si ottiene un ricavo di 78.960€.

$$2{,}5\ MW \cdot 30.000\ \frac{€}{MW\ anno} + 330\frac{€}{MWh} \cdot 12\ \frac{MWh}{anno} = 78.960\frac{€}{anno}$$

## 4.3 Rete di Teleriscaldamento

In questo caso la rete di teleriscaldamento a servizio di edifici residenziali e del settore terziario, può effettuare la modulazione mediante i cogeneratori installati in centrale, durante la stagione estiva, con una potenza elettrica di 7,5 MWe, di cui 4 impiegati nel programma delle UVAM.

Questo tipo di impianti stagionali possono maggiormente sfruttare i programmi mensili delle UVAM, in modo da fornire il servizio di Demand Response nei periodi in cui la potenza modulabile è disponibile.

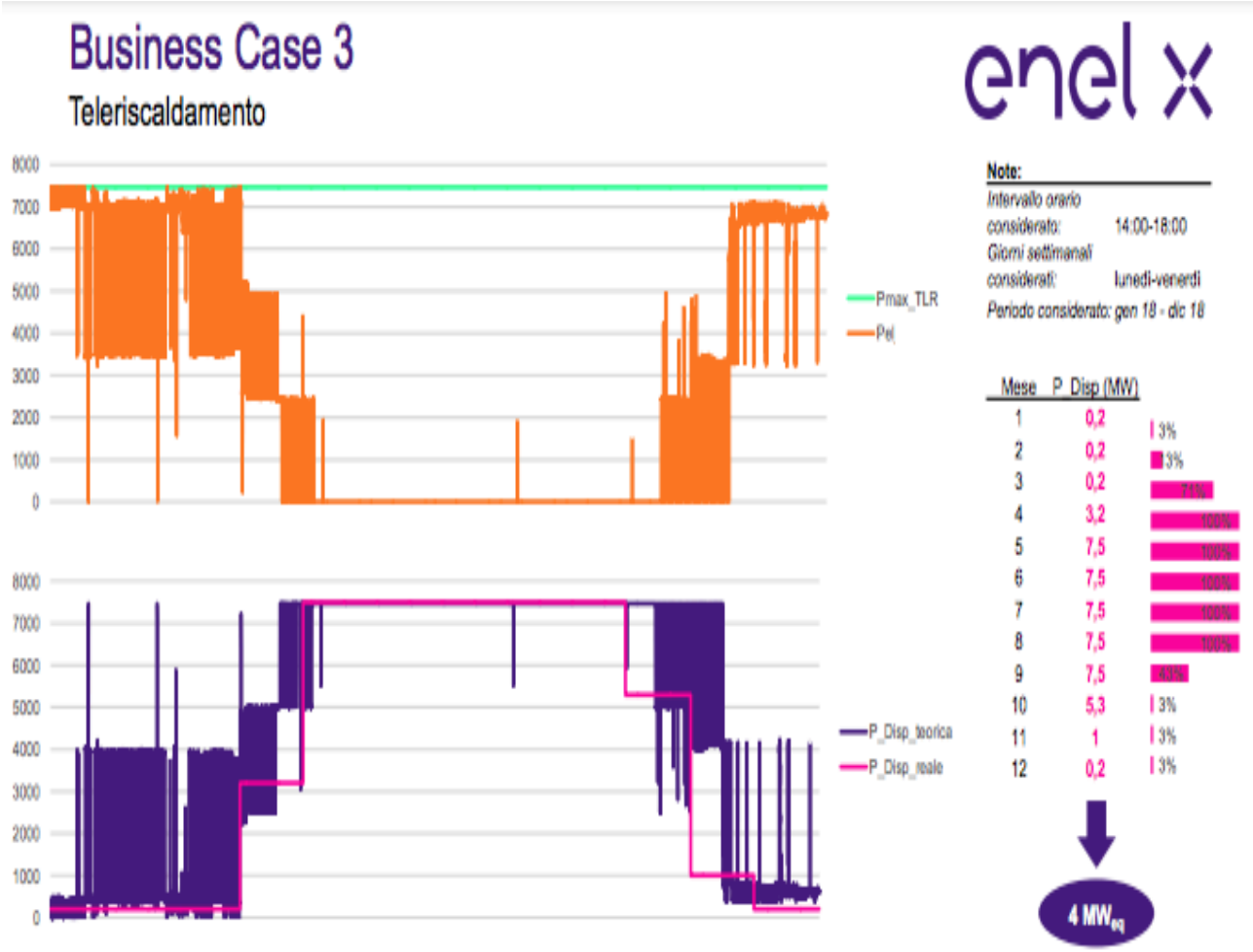



*Figura 19. Business case 3 [6]*

Con una potenza modulante di 4 MW, una remunerazione per l'energia elettrica di 120 €/MWh, 48 MWh di impiego, e un approvvigionamento di 30000€/MW/anno, l'impianto è in grado di guadagnare 125.760 €/anno per il servizio fornito.

$$4\,MW \cdot 30.000\,\frac{€}{MW\ anno} + 120\frac{€}{MWh} \cdot 48\,\frac{MWh}{anno} = 125.760\frac{€}{anno}$$

## 4.4 Impianto composto da più unità di consumo e produzione

È il più comune caso di UVAM, in questo caso composta da due siti consumatori e un autoproduttore. Gli impianti di consumo hanno taglia, rispettivamente, di 0,7 MW e 1,1 MW, mentre l'impianto di produzione genera potenza elettrica da un cogeneratore ad alto rendimento di taglia 1,2 MW. La modulazione viene effettuata sia in riduzione di consumo dei processi che

tramite incremento della produzione. Complessivamente la potenza modulante è pari a 3 MW.

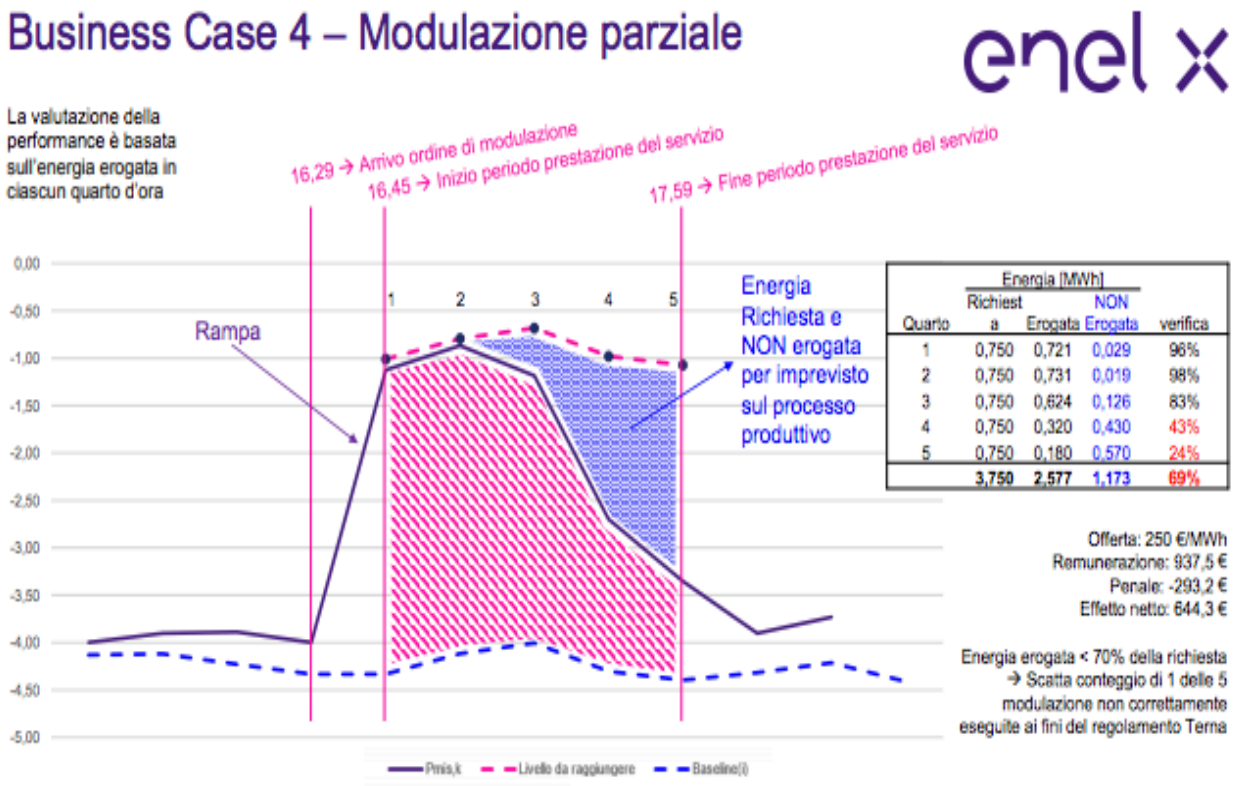



*Figura 20. Business case 4 [6]*

In questo caso la remunerazione avviene solo per quei quarti d'ora in cui l'energia erogata è maggiore del 70 % della richiesta. Nel caso sopra, si avrà una remunerazione per l'energia, ipotizzando un prezzo di vendita di 250€/MWh, di 937,5 €, ma considerando la parte di energia non erogata, bisogna pagare una penale pari a 293,2€, ottenendo un effetto netto di 644,3 €.

Quest'ultimo caso mostra come avviene la remunerazione se l'UVAM non dovesse completamente rispettare un ordine di dispacciamento. [8]

## 4.5 Aggregato di aziende

In questo caso studio si vuole mostrare quali vantaggi, in prima analisi, si possono trarre dalla partecipazione al meccanismo UVAM, considerando un aggregato di 13 aziende, alcune munite di impianti di produzione energetica, stimando la potenza modulante da impegnare. I dati di consumo di queste aziende sono stati forniti da Trigenia S.r.l.

| UVAM | | | |
|---|---|---|---|
| | Prelievo da rete (kWh) | Impianti di autoproduzione | Autoconsumo (kWh) |
| 1 | 7.547.829 | Fotovoltaico | 148.635 |
| 2 | 52.212.427 | | |
| 3 | 28.784.029 | | |
| 4 | 11.551.156 | Cogeneratore 1203 kWele | 9.143 |
| 5 | 10.403.296 | Cogeneratore 1203 kWele | 3.652.810 |
| 6 | 3.501.812 | | 91.228 |
| 7 | 2.214.912 | | |
| 8 | 16.706.454 | Trigeneratore 901 kWele (8.000 h/anno) | 6.847.600 |
| 9 | 6.038.500 | Fotovoltaico da 180 kW ubicato a villastellone | 365.756 |
| 10 | 1.073.324 | Trigeneratore (851 kWele) + Fotovoltaico | 3.763.821 (di cui 480 MWh prodotti da PV) |
| 11 | 34.561.203 | | |
| 12 | 9.381.725 | | |
| 13 | 10.549.207 | Microturbina + Fotovoltaico | 1.405.951 |
| **TOT** | **194.525.874** | | |

*Figura 21.Consumi annuali aziende aggregate*

Alcune di queste aziende sono dotate di impianti di produzione energetica di tipo convenzionale, come i trigeneratori o cogeneratori, mentre altre aziende sono munite di impianti fotovoltaici. Per ottenere l'energia generata da questi ultimi è stato utilizzato il software PVGis, in modo da simulare l'attività solare in un anno.

Per risalire alle potenze impegnate nei processi produttivi delle singole aziende, partendo dal prelievo annuo dalla rete, si è ipotizzato un periodo di funzionamento pari a 3.000 ore l'anno

e per semplicità, sono state riportate in MW per via del metodo di retribuzione delle aste UVAM.

| UVAM | |
|---|---|
| | potenza prelevata [MW] |
| 1 | 2,52 |
| 2 | 17,40 |
| 3 | 9,59 |
| 4 | 3,85 |
| 5 | 3,47 |
| 6 | 1,17 |
| 7 | 0,74 |
| 8 | 5,57 |
| 9 | 2,01 |
| 10 | 0,36 |
| 11 | 11,52 |
| 12 | 3,13 |
| 13 | 3,52 |
| TOT | 64,84 |

*Figura 22. Potenze prelevate*

L'aggregato, nel suo complesso, risulta assorbire per i propri processi una potenza media pari a circa 65 MW, bisogna adesso stabilire quanta potenza può essere messa a servizio del meccanismo di Demand Response.

Per le aziende in possesso di impianti capaci di produrre energia, si è ipotizzato che queste possano mettere a disposizione della rete tutta la potenza prodotta e che possano sospendere il prelievo dalla rete per una capacità pari a quella prodotta, mentre per le aziende che risultano essere solo consumatori di energia, si è ipotizzato che possano sospendere il loro carico del 10%.

| UVAM | | | |
|---|---|---|---|
| | Impianti di autoproduzione | Potenza prodotta [MW] | Potenza impegnata [MW] |
| 1 | Fotovoltaico | 0,04 | 0,04 |
| 2 | | | 1,74 |
| 3 | | | 0,96 |
| 4 | Cogeneratore 1203 kWele | 1,20 | 1,20 |
| 5 | Cogeneratore 1203 kWele | 1,20 | 1,20 |
| 6 | | | 0,12 |
| 7 | | | 0,07 |
| 8 | Trigeneratore 901 kWele (8.000 h/anno) | 0,90 | 0,90 |
| 9 | Fotovoltaico da 180 kW ubicato a villastellone | 0,18 | 0,18 |
| 10 | Trigeneratore (851 kWele) + Fotovoltaico | 0,85 | 1,24 |
| 11 | | | 1,15 |
| 12 | | | 0,31 |
| 13 | Microturbina + Fotovoltaico | | 0,47 |
| TOT | | 4,38 | 9,59 |

*Figura 23. Potenze impegnate*

Il requisito minimo di potenza da impegnare per il progetto pilota UVAM è di 1 MW, così si ottiene che l'aggregato in studio può partecipare al meccanismo di Demand Response impegnando 9,59 MW di potenza.

| UVAM | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Impianti di autoproduzione | Potenza impegnata [MW] | Retribuzione potenza € | Retribuzione energia € |
| 1 | Fotovoltaico | 0,04 | 1.338 | 71 |
| 2 | | 1,74 | 52.212 | 2.785 |
| 3 | | 0,96 | 28.784 | 1.535 |
| 4 | Cogeneratore 1203 kWele | 1,20 | 36.090 | 1.925 |
| 5 | Cogeneratore 1203 kWele | 1,20 | 36.090 | 1.925 |
| 6 | | 0,12 | 3.502 | 187 |
| 7 | | 0,07 | 2.215 | 118 |
| 8 | Trigeneratore 901 kWele (8.000 h/anno) | 0,90 | 27.030 | 1.442 |
| 9 | Fotovoltaico da 180 kW ubicato a villastellone | 0,18 | 5.400 | 288 |
| 10 | Trigeneratore (851 kWele) + Fotovoltaico | 1,24 | 37.158 | 1.982 |
| 11 | | 1,15 | 34.561 | 1.843 |
| 12 | | 0,31 | 9.382 | 500 |
| 13 | Microturbina + Fotovoltaico | 0,47 | 14.060 | 750 |
| TOT | | 9,59 | 287.822 | 15.350 |

*Figura 24. Ricavi economici*

Infine, ipotizzando la retribuzione massima ottenibile all'asta per la potenza impegnata, ovvero 30.000 €/MW, e una retribuzione per l'energia pari a 400€/MWh, anch'essa la massima ottenibile, per 4 ore di funzionamento annue, si ottengono dei ricavi annui pari a **303.172 €** da ripartire ad ogni azienda in base alla quota di potenza e di energia messa a disposizione.

$$9{,}6\ MW \cdot 30.000\ \frac{€}{MW\ anno} + 400\frac{€}{MWh} \cdot 38{,}37\ \frac{MWh}{anno} = 303.172\frac{€}{anno}$$

Va considerato però che nella trattazione non sono considerati i costi legati all'architettura di gestione delle UVAM, e che non è stato direttamente verificato se gli impianti di solo consumo possano effettivamente sospendere i carichi del 10%. Tuttavia, anche se risulta un'analisi di massima, vengono bene evidenziati i vantaggi della partecipazione al Demand Response.

## 5. Ottimizzazione del prelievo della potenza elettrica: Demand Management, Peak shaving e Load Levelling

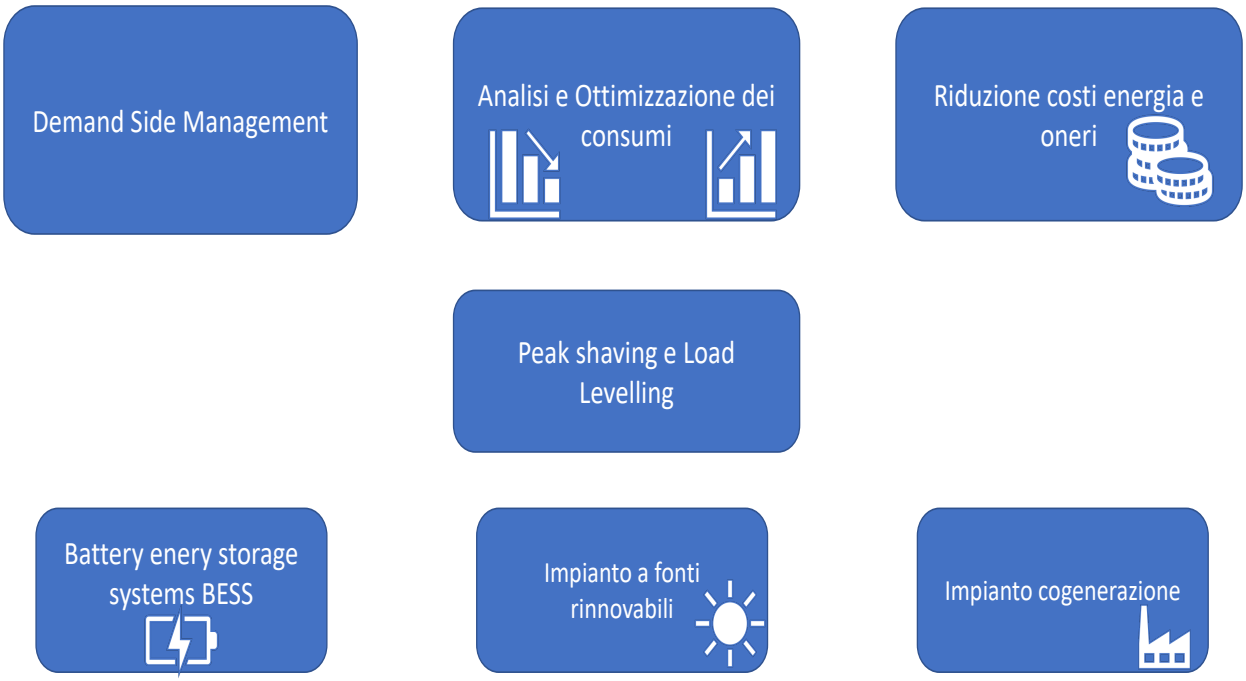



*Figura 25. Demand Side Management*

Il Demand Side Management consiste in un insieme di azioni volte a gestire in maniera efficiente i consumi di un sito, per ridurre i costi legati all'approvvigionamento di energia elettrica, per gli oneri di rete e per gli oneri generali di sistema, incluse le componenti fiscali.

Le azioni di ottimizzazione sono volte a modificare le caratteristiche del consumo di energia elettrica, con riferimento alla quantità complessiva dei consumi, profilo temporale dei consumi e parametri contrattuali di fornitura, come ad esempio la potenza contrattuale, per ottenere un risparmio sui costi della bolletta. Per effettuare il Demand Side Management, occorre analizzare in maniera approfondita i consumi del sito, in modo da comprenderne le peculiarità e capire se le abitudini di consumo possono essere ottimizzate senza strumenti aggiuntivi. Nel caso in cui un cambio di abitudini non può essere attuato, o non sia sufficiente a ridurre i costi desiderati, è possibile l'installazione di sistemi di accumulo di energia (ad

esempio BESS,battery energy storage systems), impianti da fonti rinnovabili o impianti di tipo cogenerativo.

Tra le tecniche di Demand Management rientrano i concetti di Peak Shaving e Load Levelling, cioè limatura dei picchi e livellamento del carico. Il concetto di base è di rendere quanto più possibile piatta la curva degli assorbimenti elettrici. Questo porta dei benefici sia all'utente, in quanto diminuisce la potenza massima contrattualizzata, ottenendo notevoli risparmi sulla bolletta, ma anche dal punto di vista del gestore di rete, in quanto riesce ad avere una curva di domanda più piatta e ad agire meno sulle regolazioni per mantenere in sicurezza il sistema di trasmissione elettrica, risparmiando sui costi legati ai cosiddetti servizi ancillari.

Il Peak Shaving può essere attuato, ove possibile, spostando il periodo di maggiore prelievo di energia elettrica in archi temporali in cui il prelievo è minore, appiattendo in questo modo la curva di prelievo. Qualora non fosse possibile si possono installare impianti di accumulo che si ricaricano quando il consumo è basso per poi essere scaricati quando si raggiungono i picchi di utilizzo. Infine un ulteriore, e più convenzionale, modo per limare i picchi è quello di utilizzare degli impianti ausiliari che possono essere di tipo cogenerativo o ad energia rinnovabile, per massimizzare l'autoconsumo all'interno di un sito e ridurre i prelievi di potenza dalla rete elettrica nazionale. [9]

In un'industria è importante controllare i picchi di potenza prelevata dalla rete, poiché vi sono componenti della bolletta elettrica legati alla quota di potenza massima assorbita. Un picco rappresenta un elevato prelievo per un piccolo intervallo di tempo, risulta chiaro quanto sia importante cercare di limare questi picchi d'assorbimento.

## 5.1 Caso Studio

In questo studio si esaminano i profili di consumo di un'azienda in due anni differenti, 2019 e 2020, per ridurne i carichi di punta.

Al fine di capire l'utilizzo dei vettori energetici all'interno dell'azienda, si descrive il ciclo produttivo legato all'attività dello stabilimento.

Per quanto concerne le zone che ospitano il processo produttivo, è possibile distinguere le seguenti aree all'interno del fabbricato principale:

- Reparti raffinazione linee creme R1 e R4;
- Reparto raffinazione linea cioccolato R2;
- Reparti raffinazione linee creme senza latte R3 e R5;

- Reparti tostatura;
- Reparto confezionamento;
- Servizi ausiliari (sala compressori, chiller, soffianti, centrale termica, pompaggi, trigeneratore);
- Servizi generali (illuminazione, uffici).

