



Ricerca di Sistema elettrico

Modello di microgrid per “smart building” come energy community con gestione ottimizzata delle risorse energetiche Parte 1 - Analisi di modelli di reti energetiche per smart building e NZEB

L. Martirano, S. Rotondo

MODELLO DI MICROGRID PER “SMART BUILDING” COME ENERGY COMMUNITY CON GESTIONE
OTTIMIZZATA DELLE RISORSE ENERGETICHE
PARTE 1 - ANALISI DI MODELLI DI RETI ENERGETICHE PER SMART BUILDING E NZEB

Luigi Martirano, Sara Rotondo (Sapienza Università di Roma – Dipartimento di Ingegneria Astronautica,
Elettrica ed Energetica)

Con il contributo di: R. Araneo, G. Di Lorenzo, E. Habib, A. Ruvio (Sapienza Università di Roma –
Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica)

Dicembre 2019

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - I annualità

Obiettivo: *N. 1 - Tecnologie*

Progetto: *1.5 - Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti*

Work package: *3 - Componenti e impianti innovativi per incrementare l'efficienza energetica e l'uso delle fonti rinnovabili negli edifici*

Linea di attività: *LA3.10 - Analisi di modelli di reti energetiche per smart building e NZEB*

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA

Responsabile del Work package: Biagio Di Pietra, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione “Modello di microgrid per
“smart building” come energy community con gestione ottimizzata delle risorse energetiche”

Responsabile scientifico ENEA: Alessandro Lorenzo Palma



Responsabile scientifico Sapienza Università di Roma – DIAEE: Luigi Martirano



Indice

SOMMARIO.....	5
1 INTRODUZIONE	7
2 SINTESI DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E OBIETTIVI	7
2.1 SINTESI DELLE ATTIVITÀ SVOLTE	7
2.2 SINTESI DEGLI OBIETTIVI.....	8
3 EVOLUZIONE DELL'ASSETTO REGOLATORIO DEI SISTEMI ELETTRICI	10
3.1 POLITICA EUROPEA	10
3.2 IMPORTANZA DELL'AUTOCONSUMO E DELL'AGGREGAZIONE	10
3.3 QUADRO NAZIONALE ATTUALE	11
3.3.1 <i>Cliente finale</i>	11
3.3.2 <i>Produttore</i>	11
3.3.3 <i>Configurazioni di rete private consentite</i>	11
3.3.4 <i>Sistemi Semplici di Produzione e Consumo</i>	12
3.3.5 <i>Reti elettriche</i>	13
3.3.6 <i>Aggregazione di utenze: scenario attuale</i>	14
3.4 RED II – LA RIVISITATA DIRETTIVA EUROPEA SULLA PROMOZIONE DELL'USO DELL'ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI.....	15
3.4.1 <i>Autoconsumatori di energia rinnovabile</i>	16
3.4.2 <i>Comunità di energia rinnovabile</i>	16
3.5 DIRETTIVA ELETTRICA – DIRETTIVA RELATIVA A NORME COMUNI PER IL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA	16
3.5.1 <i>Clients Attivi</i>	17
3.5.2 <i>Comunità energetiche dei cittadini</i>	18
3.6 SVILUPPI PREVEDIBILI IN ITALIA.....	18
3.6.1 <i>Ricadute dello scenario Europeo in Italia</i>	18
3.6.2 <i>Partecipazione degli utenti al mercato del dispacciamento. Unità Virtuali Abilitate, UVA</i>	24
3.6.3 <i>Leggi Regionali sulle comunità energetiche</i>	24
3.6.4 <i>Vincoli regolatori per le aggregazioni</i>	25
4 REALIZZAZIONI DI SMART GRID E MICRO GRID	28
4.1 SMART GRIDS	28
4.2 MICROGRIDS.....	28
4.2.1 <i>Componenti di una microgrid</i>	29
4.2.2 <i>Diffusione delle microgrids nel mondo</i>	31
5 TECNOLOGIE ABILITANTI.....	32
5.1 RISCALDAMENTO FULL ELECTRIC	32
5.1.1 <i>Tipologie di pompe di calore</i>	32
5.1.2 <i>Configurazioni ibride</i>	34
5.1.3 <i>Impianto radiante a bassa temperatura</i>	36
5.2 IMPIEGO DI FOTOVOLTAICO CON ACCUMULO ELETTRICO E TERMICO.....	37
5.2.1 <i>Tipologie celle fotovoltaiche</i>	38
5.2.2 <i>Pannelli bifacciali o double face</i>	40