Il processo produttivo è in generale attivo per tre turni giornalieri.

Nell'Unita Produttiva si producono creme spalmabili a base di cacao e nocciole e semilavorati per l'industria dolciaria. I prodotti dell'Azienda sono commercializzati sul mercato in diversi formati (vasetti, secchi, tavolette, gocce, cisterne).

Le materie prime relative al processo produttivo sono zucchero, latte in polvere, cacao, olii e grassi vegetali, nocciole sgusciate e lecitina di girasole. Tali prodotti vengono ricevuti in ingresso allo stabilimento all'interno di un magazzino delle materie prime e successivamente sono stoccati in serbatoi (oli e grassi vegetali), in silos (zucchero, cacao e latte in polvere) o su apposite scaffalature (nocciole).

In particolare, le polveri (cacao, zucchero e latte) vengono trasportate con carrelli elettrici nelle tramogge di carico dove, con trasporto pneumatico, avviene il riempimento dei silos.

Attraverso pompe idrauliche e trasporto pneumatico (3 soffiatori), le varie materie prime sono successivamente prelevate dal magazzino delle materie prime e inviate alle linee di lavorazione (reparto raffinazione linea creme, linea cioccolato e linea creme senza latte). Cacao e zucchero vengono inviati al reparto raffinazione linea cioccolato (R2), mentre il cacao e il latte in polvere vengono inviati al reparto raffinazione linea creme (R1 e R4) e linea creme senza latte (R3 e R5).

Lungo le linee di lavorazione le materie prime vengono innanzitutto pesate e miscelate attraverso un sistema computerizzato di dosatura all'interno di una impastatrice. Il prodotto, di matrice grossolana, deve subire due processi di raffinazione per raggiungere la granulometria desiderata (20 micron). La prima operazione è una pre-raffinazione, realizzata da pre-raffinatrice, la seconda è una raffinazione ad opera di raffinatrici. La polvere raffinata viene inviata in macchinari denominati conche, formati da braccia e rulli che girando velocemente permettono di amalgamare omogeneamente il prodotto. Tale processo è detto concaggio. Il prodotto finito è successivamente inviato, attraverso tubazioni, in depositi intermedi riscaldati e muniti di agitatori. La temperatura dei depositi è di circa 45°C.

Il processo di tostatura delle nocciole viene realizzato in un macchinario apposito e consiste in un'essiccazione del prodotto volta alla diminuzione del contenuto di umidità. La tostatura avviene per riscaldamento indiretto delle nocciole, tramite fumi generati da un bruciatore in metano.

In stabilimento sono inoltre presenti tre linee di confezionamento dei vasetti (linee L1, L2, L3 e LC53), una per gli snack (linea 9 e LC51), una delle monodosi (linea 5) e due per le gocciole (linea 11 e 12).

Il prodotto finito, nei vari formati, staziona nelle celle di stoccaggio climatizzato prima di essere spedito all'esterno dello stabilimento.

Si segnala che a Giugno 2019 è stato inaugurato l'ampliamento dello stabilimento produttivo per la produzione di creme bianche e nere (linea R4) e creme senza latte (linea R5). Benché alcuni di questi impianti produttivi risultassero già in funzione a partire da Ottobre 2018, lo stabilimento ha operato a regime solo da Giugno 2019.

In Figura si riporta lo schema del processo produttivo di Stabilimento.

*Figura 26.Processo Produttivo Azienda*

Nell'anno 2020 nell'azienda in questione, a differenza dell'anno precedente, è entrato in funzione un impianto di trigenerazione per sopperire agli elevati prelievi di energia dalla rete e per diminuire la quota di potenza contrattualizzata in bolletta e per sfruttare l'energia frigorifera prodotta dal trigeneratore nei processi produttivi.

## 5.2 Curva di Prelievo dello stabilimento

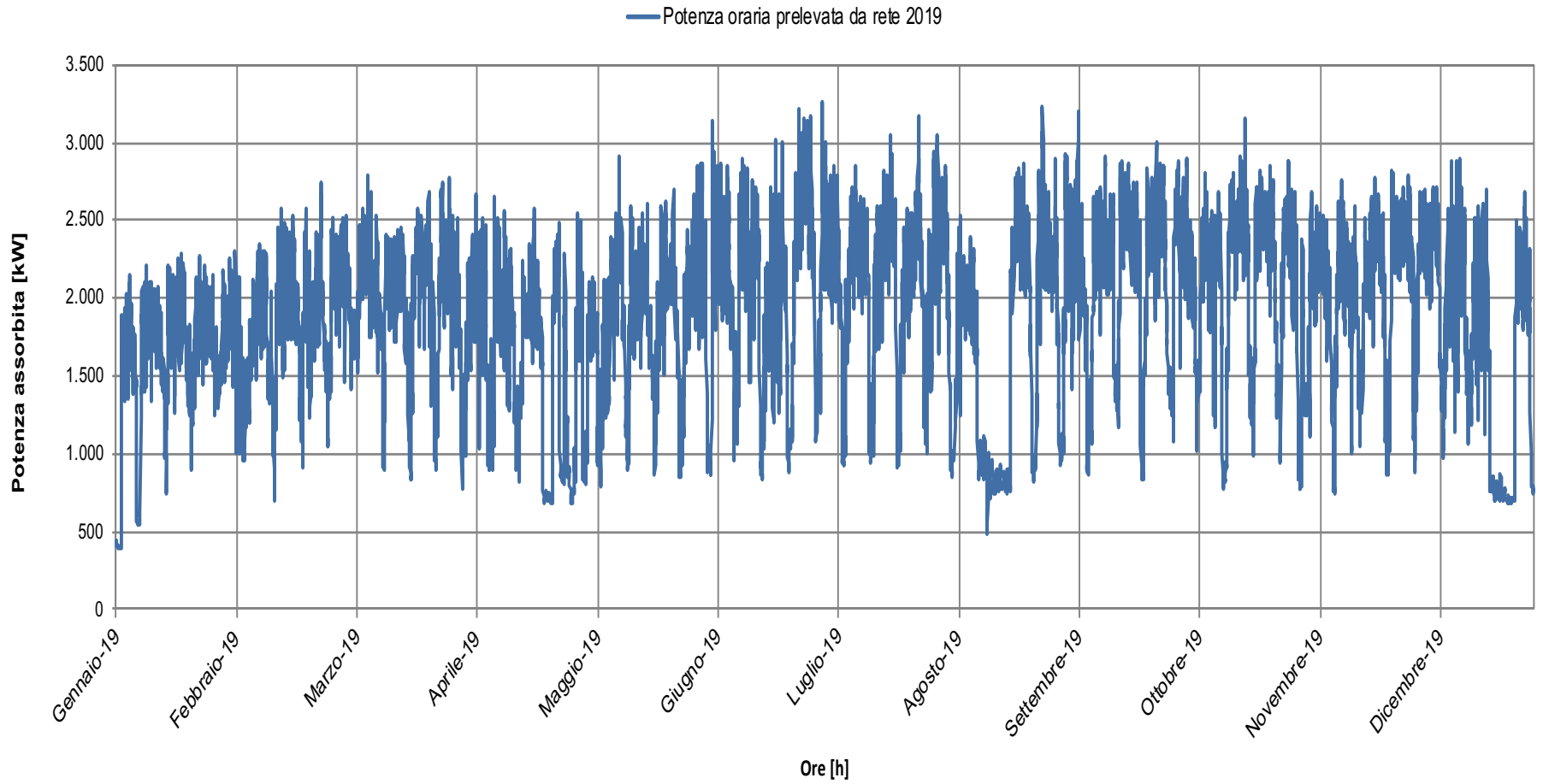



*Figura 27. Profilo consumo anno 2019*

Dai dati forniti da E-distribuzione, si è potuta costruire la curva di prelievo per l'intero anno 2019, evidenziando i carichi di base, intermedi e soprattutto quelli di picco. Dall'andamento dei prelievi si nota una potenza di picco di circa 3.000 kW, raggiunta nel periodo di luglio e agosto, una potenza prelevata media sui 2.000 kW e una potenza minima assorbita, base-load, di circa 1.000kW.

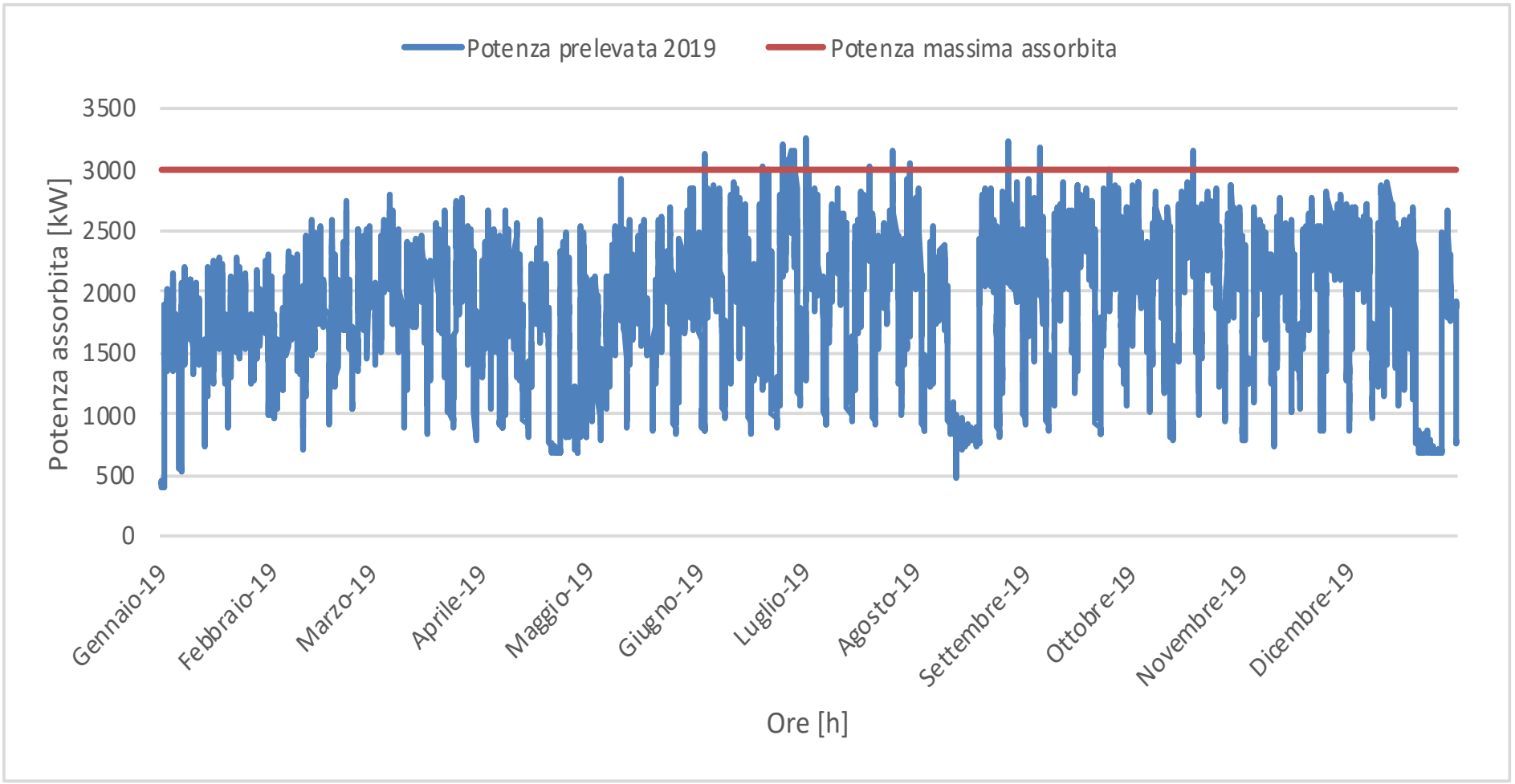



*Figura 28. Potenza massima prelevata 2019*

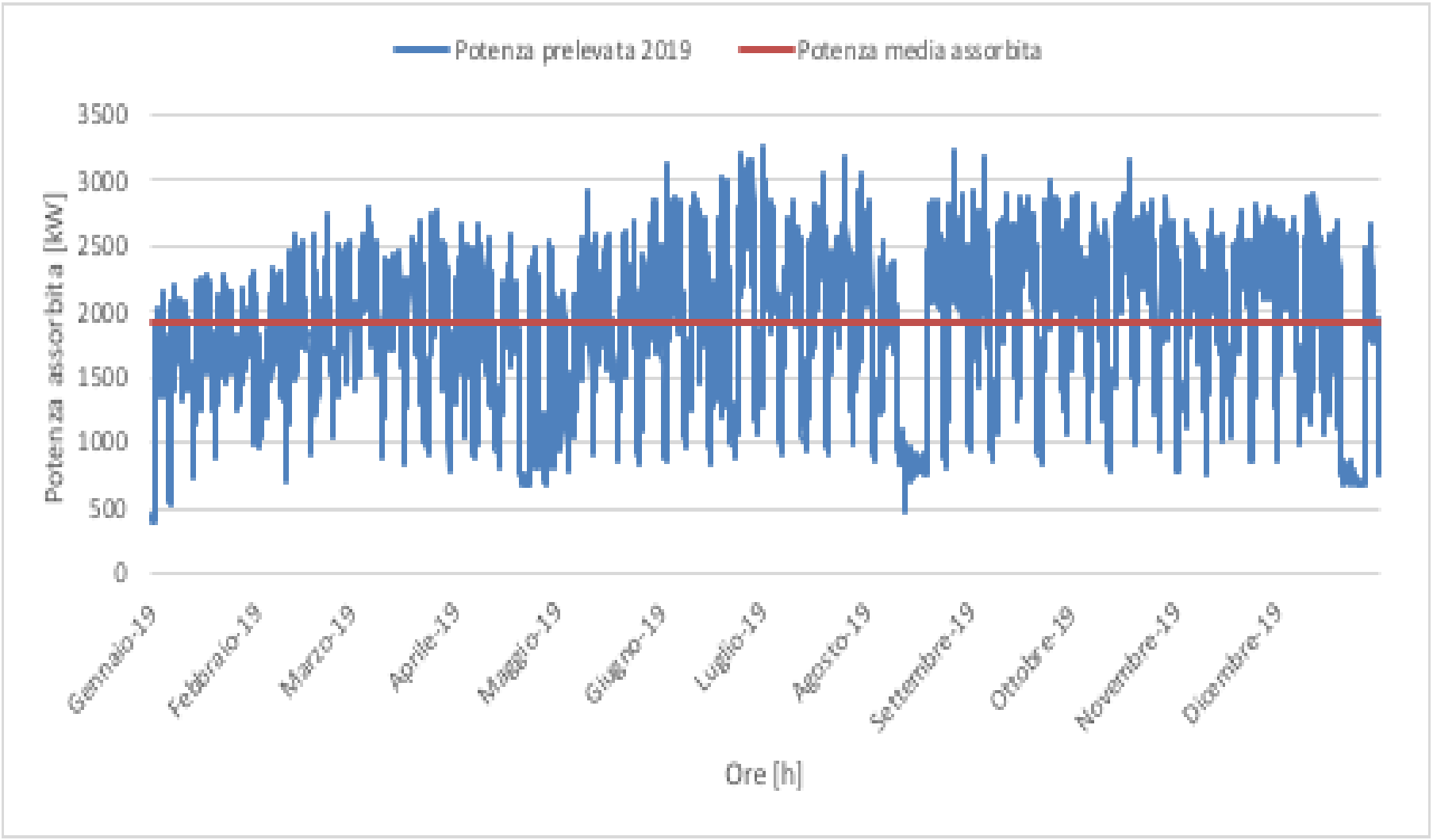



*Figura 29. Potenza prelevata media 2019*

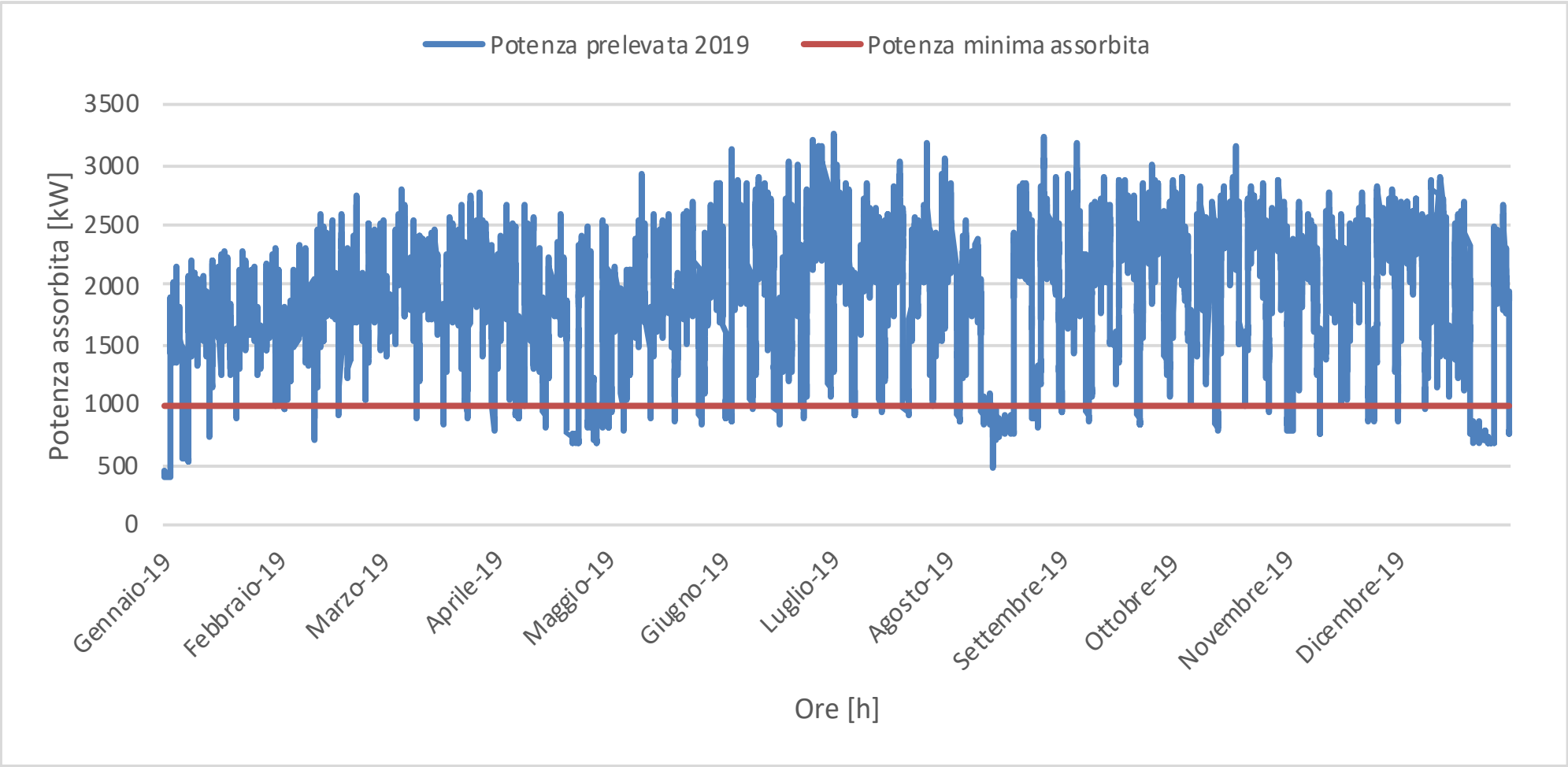



*Figura 30. Potenza minima prelevata*

Sulla base di queste analisi, per appiattire la curva di prelievo, limando i picchi, diminuendo anche il consumo medio annuo e riducendo la potenza minima assorbita durante l'anno, e dato il fabbisogno di energia frigorifera per il processo produttivo, si è deciso di installare un trigeneratore.

### 5.2.1 Trigeneratore

Il trigeneratore è un impianto in grado di generare in maniera combinata energia elettrica, termica e frigorifera a partire dalla stessa energia primaria. Si tratta di un impianto di cogenerazione a cui è affiancata un sistema di gruppi refrigeranti ad assorbimento, che utilizzando l'energia termica di scarto, riescono a produrre energia frigorifera, utilizzando come sorgente il calore, anziché energia elettrica, come avviene per le macchine frigorifere a compressione.
La trigenerazione è una tecnologia che massimizza il rendimento nella cogenerazione, perché permette di sfruttare a pieno l'impianto anche nella stagione estiva per soddisfare, ad esempio, le richieste di aria condizionata nello stabilimento, e nei processi produttivi impiegati nell'azienda in studio.

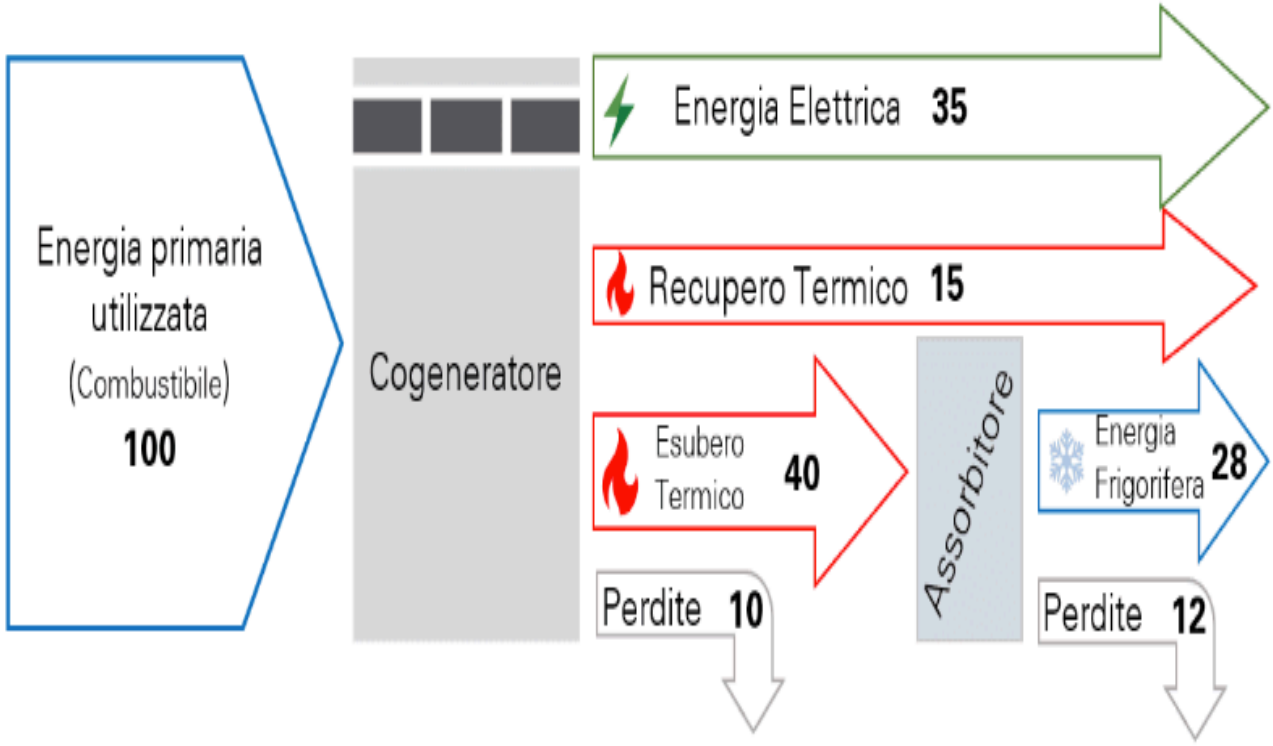



*Figura 31. Schema funzionamento trigeneratore [11]*

Uno dei maggiori vantaggi della trigenerazione è l'alto livello di efficienza rispetto ad altre tecnologie di produzione dell'energia. Questo consente di consumare meno energia primaria, con vantaggi sui costi di approvvigionamento energetico, e di ridurre le emissioni di inquinanti a parità di energia prodotta, determinando vantaggi ambientali.
Riassumendo i vantaggi ottenibili dall'utilizzo di questa tecnologia, si possono ottenere:

- Minori consumi energetici
- Sostenibilità ambientale

- Maggiore indipendenza energetica rispetto ai fornitori, per via dell'autoconsumo
- Effetto Peak Shaving, riducendo i carichi di punta di prelievo dalla rete
- Possibilità di utilizzare fonti energetiche rinnovabili locali, come le biomasse, invece dei combustibili fossili
- Accesso ai meccanismi di incentivazione per la cogenerazione ad alto rendimento
- Generazione di energia distribuita sul territorio e partecipazione ai meccanismi di Demand Response[10]

La cogenerazione prevede la produzione combinata di energia elettrica e energia termica utile (calore) e il recupero in forma utile di parte dell'energia termica che nella produzione tradizionale di sola energia elettrica viene ceduta all'ambiente, conseguendo un risparmio energetico e un vantaggio ambientale rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore. La cogenerazione è quindi una tecnologia che, unendo in un unico impianto la produzione di energia elettrica e la produzione di calore, sfrutta in modo ottimale l'energia primaria dei combustibili.

La produzione combinata di energia elettrica e di calore può essere tecnicamente realizzata con le modalità topping e bottoming:

- nella modalità "topping" viene prodotta energia elettrica attraverso un ciclo termodinamico ad alta temperatura integrato ad un sistema di recupero in forma utile del calore di scarico e di distribuzione del medesimo all'utenza termica. In questo caso le tecnologie risultano sostanzialmente derivate da quelle utilizzate per la produzione di sola energia elettrica attraverso l'installazione di apparecchiature di recupero termico e di distribuzione del calore a valle dei motori primi (generalmente si recupera calore dai gas di scarico o dal sistema di raffreddamento);
- nella modalità "bottoming" viene prima prodotto calore per utilizzazioni ad alta temperatura, il cui cascame termico alimenta un ciclo termodinamico sottostante che permette di ottenere anche una produzione di energia elettrica.

Le principali tecnologie impiegate per la cogenerazione sono:

- Turbina a gas (ciclo Brayton);
- Turbina a vapore (ciclo Rankine a spillamento o in contropressione);
- Ciclo combinato gas-vapore;
- Motore alternativo a Combustione Interna (MCI) con Ciclo Diesel o Ciclo Otto;
- Motore Stirling;

- Celle a combustibile.

I paramenti fondamentali che individuano il campo di applicazione della tecnologia di cogenerazione sono:

- la dimensione dell'impianto;
- il rapporto potenza elettrica/potenza termica;
- le modalità di regolazione richieste
- la temperatura alla quale deve essere fornito il calore;
- il combustibile utilizzabile e le emissioni prodotte;
- il rendimento;
- il costo dell'investimento.

Turbine a vapore e cicli combinati sono tipologie impiantistiche di potenza elevata (da 0,5 a più di 100 MW) utilizzate in genere per applicazioni industriali, mentre i motori a combustione interna e turbine a gas consentono sviluppi su taglie inferiori quali quelle richieste nel settore del terziario (il campo di applicazione và da pochi kW a 5 MW per MCI e da pochi kW a qualche centinaio di MW per le turbine a gas). Motori Stirling e celle a combustibile sono sistemi di cogenerazione ancora in fase sperimentale che comunque si adattano soprattutto a piccole potenze. Ciascuna tecnologia presenta un rapporto tra le quantità di energia elettrica e di calore utile prodotte (o anche tra rendimento elettrico e termico), definito indice elettrico o PHR.

Il PHR assume generalmente valori compresi tra 0,5 e 2, ed è maggiore per i cicli combinati (per effetto del rendimento elettrico elevato, attualmente pari a circa il 45%) e per le celle al combustibile, mentre è minore per i cicli a vapore (0,5-0,1), le microturbine (0,65-0,35) e per i motori Stirling; per le turbine a gas e i motori a combustione interna si raggiungono valori intermedi, che crescono all'aumentare della potenza installata (0,5-0,8).

Talvolta si usa anche il reciproco del PHR che esprime quanti kWh termici sono prodotti per ogni kWh elettrico. Entrambi questi parametri possono esprimere anche il rapporto tra l'energia elettrica e termica prodotta in un intervallo di tempo infinitesimale, ossia tra due potenze istantanee; evidentemente il PHR del medesimo impianto di cogenerazione dipenderà dalle condizioni di funzionamento, e varierà qualora questo sia impiegato in regolazione (ossia non sia impiegato alla massima potenza).

Proprio in base alle modalità di regolazione dell'impianto è possibile un'ulteriore classificazione in:

- tecnologie a un grado di libertà (motori, turbine a gas, turbine a vapore a contropressione, cicli combinati con turbina a vapore a contropressione) per i quali la definizione della potenza elettrica fissa necessariamente anche la potenza termica (o viceversa);
- tecnologie a due gradi di libertà (turbine a vapore a condensazione e spillamento, cicli combinati con turbina a vapore a spillamento, turbina a gas a iniezione di vapore) per le quali potenza elettrica e termica generate possono essere fissate, entro certi limiti, indipendentemente l'una dall'altra.

Per quanto riguarda infine i costi d'investimento, questi variano notevolmente a secondo della taglia dell'impianto e delle particolari caratteristiche tecniche delle macchine impiegate; tuttavia la tecnologia più costosa è senz'altro, al momento attuale, quella delle celle a combustibile, mentre le turbine a gas sono in genere gli impianti più semplici e per questo più economici; anche i motori a combustione interna hanno costi abbastanza competitivi per impianti di dimensioni medio – piccole. Si deve inoltre tener presente la durata dell'impianto, che arriva fino a 30 anni per impianti a vapore, a 15-20 anni per turbine a gas e per MCI di dimensioni medio grandi (è invece di qualche decina di migliaia di ore per quelli di piccole dimensioni) e di pochi anni per le celle a combustibile.

Nella scelta di una tecnologia cogenerativa è poi importante anche tener conto della manutenzione e dei suoi costi, nonché della disponibilità effettiva dell'impianto: esso dovrà infatti essere fermato di tanto in tanto per manutenzione o a causa di guasti, e ciò comporterà un ritardo nel ritorno dell'investimento, nonché potenziali disagi nell'approvvigionamento di calore ed energia elettrica. Per i motori alternativi si prevedono genericamente operazioni di manutenzione ogni 1.000 ore e revisioni generali con frequenza tra 10.000 e 30.000 ore di funzionamento. Il fattore di utilizzo annuo è relativamente basso e solo per alcuni modelli supera il 90%.

Nel caso delle turbine a gas, vista la relativa semplicità costruttiva, le poche parti in movimento e la lubrificazione non critica, si presentano meno problemi rispetto ai motori alternativi; le case con maggior esperienza propongono modelli che possono essere utilizzati per alcune decine di migliaia di ore prima della revisione generale. La prima verifica delle palettature viene eseguita di norma non prima delle 15.000 ore.

In generale, rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore, la produzione combinata comporta:

- un risparmio economico conseguente al minor consumo di energia primaria, ottenuto grazie all'elevato rendimento complessivo dei sistemi di cogenerazione;
- una riduzione dell'impatto ambientale, conseguente sia alla riduzione delle emissioni (risparmio energetico significa anche una riduzione dei gas serra) che al minor rilascio di calore residuo nell'ambiente;
- minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico nazionale, conseguenti alla localizzazione degli impianti in prossimità dei bacini di utenza o all'autoconsumo dell'energia prodotta;

Affinché tali vantaggi siano conseguiti, è pero necessario che:

1) le utenze energetiche e soprattutto quelle termiche si trovino nelle vicinanze del sistema di generazione energetica (le perdite di calore lungo le reti di teleriscaldamento abbassano il rendimento complessivo del sistema, inoltre la costruzione di tubature isolate termicamente comporta degli oneri economici aggiuntivi);

2) l'utenza termica domandi calore a temperatura relativamente bassa, tale a poter sfruttare quello refluo della generazione elettromeccanica (all'aumentare della temperatura richiesta il rendimento elettromeccanico decade, fino ad annullare i benefici energetici della cogenerazione);

3) l'impianto di cogenerazione sia sfruttato per un elevato numero di ore all'anno, affinché il risparmio energetico possa compensare i costi d'investimento (superiori a quelli di un impianto tradizionale) e l'incremento del costo per manutenzione, personale di sorveglianza, amministrazione dell'impianto.

Per realizzare questa ultima condizione, l'impianto deve risultare opportunamente dimensionato, inoltre la richiesta di calore e di energia elettrica devono essere contemporanee e il più possibile costanti in tutto l'arco dell'anno; tale requisito è difficilmente verificato nel caso di utenze che generalmente presentano un limitato fabbisogno di calore durante la stagione estiva; proprio per risolvere questo problema, ha trovato largo impiego la trigenerazione che permette di sfruttare il calore anche in estate per alimentare gruppi frigoriferi ad assorbimento, soddisfacendo il fabbisogno di climatizzazione delle utenze e il fabbisogno di energia frigorifera per processi produttivi.

Le modalità di esercizio di una macchina per cogenerazione è variabile a seconda del tipo di impianto al quale è destinata. La scelta di come farla funzionare è una questione fondamentale nell'ottica del raggiungimento di un buon compromesso tra i vantaggi derivanti

dall'autoproduzione e gli svantaggi derivanti dalle possibili problematiche di "comunicazione elettrica" con la rete e dello smaltimento di calore.

Ogni utenza ha un proprio profilo di carico elettrico e termico che, oltre a distinguersi in base alle potenze massime, presenta variabilità diversificate secondo il tipo di applicazione svolta. Per questi motivi anche la decisione della potenza del cogeneratore da installare, oltre a dipendere certamente dai picchi di fabbisogno dell'utenza, è legata soprattutto al tipo di funzionamento giornaliero della macchina previsto in fase di progettazione a partire dall'andamento dei carichi dell'impianto al quale è destinata.

I tipi di funzionamento possibili di una macchina cogenerativa principalmente sono tre:

- inseguimento elettrico;
- inseguimento termico;
- inseguimento termoelettrico.

La giusta scelta del tipo di "inseguimento", è molto legata alla tipologia di allacciamento alla rete; questo sostanzialmente si divide in collegamento in parallelo e collegamento in isola. Il cogeneratore allacciato in parallelo, è collegato in modo tale da erogare energia elettrica parallelamente alla rete e, con questa configurazione, è possibile per l'utenza sia un'acquisizione sia una cessione di energia. Questo tipo di collegamento presenta il vantaggio di garantire all'utente, in caso di malfunzionamento del cogeneratore o nei periodi di manutenzione, l'assenza di interruzione di energia elettrica, la quale, in questi casi, è prelevata interamente da rete. Nei momenti in cui la produzione del cogeneratore è superiore al reale fabbisogno, con l'allaccio in parallelo l'energia che avanza viene ceduta alla rete. Il tipo di collegamento in isola, è caratterizzato dall'essere totalmente indipendente dalla rete. In pratica il cogeneratore funziona da gruppo elettrogeno e spesso gli impianti nei quali si adotta questo tipo di allaccio, vengono divisi in due tronconi: uno alimentato esclusivamente dal cogeneratore, e l'altro dalla rete.

Il principio di funzionamento secondo il quale la produzione di energia elettrica è volta prevalentemente a soddisfare la relativa domanda, prende il nome di inseguimento elettrico; il cogeneratore si regola in base all'andamento del fabbisogno elettrico dell'utenza, indipendentemente da quali sono le richieste termiche. Una variante dell'inseguimento elettrico può essere considerata quella dell'inseguimento elettrico con accumulo di energia termica, effettuato mediante appositi serbatoi opportunamente isolati termicamente. I sistemi di accumulo permettono, in situazioni di fabbisogno termico altalenante, di immagazzinare il calore

eccedente e di impiegarlo nei momenti di picco della richiesta; tale sistema però implica costi aggiuntivi e inevitabili perdite di calore; in maniera analoga, per sistemi di trigenerazione, sono disponibili serbatoi per l'accumulo dell'energia frigorifera, anche chiamati Ice Bank.
L'inseguimento termico basa invece il principio di regolazione della macchina sull'andamento della quantità richiesta di calore. Il lato elettrico non è considerato e durante il funzionamento del cogeneratore è possibile trovarsi in condizione di acquisto o di cessione di energia all'esterno.
La terza modalità di funzionamento è costituita dall'inseguimento termoelettrico; in questo caso il cogeneratore è regolato secondo la richiesta minima di energia indipendentemente dal fatto che essa sia elettrica o termica. [11]

### 5.2.2 Cenni sulle Macchine ad Assorbimento

Il principio di funzionamento delle macchine ad assorbimento (o assorbitori) si basa sull'impiego, come fluido di lavoro, di una miscela, generalmente binaria, ovvero costituita da due sostanze: una, più volatile, funge da refrigerante, l'altra da solvente. La soluzione diluita di refrigerante e solvente contenuta nell'assorbitore, A, viene trasferita mediante una pompa nel generatore, G, dove viene riscaldata mediante energia termica fornita direttamente dalla fiamma di un combustibile (sistemi a fiamma diretta) oppure mediante un opportuno fluido termovettore (sistemi indiretti). Nel generatore, la sostanza più volatile, ovvero il refrigerante, evapora, cosicché la fase liquida residua risulta più ricca di solvente rispetto alle condizioni iniziali (soluzione concentrata). A questo punto, il refrigerante evaporato, separato dalla soluzione concentrata, può essere avviato verso il condensatore, CO, che svolge una funzione del tutto analoga a quella che si avrebbe in un ciclo a compressione di vapore, così come la valvola di laminazione e l'evaporatore, EV, attraversati dal refrigerante dopo il processo di condensazione. Nel frattempo, la soluzione concentrata ottenuta al generatore viene ricondotta all'assorbitore, dove, grazie al suo basso contenuto di refrigerante, è in grado, per l'appunto, di assorbire il refrigerante in fase vapore proveniente dall'evaporatore, e di ricreare le condizioni di concentrazione iniziali, rendendo possibile il funzionamento ciclico e dunque continuo del sistema. Poiché il processo di assorbimento è esotermico, per garantirne il corretto svolgimento è necessario sottrarre continuamente calore a questo componente: il processo è dunque perfettamente simmetrico a quello di evaporazione, endotermico, che ha luogo al generatore.

Tra l'altro, il corretto controllo della temperatura di esercizio dell'assorbitore rappresenta un problema molto delicato: se il raffreddamento non dovesse essere adeguato, infatti, questa temperatura tenderebbe a salire, fino a raggiungere il cosiddetto limite di cristallizzazione della soluzione, e la presenza di cristalli in fase solida è evidentemente incompatibile con il corretto funzionamento della macchina, potendo indurre il blocco del flusso nella pompa. In alcuni casi, questo problema rende indispensabile il ricorso al raffreddamento ad acqua di torre, invece che ad aria. Ciò ovviamente può rappresentare, soprattutto per macchine di piccola taglia, una complicazione impiantistica indesiderata, introducendo, tra l'altro, una fonte di rumore in una macchina di per sé molto silenziosa, e quindi privilegiata in alcune applicazioni particolari. Il confronto con le macchine elettriche assicura, comunque, che, per grosse potenzialità, i costi di abbattimento del rumore per i gruppi ad assorbimento rimangono inferiori rispetto alle unità elettriche.

Per ridurre il fabbisogno di energia termica del generatore, a parità di ogni altra condizione, e migliorare dunque l'efficienza del sistema, normalmente tra assorbitore e generatore viene inserito uno scambiatore di calore, in cui la soluzione diluita proveniente dalla pompa viene riscaldata da quella concentrata proveniente dal generatore. La richiesta di energia elettrica risulta molto contenuta, in quanto il lavoro assorbito dalla pompa è al più il 10% di quello che sarebbe necessario per un tradizionale ciclo a compressione di vapore, a parità di resa frigorifera.

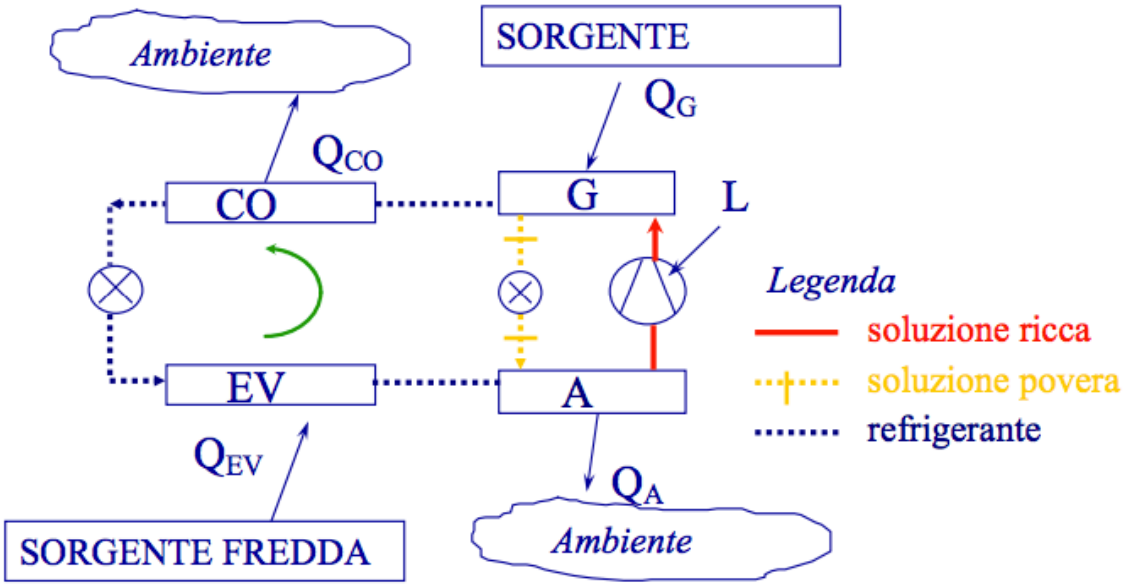



*Figura 32. Schema funzionamento Macchina ad assorbimento [13]*

Il principale vettore energetico necessario al funzionamento del sistema è dunque rappresentato dall'energia termica richiesta al generatore, che, nel caso sia fornita da un fluido termovettore, piuttosto che dalla fiamma diretta di un combustibile, dovrà essere disponibile ad una temperatura sufficientemente elevata da garantire da un lato un'efficace evaporazione del refrigerante, e dall'altro la possibilità di far condensare lo stesso alla temperatura richiesta. I valori di temperatura tipici sono intorno agli 80 – 90 °C, per cui l'alimentazione può essere effettuata con acqua calda, surriscaldata o con vapore a bassa pressione: per ogni fissato modello, la resa frigorifera sarà sempre una funzione crescente della temperatura del fluido con il quale è alimentato il generatore, con un incremento medio del 10% ogni 10 °C; il COP è invece meno sensibile al livello di temperatura dell'input termico al generatore.

L'efficienza degli assorbitori viene abitualmente misurata attraverso un coefficiente di prestazione, COP, definito come il rapporto tra l'energia utile ottenuta (all'evaporatore in raffrescamento, al condensatore nell'eventuale esercizio in pompa di calore) e quella termica (oppure, nel caso degli assorbitori a fiamma diretta, quella primaria) in ingresso; abitualmente, si trascura il consumo elettrico per ausiliari e pompa di circolazione della soluzione. Abitualmente, i valori nominali del COP si aggirano, per i cicli semplici fin qui considerati, intorno a 0,70 per i frigoriferi ed a 1,50 per le pompe di calore, e, caratteristica particolarmente interessante,

questi valori sono poco dipendenti dalla taglia, e sono quindi conseguibili anche per sistemi di piccola capacità termo-frigorifera. Anche se il valore può sembrare modesto rispetto ai COP tipici dei sistemi a compressione, è evidente che il confronto non può essere effettuato direttamente, perché in questi ultimi l'energia spesa è termodinamicamente, oltre che economicamente, più pregiata.