5.2.3	Tipologie sistemi di accumulo	41
5.3	PREDISPOSIZIONE A SISTEMI DI RICARICA DI VEICOLI ELETTRICI.....	48
5.3.1	Veicoli elettrici ibridi (HEV).....	48
5.3.2	Veicoli elettrici ibridi plug-in (PHEV)	50
5.3.3	Veicoli elettrici (EV).....	51
5.3.4	Stazioni di ricarica.....	52
5.3.4.1	Ricarica conduttiva	53
5.3.4.2	Ricarica lenta	54
5.3.4.3	Ricarica veloce	55
5.3.5	Connessione alla rete dei punti di ricarica	58
5.4	BUILDING AUTOMATION	62
5.4.1	BACS nel settore energetico.....	63
5.4.2	Procedura di calcolo dell'efficienza energetica con sistemi BAC.....	64
5.5	BIM	67
5.6	BLOCKCHAIN	73
5.6.1	Applicazioni.....	76
5.6.2	Meccanismi di consenso.....	76
5.6.3	Smart Contracts	77
5.6.4	Normativa vigente – Italia	77
5.6.5	Transizioni peer-to-peer.....	78
5.7	SMART READINESS INDICATOR	79
5.7.1	Prima proposta di metodologia di calcolo	79
5.7.2	Seconda proposta di metodologia di calcolo	80
6	PROPOSTA DI UN MODELLO INNOVATIVO DI MICROGRID PER ENERGY COMMUNITY: POWER SHARING	84
6.1	GENERALITÀ SUGLI EDIFICI MULTI UNITÀ: MURB E MURCB	84
6.2	EDIFICIO A ENERGIA QUASI ZERO (NZEB).....	84
6.3	EDIFICIO A ZERO EMISSIONI (ZEB)	85
6.4	MODELLI DI RETI PER EDIFICI ATTUALI	86
6.5	MODELLO PROPOSTO PER LA RIQUALIFICAZIONE DI EDIFICI MURB ESISTENTI: “POWER SHARING”	91
6.6	MODELLO PROPOSTO PER LA RIQUALIFICAZIONE DI EDIFICI MURB DI NUOVA REALIZZAZIONE: “POWER SHARING” E “FULL ELECTRIC”	94
6.7	MODELLO PROPOSTO PER IL “POWER SHARING”	96
6.7.1	Descrizione del modello di rete proposto.....	96
6.7.2	Sistema di controllo.....	97
6.7.3	Simulazione preliminare del modello.....	100
7	CASE STUDY.....	103
7.1	SCENARIO TRADIZIONALE	103
7.2	SCENARIO POMPA DI CALORE: FULL ELECTRIC.....	103
7.3	SCENARIO POWER SHARING	104
8	CONCLUSIONI.....	106
9	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	108

Sommario

L'edificio multifamiliare in quanto cluster costituito da più unità abitative costituisce un riferimento di comunità energetica sul quale si vuole indagare al fine di individuare nuovi modelli organizzativi e gestionali.

Le politiche europee sull'uso efficiente dell'energia hanno recentemente emanato due direttive (RED II e Elettrica) che offrono ampi spazi di apertura verso due aspetti fondamentali: l'autoconsumo e l'aggregazione. In particolare, sono proposte forme giuridicamente definite di comunità energetiche.

L'attività svolta riguarda l'analisi delle tecnologie e delle soluzioni di impianti e sistemi abilitanti ad un modello di comunità energetica a livello di edificio/condominio che offra soluzioni concrete ed implementative dei modelli previsti a livello regolatorio.