Un'ulteriore, importante variante migliorativa rispetto allo schema base, adottata in molti gruppi frigoriferi ad assorbimento di media e grande taglia, consiste nell'introduzione di un secondo generatore (assorbitori a doppio stadio o a doppio effetto), che opera a pressione e temperatura inferiori rispetto al primo, sfruttando il calore latente di condensazione del vapore di refrigerante ivi ottenuto per riscaldare la soluzione concentrata (ma non ancora del tutto priva di refrigerante, ovviamente) prima del suo ritorno nell'assorbitore, facendo separare dalla stessa un'ulteriore quantità di refrigerante in fase aeriforme, senza però incrementare l'energia termica fornita dall'esterno. In questo modo, l'effetto utile ottenuto all'evaporatore è all'incirca doppio rispetto alla configurazione monostadio, ed il COP in può raggiungere agevolmente valori compresi tra 1,0 e 1,20.

Questo miglioramento ha naturalmente un costo impiantistico, ma anche termodinamico, in quanto, nei sistemi indiretti a doppio effetto, il primo stadio di generazione dovrà essere alimentato mediante energia termica a temperatura più elevata rispetto al sistema monostadio: generalmente, sono richiesti valori di almeno 150 °C, che rendono necessaria, per le macchine indirette, l'alimentazione con vapore. Come per i gruppi monostadio, la resa frigorifera aumenta in modo significativo all'aumentare della temperatura di alimentazione del generatore, mentre l'efficienza complessiva (COP) è molto meno sensibile a tale parametro.

Per quanto riguarda le coppie di fluidi di lavoro, la scelta è limitata da problemi di natura chimico-fisica: in queste macchine, infatti, i fluidi di lavoro, in aggiunta ai requisiti normalmente necessari per tutti i refrigeranti (alta temperatura critica rispetto alla temperatura ambiente, elevata entalpia di evaporazione, andamento favorevole della curva di saturazione liquido aeriforme, per evitare pressioni troppo basse all'evaporatore e troppo alte al condensatore, stabilità chimica, atossicità ed ininfiammabilità), devono anche presentare:

- elevata solubilità del refrigerante nel solvente, senza eccessivi problemi di cristallizzazione;
- stabilità chimica nella coppia;

• entalpia di diluizione modesta rispetto a quella di evaporazione, per ridurre il problema del raffreddamento dell'assorbitore.

Di fatto, non è ancora stato possibile individuare delle coppie di fluidi che possedessero simultaneamente tutti questi requisiti. Quelle attualmente più utilizzate sono due: ammoniaca (refrigerante)/acqua (solvente), ovvero $NH_3/H_2O$, e acqua (refrigerante)/bromuro di litio (solvente), ovvero $H_2O$/BrLi . I principali vantaggi ed inconvenienti possono essere così riassunti.

Per la coppia $NH_3/H_2O$:

• vantaggi:

- idoneità all'esercizio anche a temperature molto basse;
- minori tendenza alla cristallizzazione, con conseguente possibilità di raffreddamento ad aria;
- funzionamento a pressione superiore a quella atmosferica;

• inconvenienti:

- tossicità ed infiammabilità del refrigerante (anche se lo stesso opera in un circuito rigorosamente ermetico);
- pressioni relativamente elevate al generatore ed al condensatore;
- necessità di prevedere un rettificatore a valle del generatore, per ridurre la presenza di vapore d'acqua all'interno del refrigerante, che abbasserebbe l'efficienza del sistema: l'acqua eventualmente contenuta nei vapori di ammoniaca tenderebbe infatti ad accumularsi all'evaporatore, in fase liquida, inducendo, a parità di temperatura di evaporazione, un abbassamento della relativa pressione di esercizio, che si ripercuoterebbe poi in un innalzamento di quella al condensatore ed al generatore, dove anche la temperatura dovrebbe infine salire: il tutto si tradurrebbe in un generale peggioramento delle prestazioni, per contrastare il quale sarebbe necessario innalzare la temperatura all'evaporatore, riducendo la resa frigorifera della macchina.

Per la coppia $H_2O$/BrLi:

• vantaggi:

- assoluta assenza di problemi di tossicità e infiammabilità;
- basso costo;

• inconvenienti:

- inidoneità alle applicazioni a bassa temperatura;

- necessità di un accurato controllo della temperatura all'assorbitore per evitare problemi di cristallizzazione: ciò impone quasi sempre la condensazione ad acqua, e dunque richiede l'impiego di torri di raffreddamento;
- pressione di esercizio all'evaporatore ed all'assorbitore nettamente inferiore a quella atmosferica (esercizio sotto vuoto), con conseguenti complicazioni costruttive e gestionali, relative alla tenuta al vuoto ed alle esigenze di spurgo periodico degli incondensabili (la cui presenza, oltre a provocare problemi di corrosione, tende ad ostacolare, all'interno dell'assorbitore, la diffusione del vapore di refrigerante nella soluzione concentrata, determinando un innalzamento della temperatura di evaporazione ed un decadimento della resa frigorifera).

Alla luce di quanto si è detto, è possibile classificare i sistemi ad assorbimento in base a vari criteri, ed in particolare:

- in base al numero di generatori: macchine a singolo effetto, o monostadio, e a doppio effetto, o bistadio;
- in base alle modalità di adduzione di calore: macchine a fiamma diretta, con bruciatore (tipicamente alimentato a metano), e indirette, alimentate ad acqua calda o surriscaldata (assorbitori monostadio) oppure a vapore (assorbitori bistadio);
- in base alla coppia di fluidi di lavoro: macchine ad acqua – bromuro di litio e macchine ad ammoniaca – acqua;
- in base alle modalità di raffreddamento: assorbitori raffreddati ad acqua e ad aria;
- in base alle possibili funzioni: gruppi frigoriferi e sistemi a pompa di calore.

I principali punti di forza dei sistemi ad assorbimento, in aggiunta a quelli di carattere generale associati all'impiego del gas naturale nella climatizzazione estiva oltre che invernale, possono così riassumersi schematicamente:

- possibilità di utilizzo, per i sistemi indiretti, di reflui termici (ad esempio, in accoppiamento con sistemi di cogenerazione) non altrimenti impiegabili, soprattutto in estate; in questo caso, le macchine ad assorbimento, anche a singolo effetto, si configurano come una tecnologia particolarmente valida ai fini del risparmio energetico e della riduzione delle emissioni inquinanti rispetto ai sistemi convenzionali;

• utilizzo di fluidi di lavoro del tutto ecocompatibili, in quanto innocui sia dal punto di vista del contributo all'effetto serra che da quello della distruzione dello strato di ozono stratosferico;

• riduzione dell'impatto ambientale

• relativa silenziosità, soprattutto in macchine raffreddate ad aria;

• buona affidabilità, legata alla scarsa presenza di parti in movimento (di fatto limitate alla pompa di circolazione della soluzione);

• ottimo comportamento ai carichi parziali, almeno per i modelli dotati di sistemi di modulazione dell'input termico, nei quali è generalmente possibile parzializzare la macchina fino al 20-30% senza ridurne l'efficienza (o addirittura con leggeri incrementi del COP rispetto al valore nominale);

• per i (pochi) modelli a pompa di calore, miglior comportamento alle basse temperature esterne, anche in relazione ai problemi di "defrosting".

A fronte di tali vantaggi, si possono elencare i seguenti inconvenienti, rispetto ai sistemi elettrici convenzionali:

• per gli assorbitori monostadio, efficienza energetica complessiva non elevata (a meno che non siano alimentati da reflui termici, ovviamente);

• necessità, per la maggior parte delle applicazioni basate sulla coppia $H_2O$/BrLi, della torre evaporativa, anche per taglie medio-piccole;

• per tutti i modelli con condensazione ad acqua di torre, consumo d'acqua demineralizzata sensibilmente superiore rispetto ad un frigorifero a compressione di vapore, a parità di energia resa;

• per i sistemi a fiamma diretta, maggiore impatto ambientale a livello locale in termini di emissioni in aria, a causa dei gas di scarico (le emissioni, però, sono al più analoghe a quelle di una caldaia a gas naturale, e dunque non pongono problemi specifici: ad esempio, per gli NOx si raggiungono livelli nei fumi inferiori a 35÷40 ppm);

• maggiori esigenze di manutenzione specialistica;

• costi ancora superiori rispetto alle EHP (pompe di calore elettriche) di pari potenzialità. [12]

### 5.2.3 Dimensionamento Trigeneratore per Azienda in studio

Per sfruttare al massimo i benefici che può comportare l'installazione di un trigeneratore, è fondamentale individuare la corretta dimensione del sistema. Un impianto sovradimensionato funzionerà a carico parziale, lontano dal suo punto ottimale, e l'energia elettrica prodotta dovrà essere ceduta in rete, annullando i vantaggi dell'autoconsumo, mentre l'energia termica andrà dissipata. Di contro, un impianto sottodimensionato costringerà ad acquistare parte dell'energia non ottenendo il massimo risparmio possibile. La taglia corretta si avrà quando la massima quantità possibile di potenza elettrica potrà essere assorbita dall'utenza in tutte le sue ore di funzionamento durante i mesi dell'anno, senza dover cedere energia elettrica in rete.

La prima operazione da fare è raccogliere i dati sui consumi di elettricità, su base oraria per la durata di un anno per effettuare le corrette valutazioni.

In questo studio si è analizzata la domanda elettrica, tralasciando la domanda termica o frigorifera, in quanto si vogliono ottimizzare i prelievi di energia elettrica per diminuire l'entità dei carichi di punta e la potenza contrattualizzata per avere l'effetto di Peak Shaving.

Una volta raccolta i dati sui consumi, si valutano i carichi elettrici definendo un certo numero di punti di riferimento di potenza richiesta a intervalli regolari, ricavando per ogni punto di riferimento il numero di ore nelle quali il sito ha assorbito quella determinata potenza.

Si ottiene così la curva di durata dei carichi elettrici in funzione delle ore di funzionamento annuali.

La taglia corretta dell'impianto sarà quella che permetterà, al sito, di assorbire quanta più potenza elettrica disponibile, in tutte le sue ore di funzionamento.

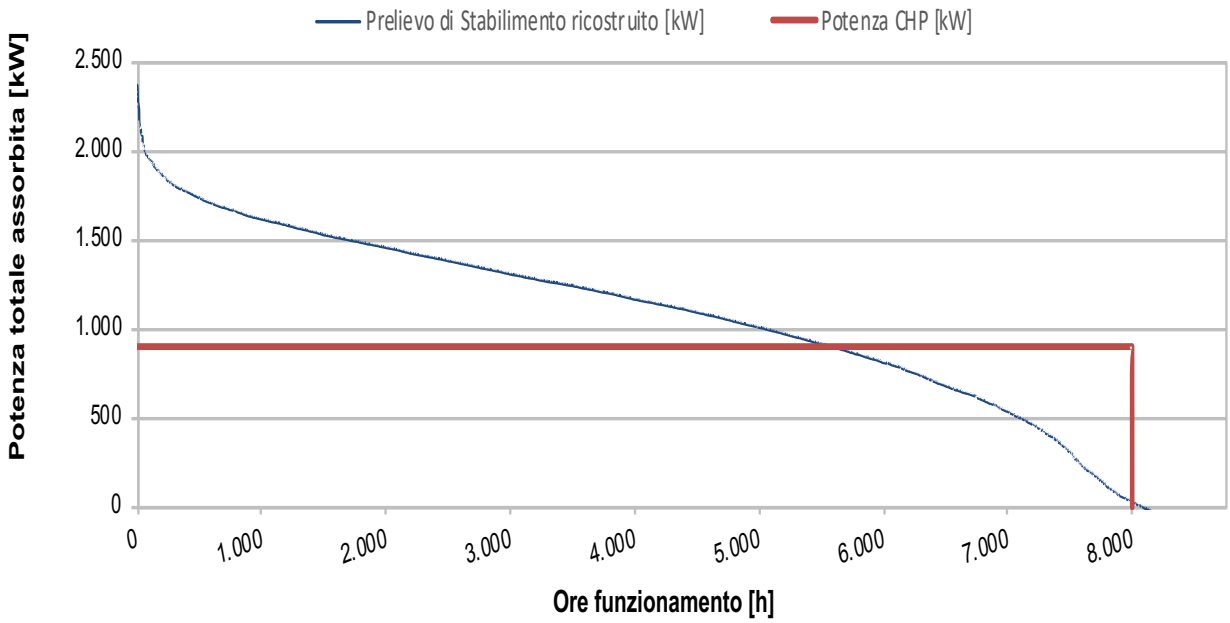



*Figura 33. Curva di durata 2019*

Per massimizzare l'autoconsumo e far lavorare il trigeneratore nelle condizioni di maggiore efficienza, si è scelta la taglia di 900 kW, in questo modo l'azienda riesce ad autoconsumare l'energia prodotta dall'impianto di generazione per circa 6000 ore, e ad immettere in rete per le restanti ore dell'anno, ottenendo un indice di autoconsumo di circa 88%, calcolato come il rapporto tra l'energia consumata, generata dal trigeneratore, e l'energia massima producibile dal trigeneratore.

## 5.3 Analisi dei Consumi per l'anno 2020

Tuttavia, dallo studio della curva di prelievo dell'anno 2020, la presenza del trigeneratore non ha del tutto diminuito i picchi di prelievo poiché sono stati registrati dei carichi di punta per i mesi di Gennaio, Febbraio, Luglio e Agosto. In particolare, sono stati rilevanti i picchi di Gennaio e Luglio, rispettivamente di 2950 kW e 2808 kW.

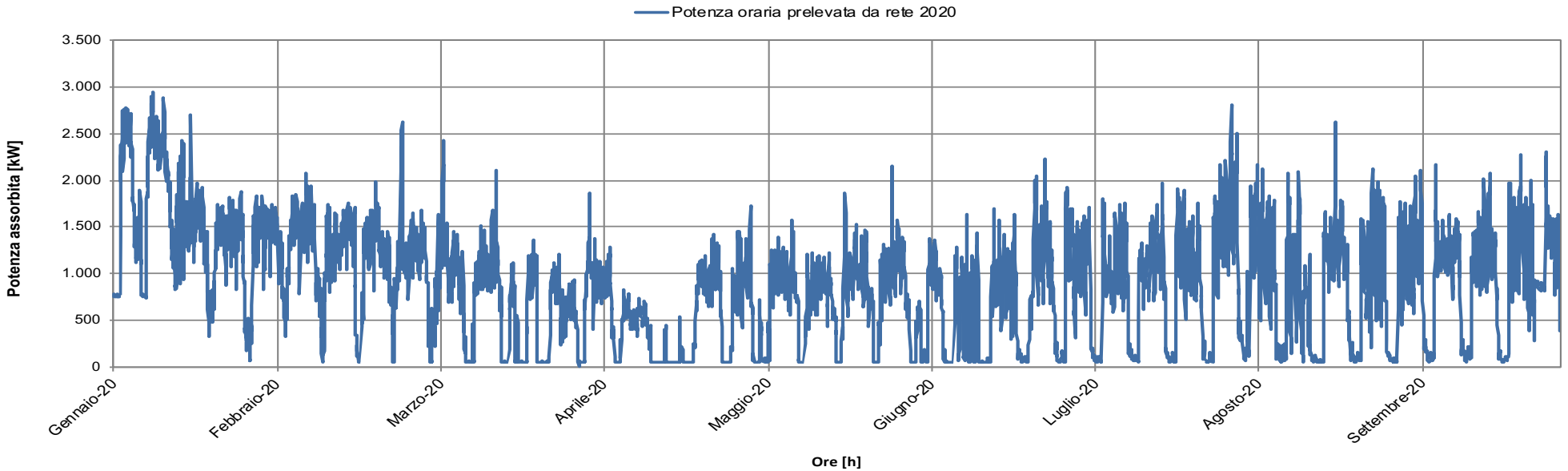



*Figura 34. Profilo consumo 2020*

A prima vista si nota come effettivamente i prelievi, mediamente, siano più bassi rispetto quelli dell'anno precedente, va comunque tenuto in considerazione il periodo di quasi fermo nel mese di aprile, presumibilmente dovuto alla crisi pandemica. La presenza del trigeneratore è quindi

efficace, ma la presenza dei picchi comporta ancora un elevato prelievo di potenza, andando a pesare sulla bolletta elettrica per via di tutte le componenti legate alla potenza massima prelevata.

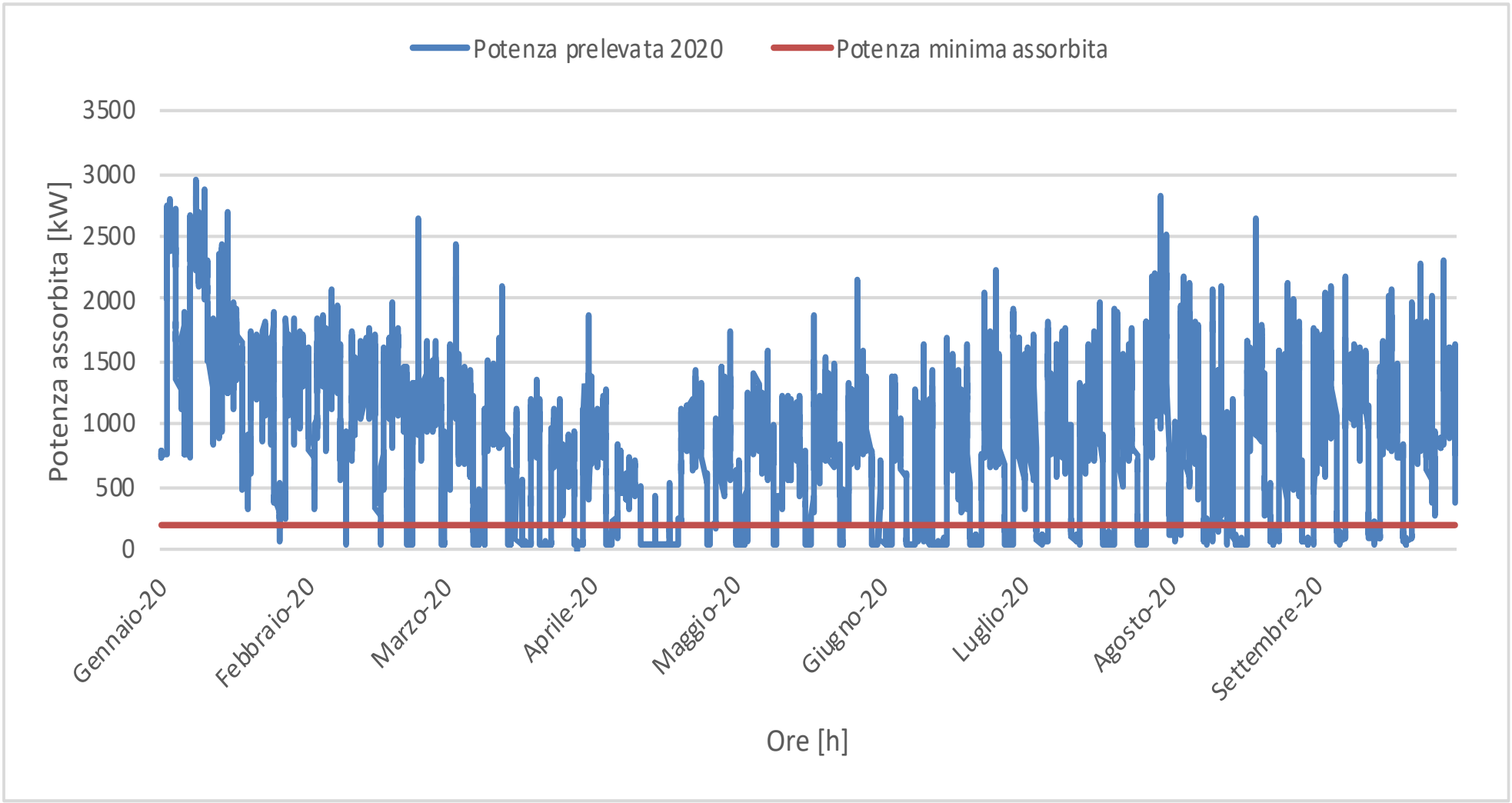



*Figura 35. Potenza minima prelevata 2020*

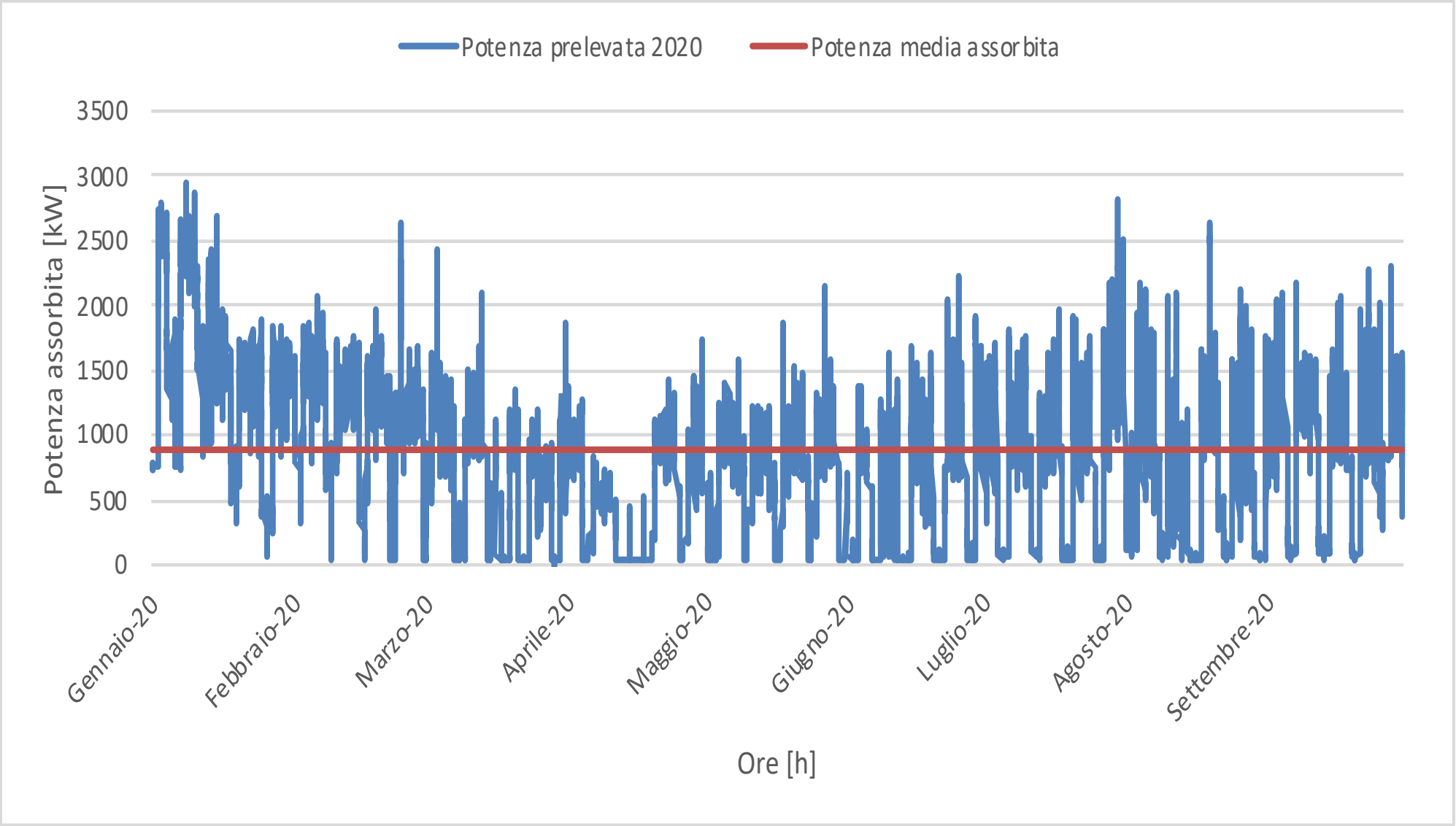



*Figura 36. Potenza media prelevata 2020*

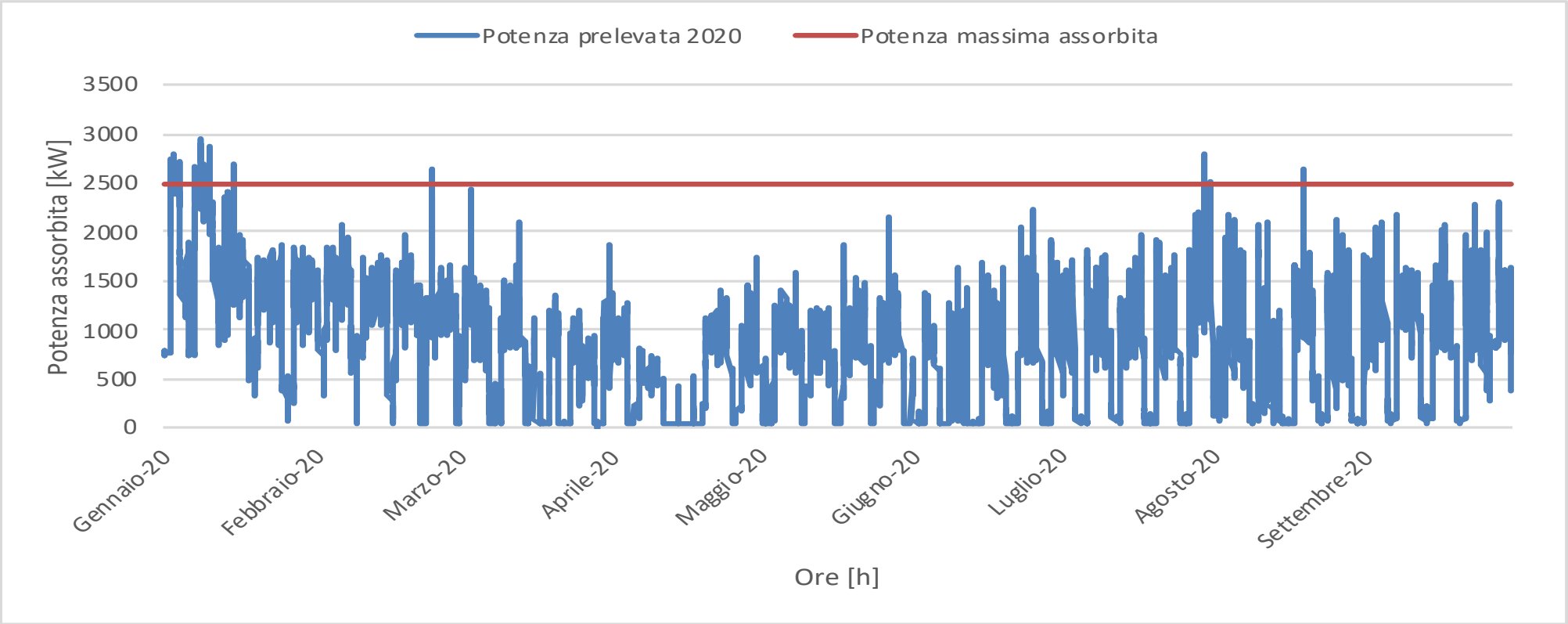



*Figura 37, Potenza massima prelevata 2020*

Per l'anno 2020 la potenza minima assorbita si aggira intorno i 200 kW, la potenza media assorbita annualmente è circa 900 kW, mentre la potenza massima intorno i 2500 kW, con picchi raggiunti in data 8 Gennaio (2950 kW), 30 Luglio (2808 kW) e 19 Agosto (2629 kW). La presenza di questi picchi, per via della scarsa frequenza con cui si verificano, può essere attribuita a dei periodi di fermo macchine per consentire le operazioni di manutenzione del gruppo trigenerativo.

Nel dettaglio vengono riportate le giornate dell'anno con i maggiori prelievi di energia dalla rete elettrica.

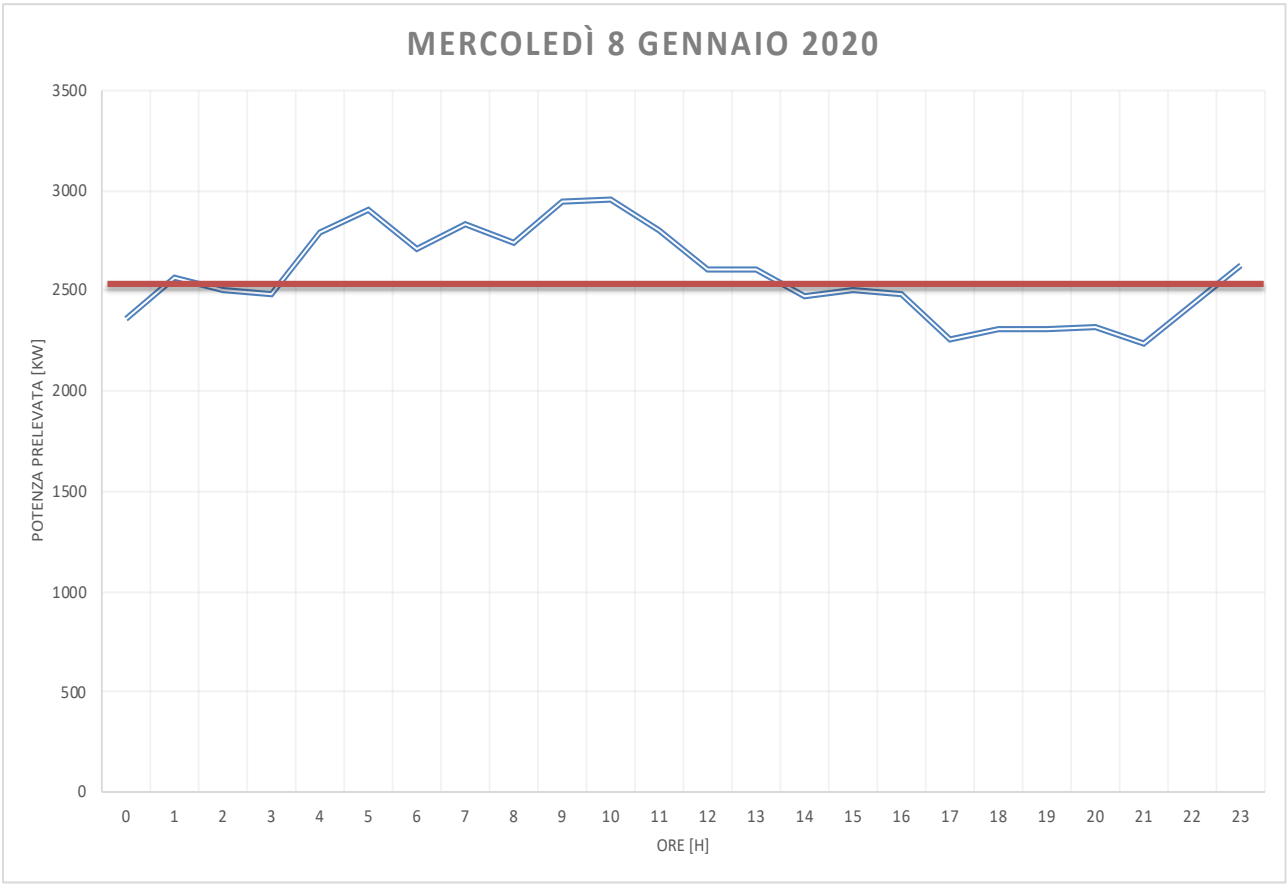



*Figura 38. Profilo consumo 8 Gennaio 2020*

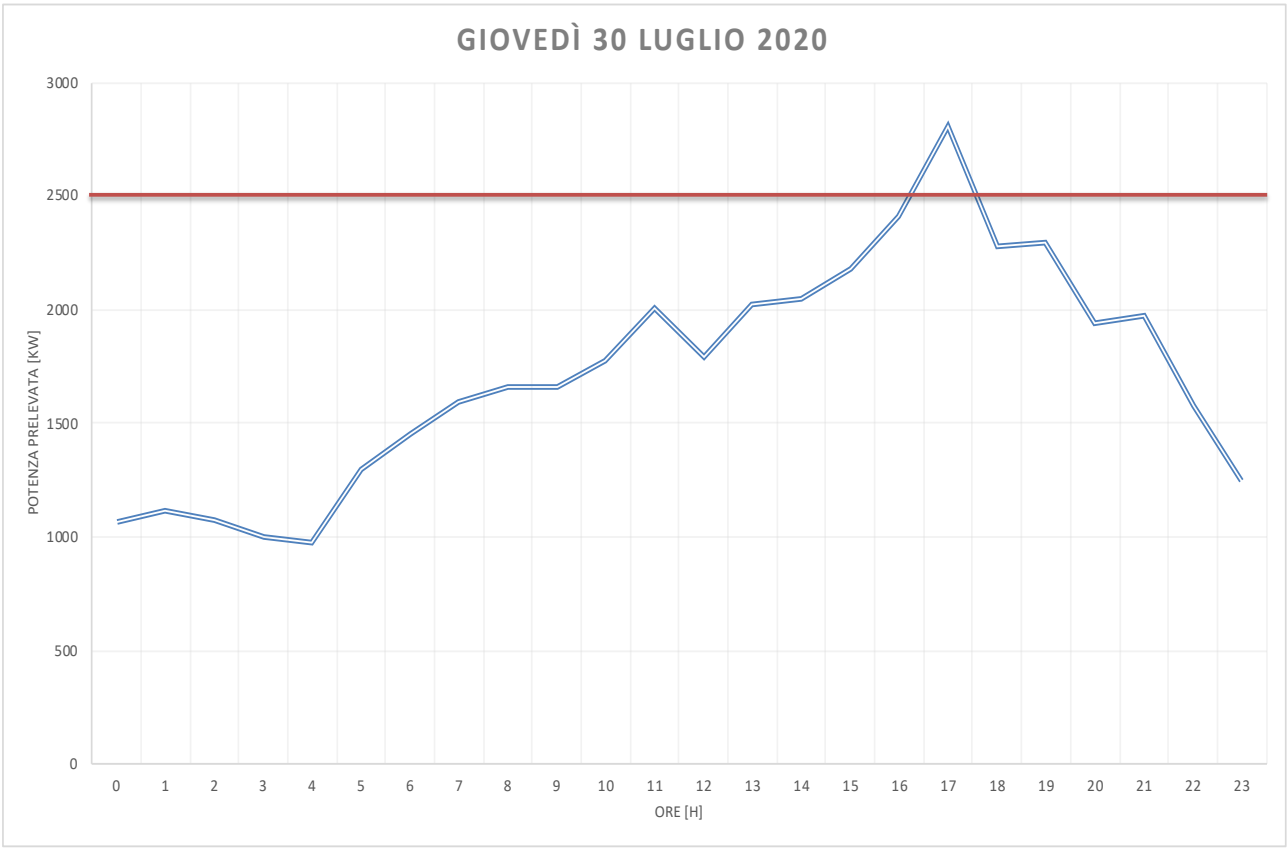



*Figura 39. Profilo consumo 30 Luglio 2020*

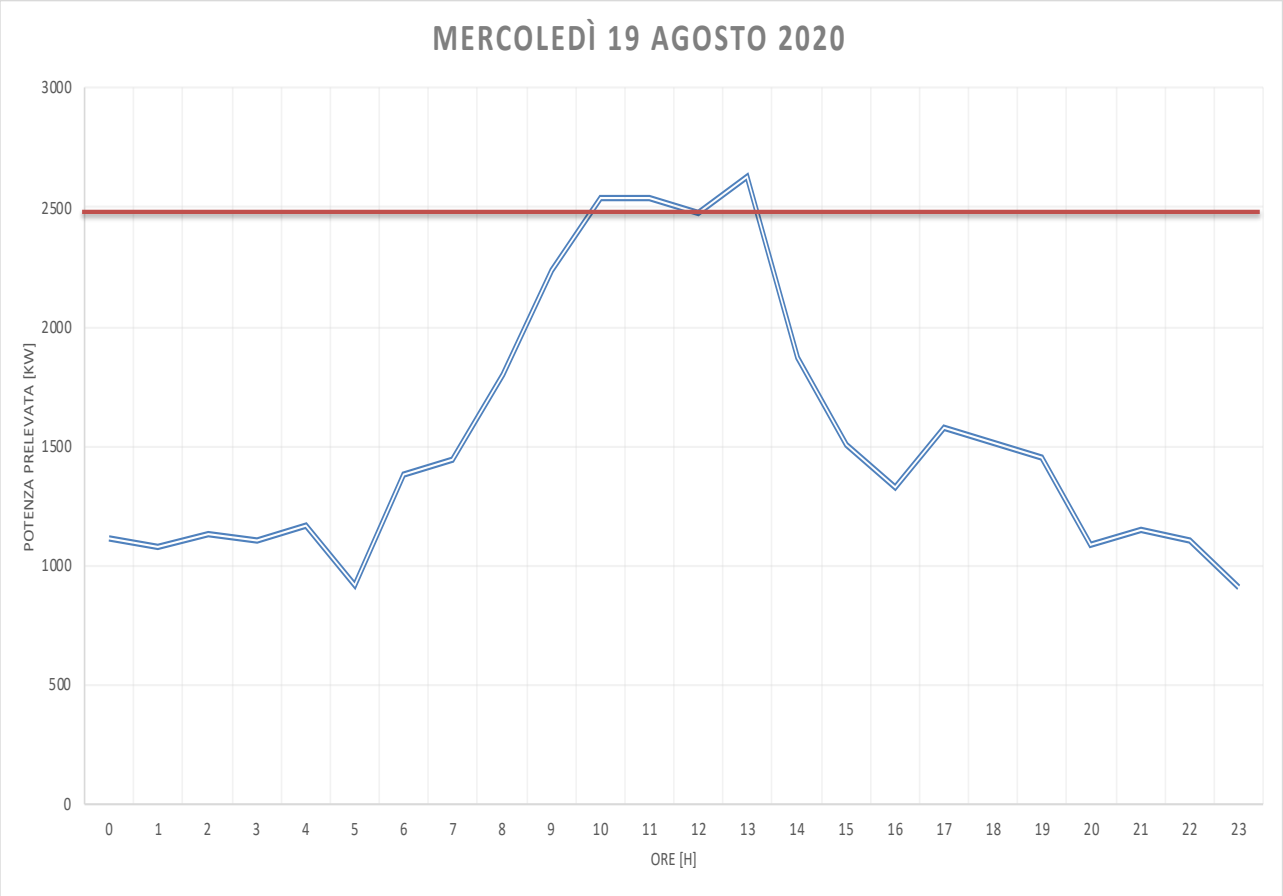



*Figura 40. Profilo consumo 19 Agosto*

Dai dati di produzione energetica del trigeneratore, disponibili dal mese di Luglio 2020, si può analizzare meglio come si siano raggiunti i picchi di prelievo nelle giornate del 30 Luglio e del 19 Agosto e il comportamento generale dell'impianto di generazione.

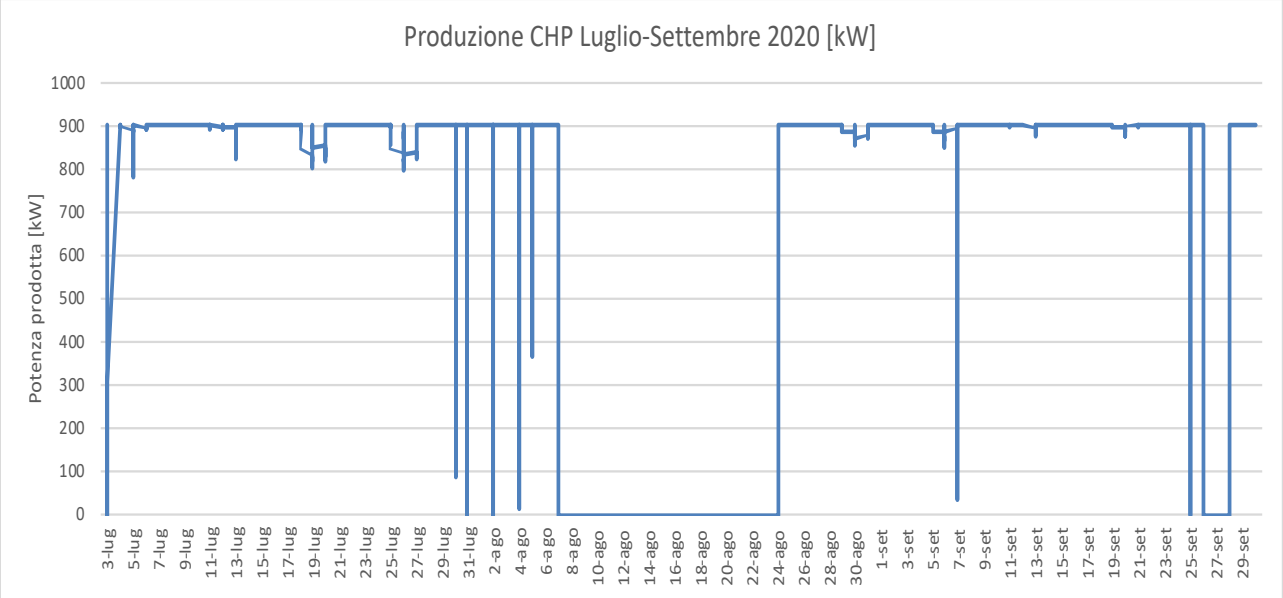



*Figura 41. Profilo produzione Trigeneratore Luglio-Settembre 2020*

Analizzando tutto il periodo monitorato, si nota come il trigeneratore abbia lavorato nelle condizioni previste, anche se si evidenziano dei vuoti di produzione intorno fine Luglio, in corrispondenza col picco di domanda elettrica, probabilmente dovuti a malfunzionamenti dell'impianto. Visto l'andamento dei vuoti di produzione, si può pensare che l'azienda abbia attuato degli interventi di manutenzione correttiva, volti a risolvere le anomalie, con operazioni tampone fino al periodo di fermo programmato. Infatti, nel successivo mese di Agosto, l'azienda ha deciso di fermare l'attività del trigeneratore per effettuare le operazioni di manutenzione preventiva programmata, nonostante l'attività produttiva dell'azienda, come si evince dalla curva di prelievo di energia elettrica precedentemente riportata, non si sia fermata.

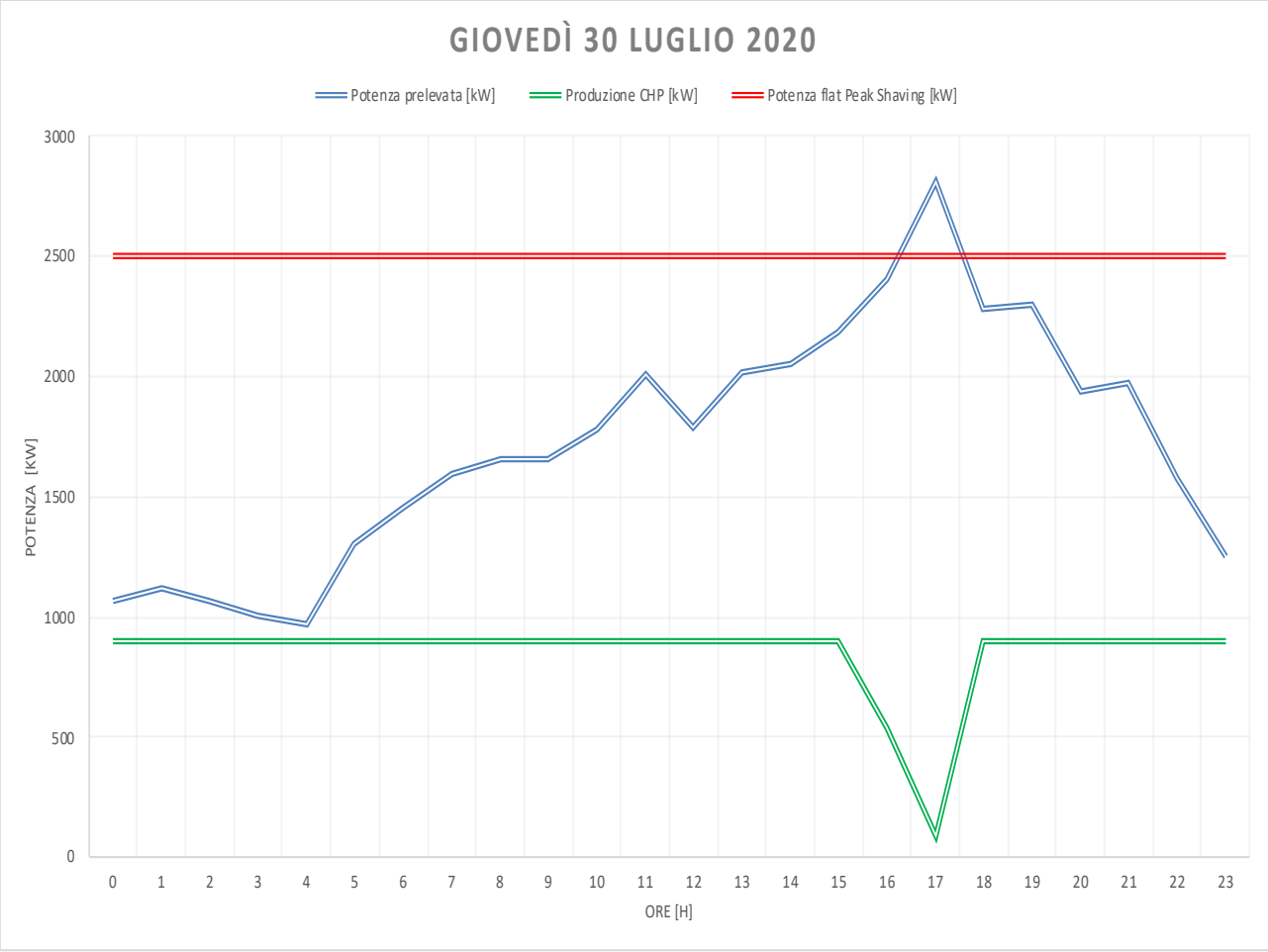



*Figura 42. Confronto consumo e produzione 30 Luglio 2020*

Confrontando la curva di prelievo e di produzione della del 30 luglio 2020, data in cui si è registrato uno dei maggiori carichi di punta, si nota come in corrispondenza delle 16 e le 18,

si sia raggiunto il carico di punta, contemporaneamente al vuoto di produzione del trigeneratore, probabilmente guasto.

Nel seguente grafico riportato, si mostra che nonostante il fermo del trigeneratore, dovuto alle operazioni di manutenzione, l'azienda ha continuato la sua attività, e il fatto di aver raggiunto uno dei carichi di punta annuali è imputabile proprio alla sospensione della produzione energetica in sito.

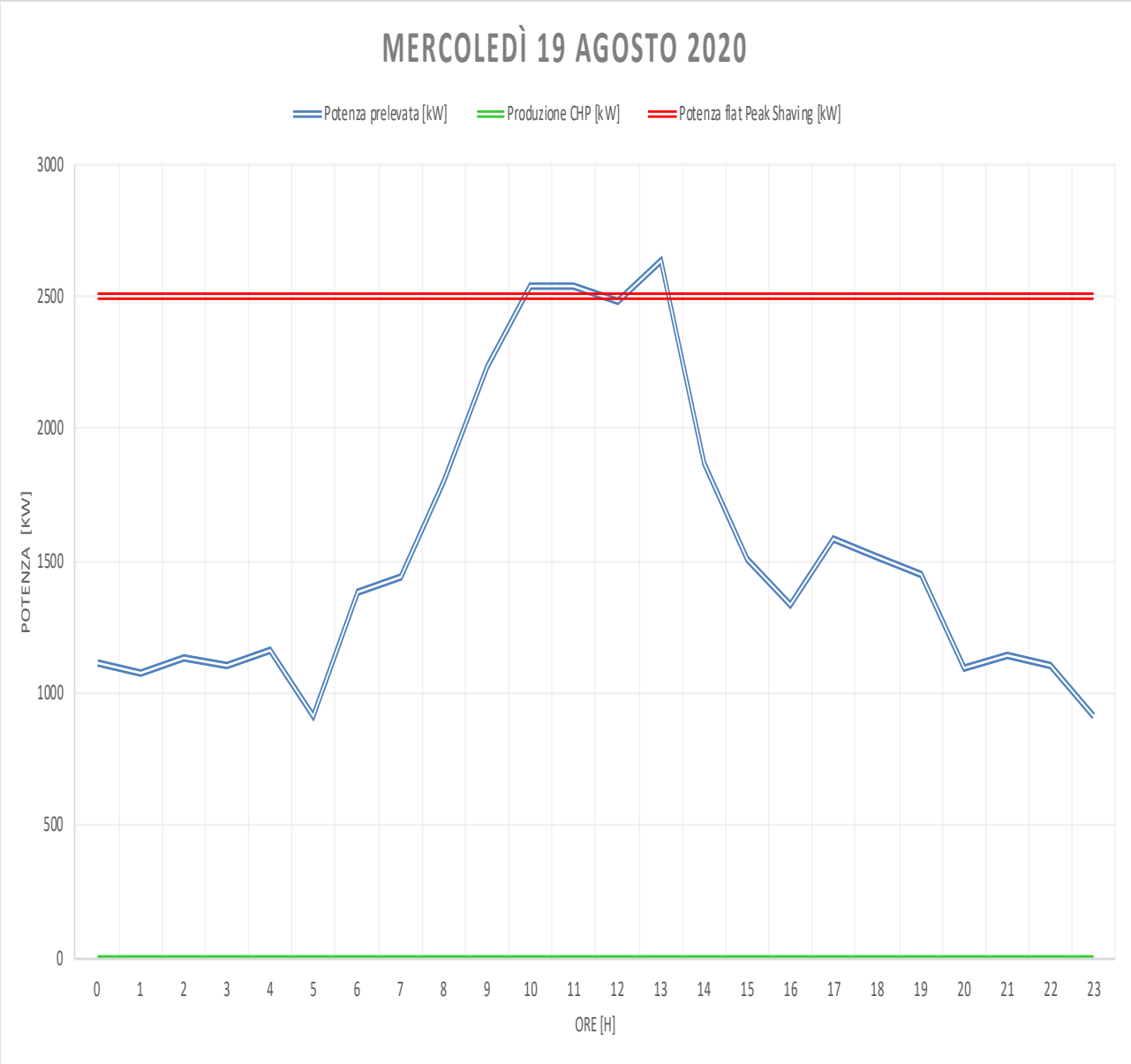



*Figura 43. Confronto consumo e produzione 19 Agosto 2020*

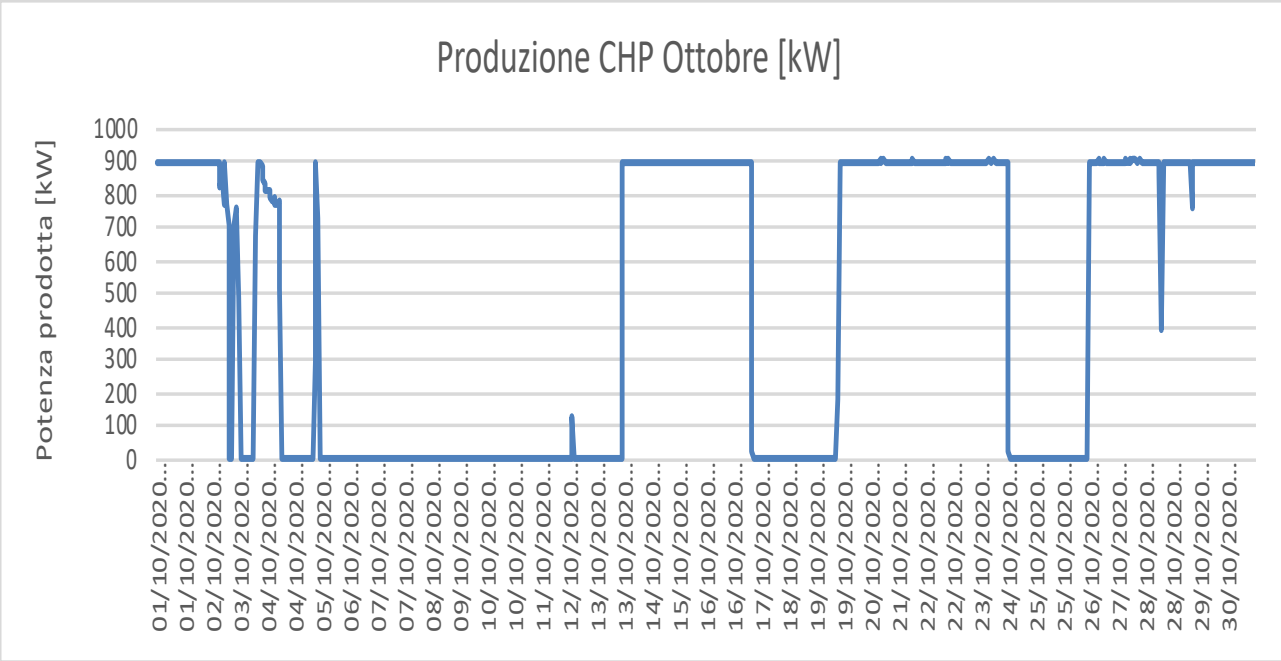



*Figura 44. Profilo produzione Ottobre 2020*

Analizzando, infine, la produzione del trigeneratore nel mese di Ottobre, e in assenza di dati sui consumi per il mese citato, si può ipotizzare che si siano susseguiti ulteriori guasti al trigeneratore e che l'azienda abbia attuato nuovamente i programmi di manutenzione correttiva all'impianto di produzione energetica.

### 5.3.1 Scelta Nuovo Impianto

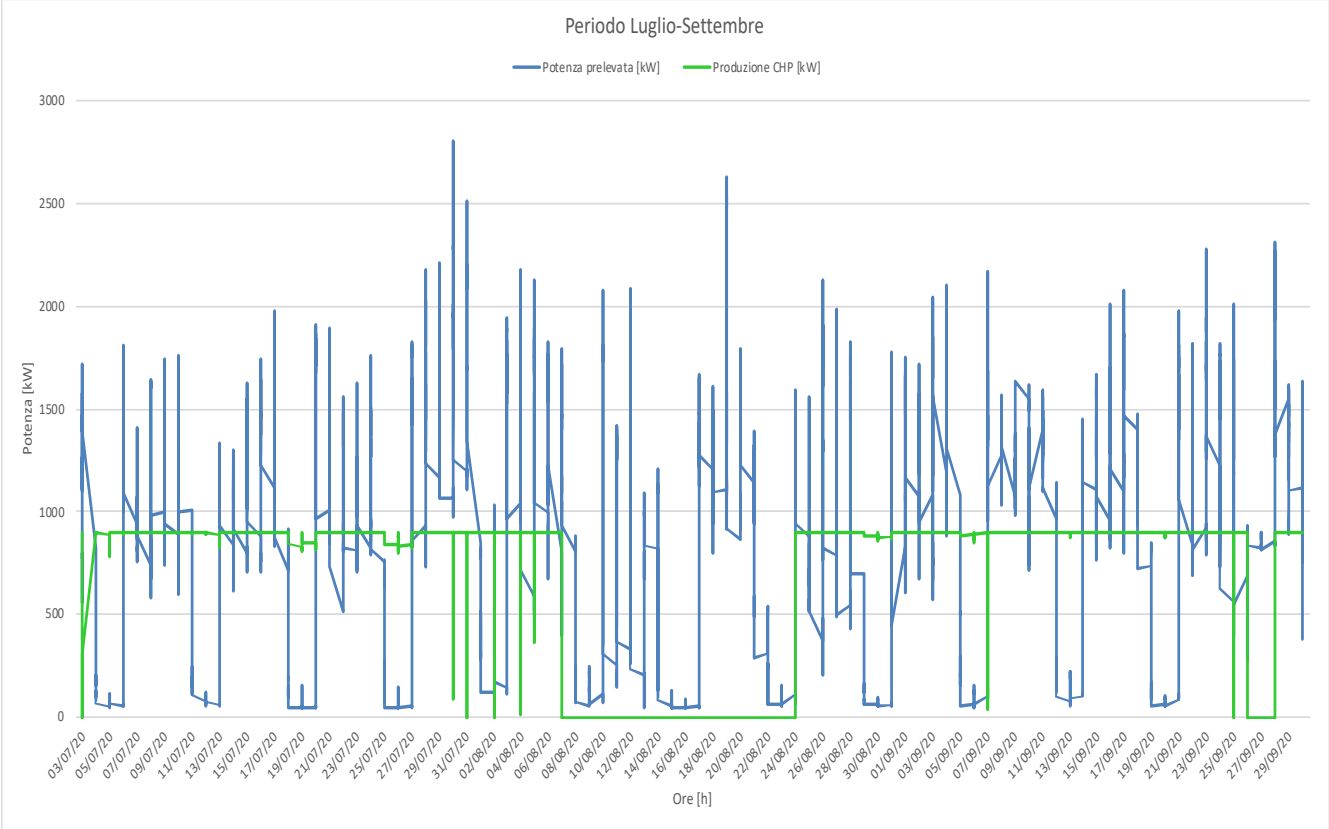



*Figura 45. Confronto produzione e prelievo Luglio-Settembre 2020*

Per sopperire a questi nuovi picchi si valuta l'installazione di un impianto fotovoltaico o di un nuovo trigeneratore da affiancare a quello già presente in sito.

Analogamente a quanto fatto per scegliere la corretta taglia del nuovo impianto, si costruisce una nuova curva di durata con i dati del 2020.

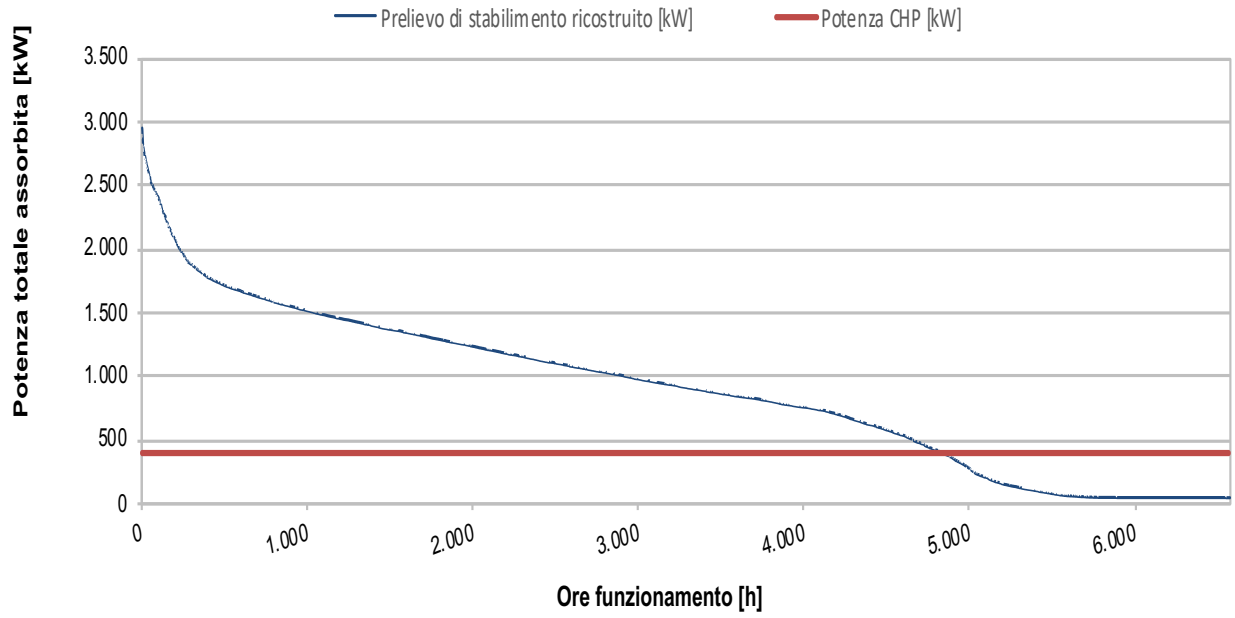



*Figura 46. Curva di durata 2020*

Dall'analisi della nuova curva di durata si ottiene che la taglia ottimale per il nuovo impianto è di 400 kW, permettendo al trigeneratore di autoconsumare energia per circa 4.800 ore. Dimensionando l'impianto con questa taglia si ottiene un indice di autoconsumo pari al 81%. Va però tenuto presente che l'anno in esame è un po' anomalo per via della crisi pandemica che ha costretto l'azienda a rallentare la produzione, come evidenziato dalla curva di prelievo, nel mese di aprile lo stabilimento è stato praticamente fermo e che il periodo considerato per la costruzione della curva di prelievo, comprende i mesi da Gennaio a Settembre e non tutto l'anno. Si può quindi pensare che a parità di produzione del 2019, i prelievi di energia sarebbero stati un po' più elevati e il dimensionamento del nuovo trigeneratore, più vicino a quello precedentemente installato.

La scelta dell'impianto fotovoltaico comporta alcune criticità, tra queste la natura intermittente della generazione elettrica da fonte solare, e soprattutto l'ingombro dell'impianto. Mediamente gli impianti fotovoltaici disponibili sul mercato hanno un coefficiente di occupazione del suolo di circa 25 $m^2$/kW [13], dato che la taglia ottimale per diminuire i consumi risulta essere di 400 kW, l'impianto fotovoltaico occuperebbe una superficie di circa 10.000 $m^2$, spazio che da quanto comunicato dall'azienda non è disponibile. Per tale motivo la scelta dell'impianto è ripiegata su un nuovo gruppo trigenerativo, scartando l'ipotesi dell'impianto fotovoltaico.

## 5.4 Analisi Economica

In questa sezione si valutano i vantaggi economici ottenuti dagli interventi di ottimizzazione effettuati con l'installazione del primo trigeneratore dopo il 2019 e del secondo dopo il 2020. Infine, si stima un possibile risparmio per il 2021 ipotizzando una potenza di assorbimento "flat".

### 5.4.1 Costi in bolletta

Per effettuare l'analisi economica, è importante ricordare i costi delle varie voci che compongono la bolletta elettrica.

- Servizi di vendita
- Servizi di rete
- Imposte

I servizi di vendita si ripartiscono in una quota fissa di commercializzazione e vendita (COV), che comprende oneri fissi di gestione commerciale dei clienti, ed è espressa in €/cliente/mese; una quota energia legata alla generazione, al dispacciamento e alle perdite di sistema (CCA).
I servizi di rete comprendono le voci per il trasporto dell'energia e gli oneri di sistema. Le voci riguardanti il trasporto dell'energia si suddividono nella tariffa di trasmissione, distribuzione e misurazione.
La tariffa TRAS, copre i costi per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale. È applicata a tutti i clienti finali, ad eccezione delle utenze domestiche in bassa tensione. La tariffa TRAS è composta da una componente espressa in centesimi di euro/kWh ($TRAS_E$) e da una componente espressa in centesimi di euro/kW di potenza impegnata ($TRAS_P$), quest'ultima applicata alle sole utenze in alta o altissima tensione.
La Tariffa TRAS è aggiornata annualmente dall'Autorità entro il 30 novembre dell'anno precedente a quello di efficacia.

| Tipologie contrattuali | $TRAS_P$ | $TRAS_E$ |
|---|---|---|
| | **Anno 2020** | **Anno 2020** |
| | centesimi di euro/kW per anno | centesimi di euro/kWh |
| Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica | - | 0,761 |
| Utenze in bassa tensione per alimentazione esclusiva dei punti di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico | - | 0,761 |
| Altre utenze in bassa tensione | - | 0,761 |
| Utenze in media tensione di illuminazione pubblica | - | 0,709 |
| Altre utenze in media tensione | - | 0,709 |
| Utenze in alta tensione | 2.088,46 | 0,069 |
| Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV | 2.088,46 | 0,069 |
| Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV | 2.088,46 | 0,069 |

*Figura 47. Tabella TRAS*

La tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione copre i costi per il trasporto dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione. È applicata a tutti i clienti finali, ad eccezione delle utenze domestiche in bassa tensione. La tariffa ha una struttura trinomia, ed è espressa in centesimi di euro per punto di prelievo all'anno (quota fissa), centesimi di euro per kW per anno (quota potenza) e centesimi di euro per kWh consumato (quota energia). La tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione è aggiornata annualmente dall'Autorità.

La tariffa MIS è destinata a coprire i costi di installazione e manutenzione del misuratore (contatore), nonché i costi di rilevazione e registrazione delle misure. È applicata a tutti i clienti finali, ad eccezione delle utenze domestiche in bassa tensione. La tariffa è espressa in centesimi di euro per kWh consumato per gli usi di illuminazione pubblica e per le utenze in bassa tensione per alimentazione di infrastrutture di ricarica pubblica di veicoli elettrici, ed in centesimi di euro per punto di prelievo per anno per tutti gli altri usi.

La tariffa MIS è aggiornata annualmente dall'Autorità entro il 30 novembre dell'anno precedente a quello di efficacia.

| Tipologie di contratto | $MIS_1$ | $MIS_3$ |
|---|---|---|
| | centesimi di euro/punto di prelievo per anno | centesimi di euro/kWh |
| | **Anno 2020** | **Anno 2020** |
| Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica | - | 0,062 |
| Utenze in bassa tensione per alimentazione esclusiva dei punti di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico | - | 0,152 |
| Altre utenze in bassa tensione | 2.010,77 | - |
| Utenze in media tensione di illuminazione pubblica | - | 0,059 |
| Altre utenze in media tensione | 23.466,13 | - |
| Utenze in alta tensione | 95.477,31 | - |
| Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV | 95.477,31 | - |
| Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV | 95.477,31 | - |

*Figura 48. Tabella MIS*

Le imposte comprendono l'imposta erariale e l'IVA. L'imposta erariale è un'accisa che dipende dalla potenza contrattualizzata ed è espressa in c€/kWh, mentre l'IVA dipende dall'attività svolta dall'utente.

Con le bollette dell'energia elettrica, oltre ai servizi di vendita (materia prima, commercializzazione e vendita), ai servizi di rete (trasporto, distribuzione, misurazione) e alle imposte, si pagano alcune componenti per la copertura di costi per attività di interesse generale per il sistema elettrico nazionale: si tratta dei cosiddetti oneri generali di sistema, introdotti nel tempo da specifici provvedimenti normativi. Negli ultimi anni, gli oneri generali di sistema hanno rappresentato una quota crescente e sempre più significativa della spesa totale annua di energia elettrica degli utenti finali. Gli oneri generali sono applicati come maggiorazione della tariffa di distribuzione in maniera differenziata per tipologia di utenza.

A partire dal 2018 le aliquote degli oneri generali da applicare a tutte le tipologie di contratto sono distinte in:

- Oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione $A_{SOS}$
- Rimanenti oneri generali $A_{RIM}$

La componente $A_{SOS}$ viene applicata in maniera distinta a seconda che un utente sia o meno incluso nelle imprese a forte consumo di energia elettrica, e, per quest'ultime, a seconda della classe di agevolazione.

La componente $A_{RIM}$ viene invece applicata in maniera indifferenziata rispetto alle classi di agevolazione della $A_{SOS}$. Anche la $A_{RIM}$ è costituita da diversi componenti.
Il gettito raccolto dall'applicazione di ciascun elemento delle componenti $A_{SOS}$ e $A_{RIM}$ è trasferito su appositi conti di gestione istituiti presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali. Fanno eccezione la componente $A_{SOS}$ che affluisce per oltre il 90% direttamente al Gestore dei Servizi Energetici e l'elemento $A_{SRIM}$ della componente $A_{RIM}$, per il quale i distributori versano alla Cassa solo la differenza tra il gettito raccolto e i costi sostenuti per il riconoscimento del bonus. L'utilizzo e la gestione di questi fondi è disciplinata dall'Autorità che aggiorna trimestralmente le aliquote sulla base del fabbisogno.
All'interno dei servizi di rete vengono applicate anche due ulteriori componenti perequative, le cui modalità di esazione non sono state modificate rispetto a quanto già previsto nel periodo antecedente il 1 gennaio 2018. Esse sono:

- UC3: a copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione, espressa in centesimi di euro/kWh.
- UC6: a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio. La UC6 è espressa in centesimi di euro/KW e centesimi di euro/kWh per i domestici, mentre per gli altri utenti è espressa in centesimi di euro/pp e centesimi di euro/kWh.

La componente tariffaria $A_{SOS}$ è composta dai seguenti elementi:

- $A_{3*SOS}$ è l'elemento a copertura dei costi per il sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP 6/92, con l'esclusione dell'incentivazione della produzione di energia elettrica ascrivibile a rifiuti non biodegradabili. $A_{3*SOS}$ è applicato in misura ridotta ai punti di prelievo nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica. Corrisponde approssimativamente alla componente A3 applicata fino al 31 dicembre 2017; si differenzia da essa in quanto sono esclusi gli oneri relativi alla incentivazione della produzione di energia elettrica ascrivibile a rifiuti non biodegradabili, che invece erano inclusi nella componente tariffaria A3, e che sono confluiti nella componente tariffaria $A_{RIM}$.
- $A_{ESOS}$ è l'elemento a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione in misura ridotta dell'elemento $A_{3*SOS}$. Tale elemento è applicato solo ai punti di prelievo che non sono

nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica. Corrisponde alla componente tariffaria AE applicata fino al 31 dicembre 2017.

- $A_{91/14SOS}$ per la riduzione dell'elemento $A_{3*SOS}$ ai sensi delle disposizioni di cui al decreto legge 91/14. Tale elemento (negativo) è applicato ai punti di prelievo di media tensione e di bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW che non sono nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica. Detto elemento è applicato direttamente sulla componente $A_{SOS}$, in quanto a partire dal 1 gennaio 2018 tutti gli effetti economici delle disposizioni di cui all'articolo 29 del decreto legge n. 91/14 risultano esauriti, tranne quelli relativi alla ex componente tariffaria A3, con riferimento alla riduzione degli oneri degli impianti fotovoltaici.

La componente tariffaria $A_{RIM}$ è composta dai seguenti elementi:

- $A_{2RIM}$ per la copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti. Corrisponde alla componente tariffariaA2 applicata fino al 31 dicembre 2017;
- $A_{3RIM}$ per la copertura dei costi per l'incentivazione della produzione ascrivibile a rifiuti non biodegradabili. Corrisponde alla quota parte della componente A3 applicata fino al 31 dicembre 2017 che non è rientrata nell'elemento $A_{3*SOS}$;
- $A_{4RIM}$ per la copertura dei costi per la perequazione dei contributi sostitutivi del regime tariffario speciale riconosciuto a RFI (gruppo Ferrovie dello Stato). Corrisponde alla componente tariffaria A4 applicata fino al 31 dicembre 2017;
- $A_{5RIM}$ per la copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale del sistema elettrico. Corrisponde alla componente tariffaria A5 applicata fino al 31 dicembre 2017;
- $A_{SRIM}$ per la copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio. Corrisponde alla componente tariffaria AS applicata fino al 31 dicembre 2017;
- $A_{uc4RIM}$ per la copertura delle integrazioni alle imprese elettriche minori. Corrisponde alla componente tariffariaUC4 applicata fino al 31 dicembre 2017;
- $A_{uc7RIM}$ per la copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali. Corrisponde alla quota parte della componente UC7 relativa ai suddetti oneri applicata fino al 31 dicembre 2017;

- $A_{SVRIM}$ per la copertura degli oneri per il finanziamento di interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale per l'efficienza energetica. Corrisponde alla quota parte della componente UC7 relativa ai suddetti oneri applicata fino al 31 dicembre 2017;
- $A_{mctRIM}$ per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale. Corrisponde alla componente tariffaria MCT applicata fino al 31 dicembre 2017.

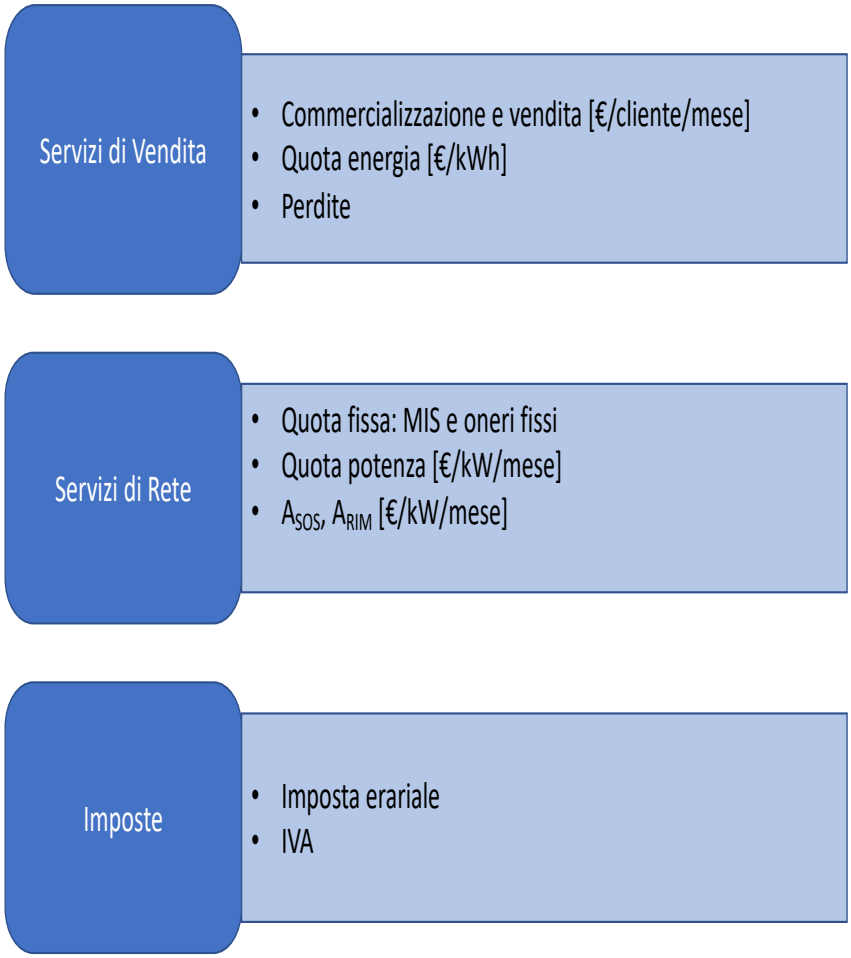



*Figura 49. Voci bolletta elettrica*

### 5.4.2 Confronto Spese 2019-2020

Per quantificare il risparmio ottenuto a seguito dell'intervento di Demand Side Management, volto a limare il carico di punta (Peak Shaving), installando un impianto di trigenerazione, si valuta la differenza di spesa correlata alla potenza massima prelevata nei processi produttivi aziendali. Per questo motivo si tengono in considerazione le voci della bolletta riguardanti la quota potenza e gli oneri $A_{SOS}$ e $A_{RIM}$.

Confrontando i dati di prelievo di potenza massima nei due anni in studio, si può già notare come l'intervento di ottimizzazione abbia permesso di ridurre la potenza prelevata dalla rete.

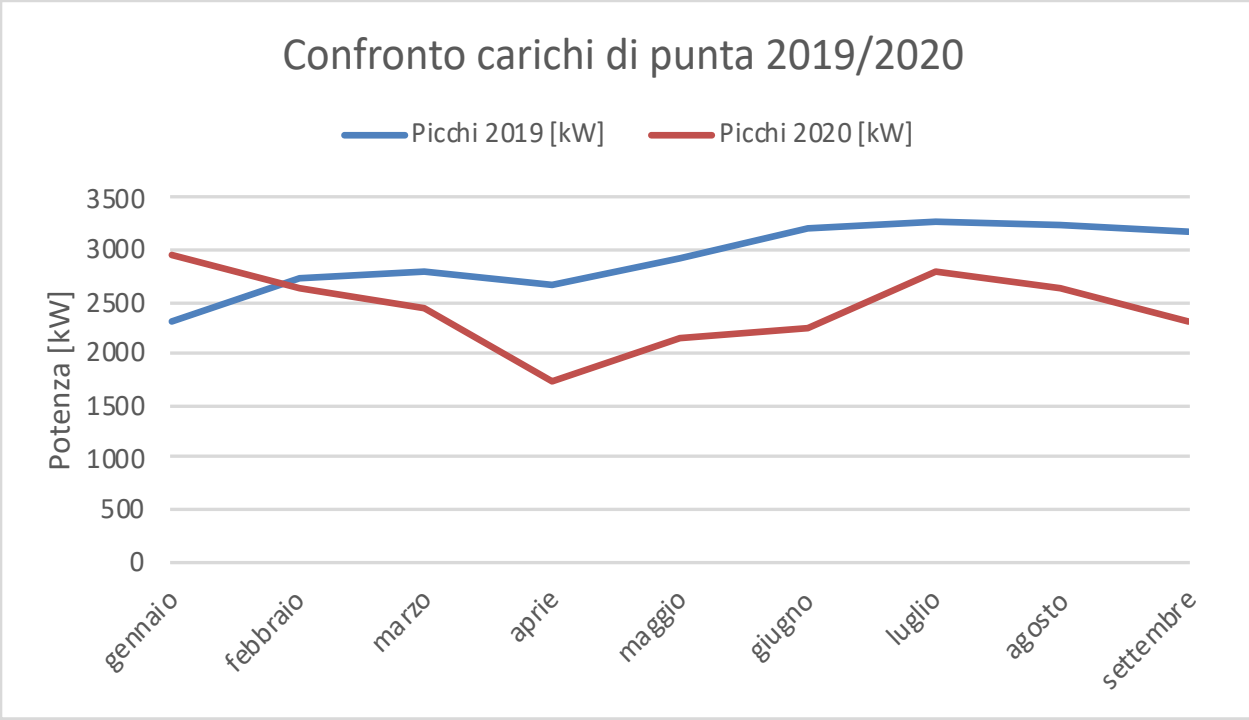



*Figura 50.Confronto carichi di punta 2019/2020*

Si può notare infatti come, ad eccezione del mese di Gennaio, la curva formata dai prelievi massimi mensili del 2020 stia al di sotto della curva formata dai prelievi massimi mensili del 2019.

Dall'istogramma e dalla tabella successiva, si evidenziano le differenze in termini di spesa, nell'anno 2019 e 2020.

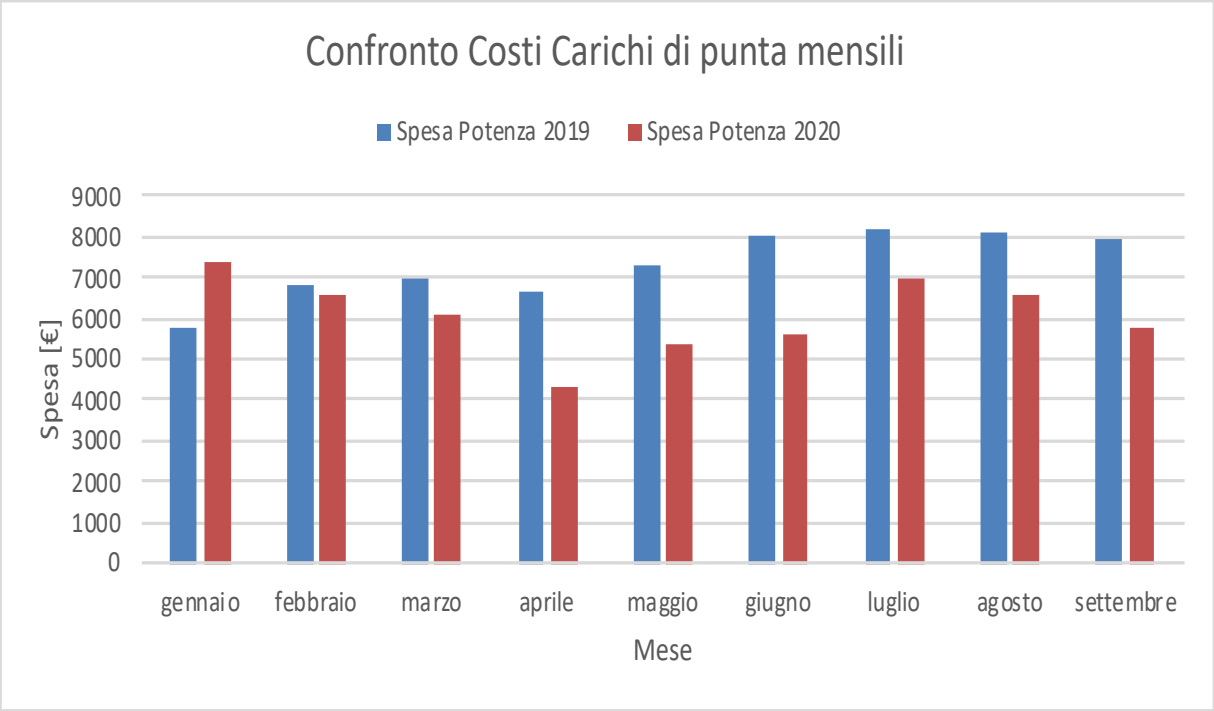



*Figura 51. Costi Carichi di punta 2019/2020*

| Mese | PMAX 2019 | PMAX 2020 | Delta P | Risparmio |
|---|---|---|---|---|
| gennaio | 2.300 | 2.951 | -650 | -1.626 |
| febbraio | 2.738 | 2.633 | 106 | 264 |
| marzo | 2.785 | 2.429 | 356 | 891 |
| aprile | 2.669 | 1.730 | 938 | 2.346 |
| maggio | 2.912 | 2.152 | 761 | 1.902 |
| giugno | 3.208 | 2.236 | 972 | 2.430 |
| luglio | 3.264 | 2.808 | 456 | 1.140 |
| agosto | 3.233 | 2.629 | 604 | 1.509 |
| settembre | 3.191 | 2.308 | 883 | 2.208 |

*Figura 52. Risparmio spese potenza 2020*

Le voci in bolletta relative alla potenza massima prelevata nel mese, ovvero la quota potenza della tariffa di trasmissione, distribuzione, misura e gli oneri $A_{SOS}$ e $A_{RIM}$ ammontano ad un valore mensile di 2,5 €/kW/mese, applicando le tariffe ai prelievi massimi del 2019 e 2020 si può quantificare il risparmio ottenuto. Analizzando il periodo gennaio-settembre, per disponibilità di dati, si ottiene un risparmio di circa 11.000€ che rapportato a tutto il periodo

annuale, stabilisce per l'azienda un risparmio annuale sulla potenza impegnata pari a 29.504 €, dimostrando l'utilità dell'installazione dell'impianto di trigenerazione.

### 5.4.3 Ipotesi Curva di Prelievo Flat

In seguito alle analisi sui prelievi di potenza nell'anno 2020 e dalla scelta del nuovo trigeneratore da 400 kW da affiancare all'impianto già presente in azienda, si ipotizza una curva di prelievo flat per limare i picchi che si sono presentati nell'arco del 2020. Dai dati raccolti, analizzando il prelievo orario giornaliero nei mesi considerati, si è ipotizzata una potenza flat pari a 2.000 kW e basandosi su questa si calcolano i potenziali risparmi ottenibili per l'anno successivo. Dai grafici riportati, che prendono in considerazione i periodi di maggior prelievo di potenza dalla rete nell'attività produttiva dell'azienda in studio, si mostra come la potenza flat scelta di 2000 kW, possa essere raggiungibile grazie all'entrata in funzione, per l'anno successivo, del nuovo trigeneratore.

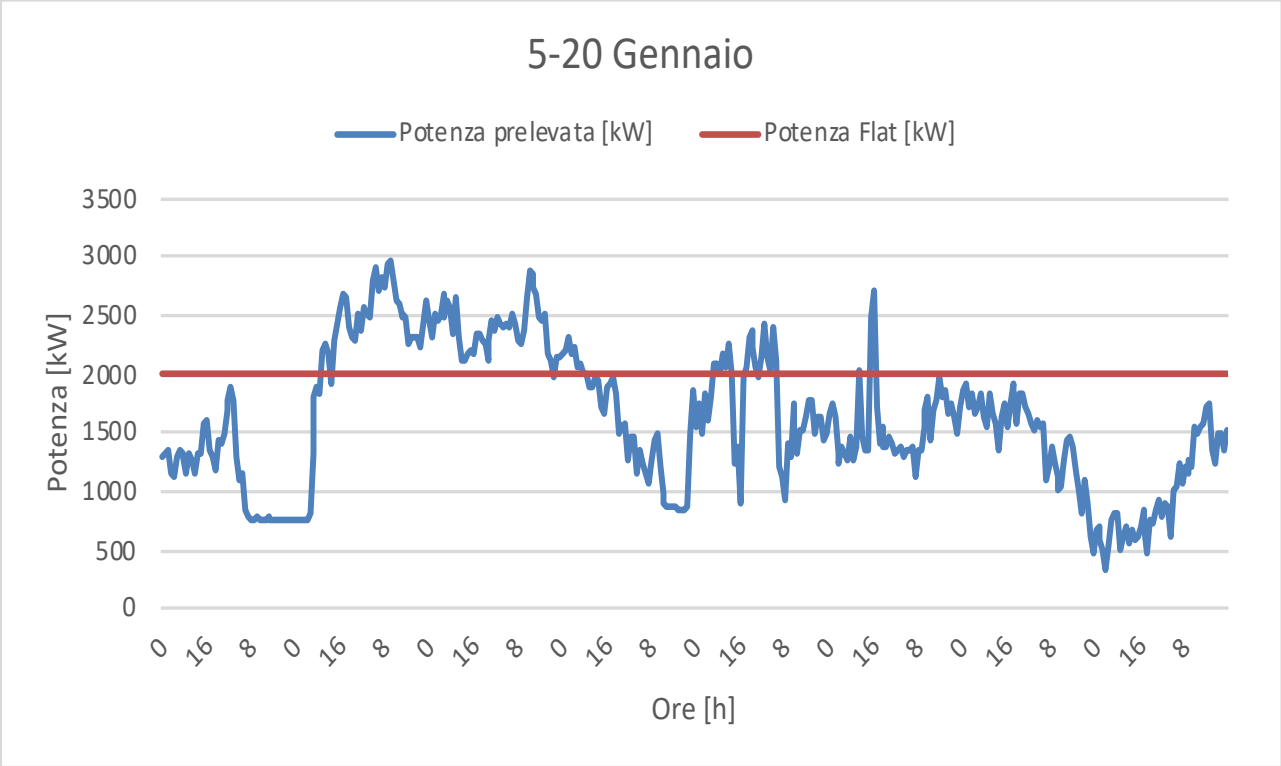



*Figura 53.Analisi potenza flat Gennaio 2020*

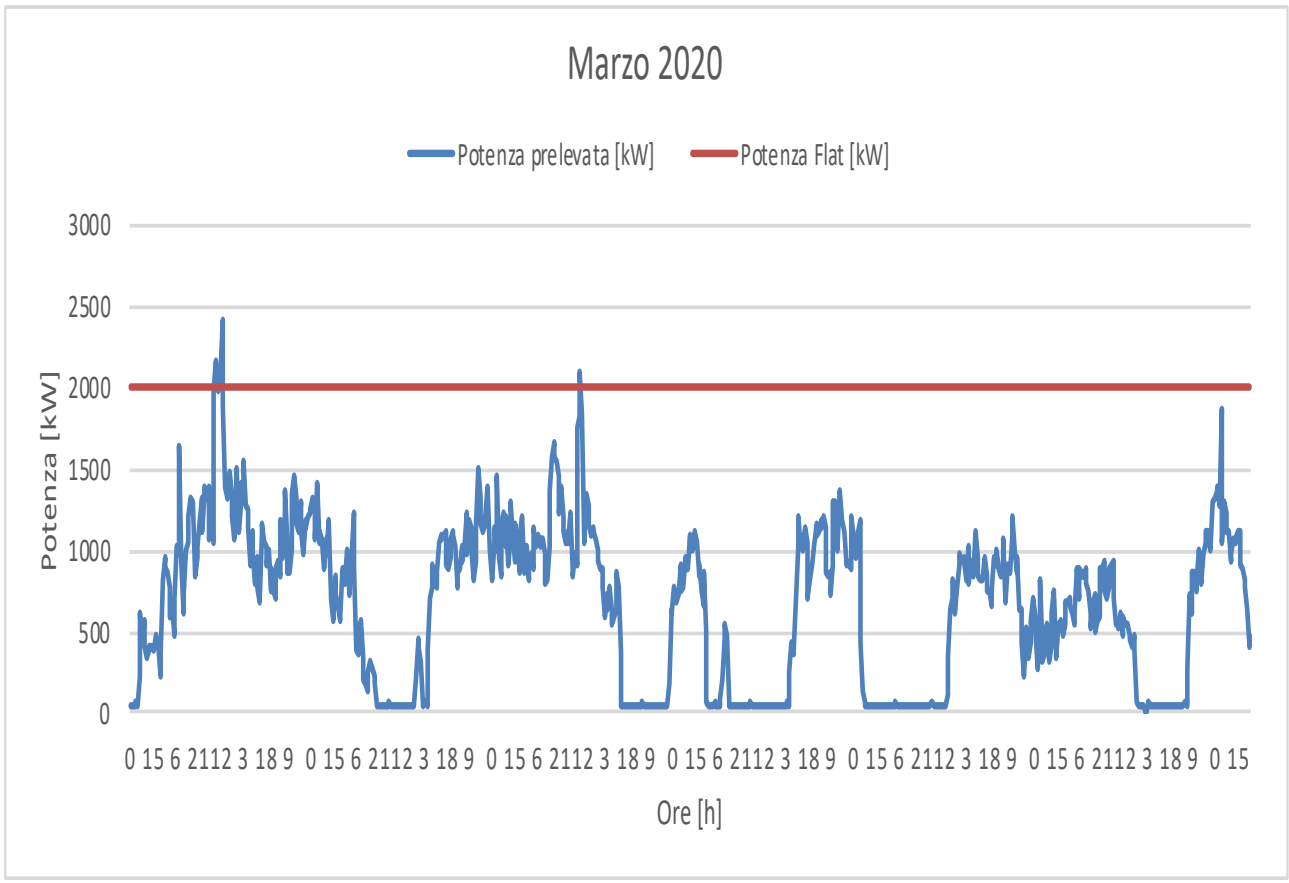



*Figura 54. Analisi potenza flat Marzo 2020*

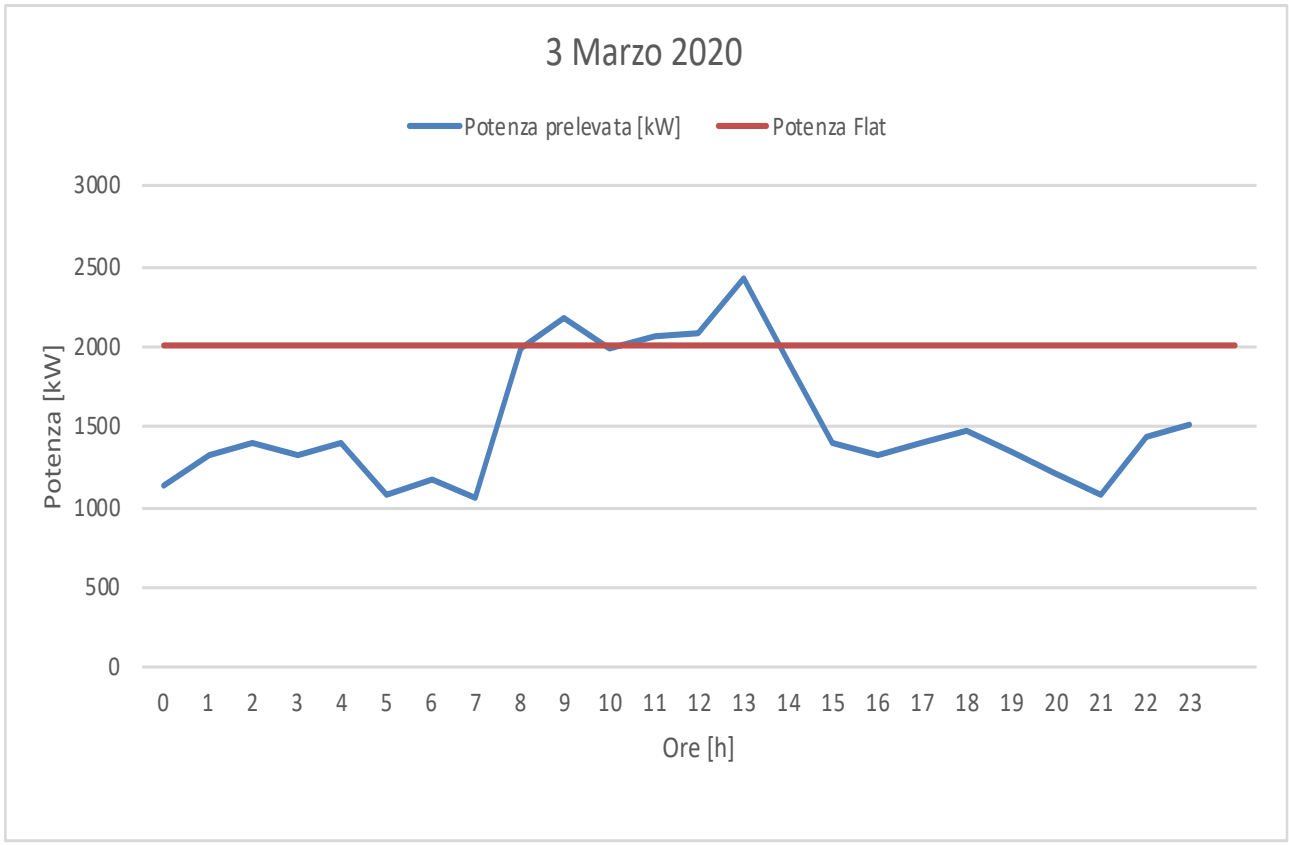



*Figura 55.Analisi potenza flat 3 Marzo 2020*

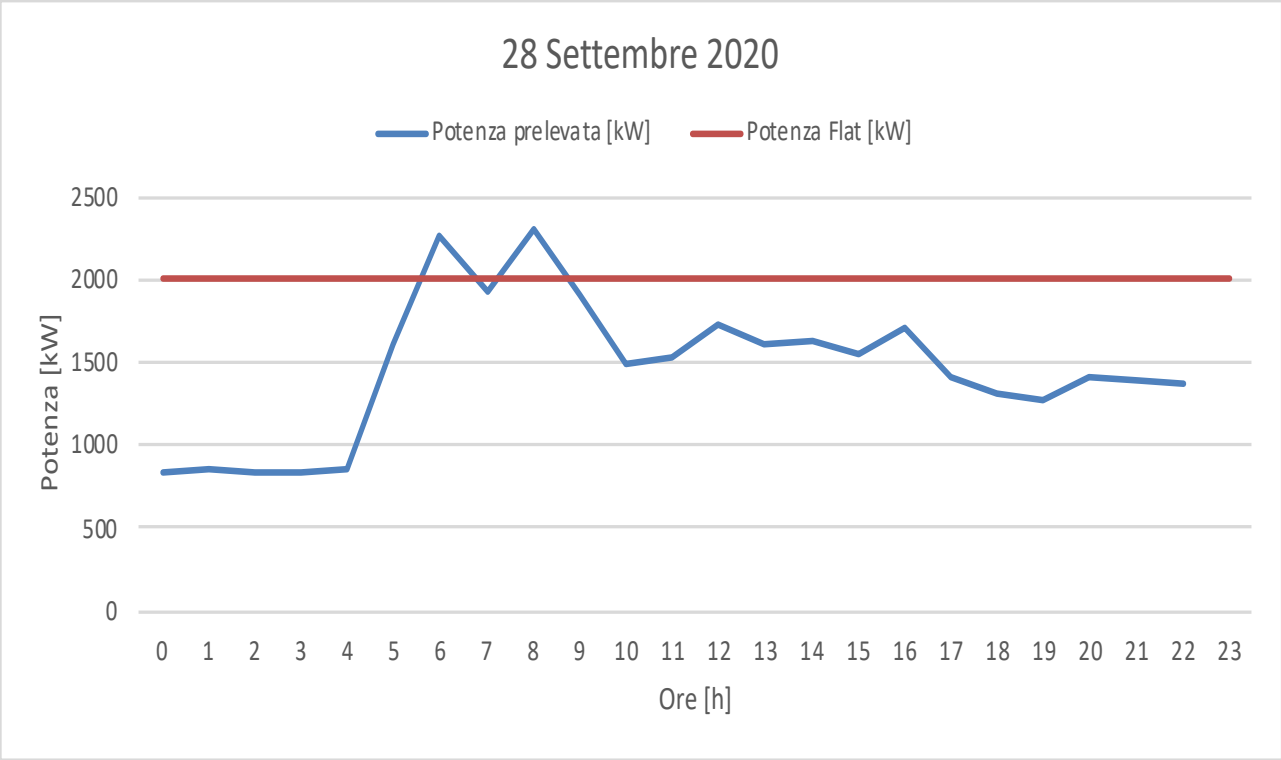



*Figura 56. Analisi potenza flat 28 Settembre 2020*

| Mese | PMAX | PMAX NEW | Risparmio |
|---|---|---|---|
| gen-20 | 2.951 | 2.000 | 2.377 |
| feb-20 | 2.633 | 2.000 | 1.582 |
| mar-20 | 2.429 | 2.000 | 1.072 |
| apr-20 | 1.730 | 2.000 | -674 |
| mag-20 | 2.152 | 2.000 | 379 |
| giu-20 | 2.236 | 2.000 | 589 |
| lug-20 | 2.808 | 2.000 | 2.020 |
| ago-20 | 2.629 | 2.000 | 1.573 |
| set-20 | 2.308 | 2.000 | 769 |

*Figura 57.Risparmio con Potenza flat*

Valutando le potenze massime prelevate, e applicando le tariffe mensili legate alla potenza prelevata, si ottiene un risparmio annuo di circa 13.000€.

## 6. Conclusioni

Gli obiettivi mondiali di decarbonizzazione e efficientamento dei settori energetici stabiliti negli ultimi anni, all'interno di trattati come il COP21, il Clean Energy Package e il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e per il Clima, hanno portato le nazioni a modificare i propri piani di sviluppo riguardanti l'utilizzo dell'energia elettrica per aggiornare il sistema elettrico globale, basato principalmente sull'utilizzo di combustibili fossili, modificando il parco produttivo, al fine di limitare l'emissione di gas serra di origine antropica. La trasformazione del sistema energetico ha comportato l'inclusione di nuovi impianti, spesso a fonti rinnovabili, nella rete nazionale e la limitazione di produzione di energia elettrica da parte degli impianti più vecchi. Tutto questo ha portato l'emergere di problematiche sul mantenimento della stabilità e sicurezza del sistema di trasmissione elettrica.

Per raggiungere gli obiettivi prefissati di decarbonizzazione, Terna sta cercando di sfruttare il più possibile gli impianti della generazione distribuita, istituendo meccanismi volti a stimolare l'investimento in impianti di produzione elettrica a basse emissioni così da aggiungerle alle attività del servizio del sistema elettrico nazionale, con progetti vantaggiosi ed economicamente interessanti che favoriscono un ulteriore diffusione di nuovi impianti su tutto il territorio.

Dalla fine del monopolio nazionale della produzione dell'energia elettrica, per garantire la stabilità del sistema elettrico, si sono via via sfruttati sempre più impianti presenti sul territorio, estendendo i servizi di dispacciamento a più unità possibili e aggiornando i meccanismi di partecipazione a tali servizi. Sono stati istituti i servizi di interrompibilità istantanea, legati alla sospensione dei prelievi di energia elettrica da parte dei grandi consumatori industriali, e si è arrivati all'istituzione dei progetti UVAM, legati sia ai consumi che alla produzione di energia elettrica da parte di diverse utenze, diminuendo di volta in volta i requisiti di taglia minima per partecipare a questi meccanismi (si è passati dai 10 MW di potenza di controllo iniziali, al 1 MW come requisito minimo attuale), al fine di rendere più interconnessi tutti gli impianti produttivi e di consumo, rendendo il Demand Response sempre più importante nella gestione dei servizi di rete.

Il primo caso studio considerato, composto da un aggregato di aziende ha dimostrato come, monitorando i propri consumi e sfruttando gli impianti produttivi di cui sono dotati, può partecipare ai meccanismi di retribuzione, in questo caso i progetti pilota UVAM istituiti da Terna,

garantendo un nuovo introito economico parallelo all'attività produttiva principale, stimando un guadagno intorno i 300.000 € con una partecipazione minima al progetto pilota.

Per un'analisi più accurata andrebbe considerato il costo della tecnologia utilizzata per il controllo dei carichi e della produzione, ed inoltre l'effettiva quantità di potenza da poter impegnare per la partecipazione al progetto UVAM.

Grazie alla presenza di queste nuove tipologie di utenze, che allo stesso tempo sono anche produttori, il gestore del servizio di trasmissione ha a disposizione nuovi strumenti per il mantenimento della stabilità della rete, permettendogli di agire in maniera locale.

Per il futuro si può pensare che, stabilita l'efficacia di questo sistema, il prossimo passo sia quello di diminuire ancora la taglia minima per accedere al meccanismo al fine di sfruttare anche gli impianti produttivi del settore domestico, ad esempio gli impianti fotovoltaici che si sono diffusi negli ultimi anni a seguito di incentivi nazionali, e sfruttare la diffusione dei veicoli elettrici da utilizzare come veri e propri accumulatori diffusi, fino a creare le cosiddette comunità energetiche per avere delle utenze sempre più interconnesse e meno dipendenti dalle grandi centrali di produzione elettrica, che funzionerebbero comunque nelle loro condizioni più ottimali per garantire la stabilità del sistema.

Per l'efficientamento dei sistemi energetici un concetto molto rilevante è l'appiattimento delle curve di consumo, che permette agli utilizzatori finali di risparmiare sui costi di approvvigionamento d'energia elettrica e ai gestori della rete facilita le operazioni di mantenimento della stabilità del sistema elettrico, in quanto rende la domanda più prevedibile e permette di agire meno sulle regolazioni che ne garantiscono la stabilità.

Lo studio di Demand Side Management svolto mostra i benefici energetici ed economici apportati all'azienda analizzata, installando gli impianti di trigenerazione, opportunamente gestiti e dimensionati. L'installazione di questi sistemi ha portato al raggiungimento degli obiettivi di Peak Shaving, ovvero la riduzione della potenza massima prelevata dalla rete, senza compromettere i processi produttivi, fondamentali per l'attività dell'azienda, e a risparmiare sulla spesa per l'approvvigionamento energetico. Inoltre, la presenza del trigeneratore ha permesso all'azienda di sfruttare nei propri processi produttivi anche l'energia termica, e soprattutto, l'energia frigorifera prodotta a partire dalla stessa energia primaria.

Data la riduzione dei prelievi dalla rete, sia in ambito di potenze massime, che di consumi generali nei processi produttivi dell'azienda, si conferma l'efficacia delle azioni di Demand Side Management anche dal lato dei gestori della rete elettrica, in quanto l'appiattimento della

domanda elettrica rende il sistema di trasmissione nazionale più stabile, e non si ricorre alla regolazione delle grandi centrali a combustibili fossili per garantire la stabilità della rete elettrica. Infine, la presenza degli impianti di generazione elettrica all'interno dell'azienda, la rendono parte della generazione distribuita e quindi potenzialmente partecipante ai servizi di Demand Response e garantire un ulteriore ricavo economico in determinate condizioni. Ad esempio, nel caso considerato, per via del fermo produttivo nel mese di Aprile 2020 la riduzione dei ricavi, dovuti alla sospensione dell'attività produttiva principale dell'azienda, si sarebbe potuta attenuare partecipando al progetto pilota UVAM impegnando parte della capacità produttiva dell'impianto di trigenerazione.

Da entrambi i casi studio considerati, emerge l'importanza del monitoraggio del consumo e della produzione di energia, e della comunicazione dei dati tra utenti, produttori e enti regolatori. Il monitoraggio in tempo reale all'interno dell'azienda, con strumenti propri e non da dati forniti a posteriori dai distributori, permette di prevedere quando si può avere un picco di consumi e in quale area dell'attività produttiva effettuare interventi di efficientamento.

Scambiando dati con i gestori di rete si possono sfruttare i meccanismi di retribuzione per il Demand Response senza alterare la produzione principale dell'industria, e mantenere stabile la rete elettrica.

## Indice delle Immagini

Figura 1. Obiettivi Europei e Nazionali ....6
Figura 3. Categorie d'intervento per la decarbonizzazione....8
Figura 4 Scenario Demand Response; Fonte:Terna[2]....9
Figura 5. Cronologia Progetti Pilota, fonte Terna[2]....12
Figura 6.Attori progetto pilota UVAM....14
Figura 7. Caratteristiche di una UVAM....15
Figura 8. Meccanismo retribuzione UVAM ....16
Figura 9. Risorse distribuite in Europa, fonte Terna [2]. ....17
Figura 10. Architettura di gestione UVAM; Fonte:RSE [4] ....18
Figura 11. Frequenze misurazioni dati; Fonte:RSE [4] ....19
Figura 12. Schema di Gestione UVAM; Fonte:RSE [4]....20
Figura 13. Tolleranze dati stimati; Fonte:RSE [4]....21
Figura 14. Costi Architettura UVAM;Fonte:RSE [4]....22
Figura 15. UVAM as a service; Fonte:RSE [4]....23
Figura 16. Schema architettura TecnoWatt [5] ....24
Figura 17. Analisi Impianto; Fonte:Enel X [6]....29
Figura 18. Business case 1 [6] ....31
Figura 19. Business case 2 [6] ....32
Figura 20. Business case 3 [6] ....33
Figura 21. Business case 4 [6] ....34
Figura 22.Consumi annuali aziende aggregate....35
Figura 23. Potenze prelevate....36
Figura 24. Potenze impegnate....37
Figura 25. Ricavi economici ....38
Figura 26. Demand Side Management....39
Figura 27.Processo Produttivo Azienda....43
Figura 28. Profilo consumo anno 2019 ....44
Figura 29. Potenza massima prelevata 2019....45
Figura 30. Potenza prelevata media 2019....46
Figura 31. Potenza minima prelevata....47
Figura 32. Schema funzionamento trigeneratore [11]....48

Figura 33. Schema funzionamento Macchina ad assorbimento [13] .....56
Figura 34. Curva di durata 2019 .....62
Figura 35. Profilo consumo 2020 .....63
Figura 36. Potenza minima prelevata 2020 .....64
Figura 37. Potenza media prelevata 2020 .....65
Figura 38, Potenza massima prelevata 2020 .....66
Figura 39. Profilo consumo 8 Gennaio 2020 .....67
Figura 40. Profilo consumo 30 Luglio 2020 .....67
Figura 41. Profilo consumo 19 Agosto .....68
Figura 42. Profilo produzione Trigeneratore Luglio-Settembre 2020 .....68
Figura 43. Confronto consumo e produzione 30 Luglio 2020 .....69
Figura 44. Confronto consumo e produzione 19 Agosto 2020 .....70
Figura 45. Profilo produzione Ottobre 2020 .....71
Figura 46. Confronto produzione e prelievo Luglio-Settembre 2020 .....72
Figura 47. Curva di durata 2020 .....73
Figura 48. Tabella TRAS .....75
Figura 49. Tabella MIS .....76
Figura 50. Voci bolletta elettrica .....79
Figura 51.Confronto carichi di punta 2019/2020 .....80
Figura 52. Costi Carichi di punta 2019/2020 .....81
Figura 53. Risparmio spese potenza 2020 .....81
Figura 54.Analisi potenza flat Gennaio 2020 .....82
Figura 55. Analisi potenza flat Marzo 2020 .....83
Figura 56.Analisi potenza flat 3 Marzo 2020 .....83
Figura 57. Analisi potenza flat 28 Settembre 2020 .....84
Figura 58.Risparmio con Potenza flat .....84

## Bibliografia


[1] Terna S.P.A. e Gruppo Terna. 2019. «Contesto ed evoluzione del sistema elettrico.» *Terna.* https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/ruolo-terna/insight.

[2] Marchisio, Luca, Fabio Genoese, e Francesca Raffo. 2019. «L'apertura delle risorse distribuite al mercato dei servizi:quale bilancio?» *Terna S.P.A.* https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/ruolo-terna/insight.

[3] Torriti, Jacopo. 2018. «Demand Respone: ridurre la domanda e aumentare al flessibilità.» *Rienergia.* https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/33162/Demand+Response:+ridurre+la+domanda+ed+aumentare+la+flessibilit%C3%A0/Torriti.

[4] Energy and Strategy Group. 2019. «Analisi dello stato attuale e delle possibili evoluzioni dei mercati elettrici in Italia.» *Ricera sul Sistema Energetico - RSE.* http://www.rse-web.it/notizie/Analisi-dello-stato-attuale-e-delle-possibili-evoluzioni-dei.page.

[5] Tecnowatt. s.d. «Architettura di Gestione UVAM.» *tecnowatt.com.* https://www.tecnowatt.com/uvam.html.

[6] Lorenzo Tavazzi, Viviani Alessandro. 2018. «Dalle smart grid al demand response: nuove relazioni tra consumatore e operatori .» *Rienergia.* https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/33159/Dalle+smart+grid+al+demand+response:+nuove+relazioni+tra+consumatore+e+operatori/Lorenzo+Tavazzi+e+Alessandro+Viviani

[7] IEA, International Energy Agency. 2019. «Energy Efficiency.»

[8] Rossella, Potere, Morroni Carolina, e Enel X. 2019. «Demand Response: nuove opportunità dal mercato dell'energia.» *enelx.com.* https://fire-italia.org/wp-content/uploads/2019/04/Webinar_DR-nuove-opportunita-dal-mercato-dellenergia.pdf.

[9] X, E. (s.d.). *Cos'è il Demand Side Management.* Tratto da Enel X: https://www.enelx.com/it/it/risorse/faq/imprese/cosa-e-il-demand-side-management

[10]Giulietti, N. (2008). *Analisi energetica ed economica di sistemi di trigenerazione per applicazioni ospedaliere.* Tratto da Slideshare.it: https://www.slideshare.net/agora20/tesi-trigenerazione-ospedaliera?from_action=save

[11] Viessmann. (s.d.). *industriale.viessmann.* Tratto da https://industriale.viessmann.it/guide/guida-cogenerazione-trigenerazione-imprese?utm_term=microcogeneratori&utm_campaign=2019&utm_source=adwords&utm_medium=ppc&hsa_acc=3116974588&hsa_cam=8785486727&hsa_grp=88812939296&hsa_ad=424743498684&hsa_src=g&hsa_tg

[12] d'Accadia, M. D. (s.d.). *Macchine ad Assorbimento (AHP).* Tratto da unina.it: https://www.docenti.unina.it/webdocenti-be/allegati/materiale-didattico/248437

[13] Frascarelli, A., & Ciliberti, S. (2011). La diffusione del fotovoltaico in Italia e l'impatto sull'agricoltura. *agriregionieuropa*.