Una prima parte dello studio è stata dedicata all'analisi dei sistemi regolatori nazionale italiano, ed internazionali, specialmente di altri paesi europei, con particolare attenzione ai modelli di aggregazione fisica delle utenze private, alla luce delle importanti novità offerte dalle Direttive REDII e Elettrica.

Una seconda parte dello studio è stata rivolta all'analisi delle tecnologie e delle soluzioni impiantistiche considerate abilitanti per la creazione di community energetiche. L'obiettivo è di applicare il modello di comunità a livello di edificio o di cluster di edifici. Già il modello nZEB ha aperto alla visione di edificio come cluster e non come multi-unità indipendenti. In più, lo studio dell'indicatore Smart Ready Indicator SRI valuta la prontezza dell'edificio a ospitare modelli di rete avanzati con impiego di tecnologie avanzate e smart.

Le tecnologie perlustrate nella ricerca e considerate abilitanti sono sintetizzate in:

- impiego del solo vettore elettrico per l'alimentazione dell'edificio;
- utilizzo di pompe di calore ad alta efficienza abbinate a sistemi di diffusione a bassa entalpia;
- predisposizione a sistemi di ricarica di veicoli elettrici;
- impiego di fotovoltaico;
- impiego di storage elettrico e termico;
- home automation a livello di singola unità e opportunamente integrata con la building automation per la gestione energetica ottimizzata;
- utilizzo di smart metering basato sulla tecnologia blockchain.

In fase di progettazione, in considerazione della complessità impiantistica, sarà determinante l'approccio BIM.

Una terza parte dello studio è stata rivolta all'individuazione di modelli di reti applicabili a casi concreti di edifici sia esistenti sia di nuova realizzazione, per analizzarne aspetti realizzativi e performance energetiche, mediante l'analisi di aggregazioni di utenze come profili energetici e come reti energetiche, con scenari di gestione più o meno avanzati.

In particolare, è stato individuato un modello di rete innovativo definito "power sharing" che consente l'implementazione efficace di comunità energetiche a livello di edificio sia esistente sia di nuova realizzazione. Il modello consente l'impiego in autoconsumo dell'energia generate a livello comune con tecniche di ottimizzazione mediante controllo carichi e storage elettrico e termico. Il modello sposa un concetto di edificio full elettrico flessibile e a zero emissioni.

Tale modello di rete si inquadra nella definizione proposta dalla Direttiva REDII di «scambi tra pari» di energia rinnovabile, ovvero, vendita di energia rinnovabile tra i partecipanti al mercato in virtù di un contratto con condizioni prestabilite che disciplina l'esecuzione e il regolamento automatizzati dell'operazione, direttamente tra i partecipanti al mercato o indirettamente tramite un terzo certificato partecipante al mercato, come ad esempio un aggregatore. Il diritto di condurre scambi tra pari non

pregiudica i diritti o gli obblighi delle parti coinvolte in qualità di consumatori finali, produttori, fornitori o aggregatori.

Il modello di Power Sharing è visto come una possibile attuazione dell'obiettivo prefissato dalla RED II affinché gli autoconsumatori di energia rinnovabile che si trovano nello stesso edificio, compresi condomini, siano autorizzati a esercitare collettivamente le attività di autoconsumo e a organizzare tra di loro lo scambio di energia rinnovabile prodotta presso il loro sito o i loro siti, fatti salvi gli oneri di rete e altri oneri, canoni, prelievi e imposte pertinenti applicabili a ciascun autoconsumatore di energia rinnovabile. Gli Stati membri possono distinguere tra autoconsumatori individuali di energia rinnovabile e autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente.

Una parte dello studio è finalizzato a valutare l'impatto di tale modello nella valutazione dello SRI (smart ready indicator).

1 Introduzione

L'edificio multifamiliare in quanto cluster costituito da più unità abitative costituisce un riferimento di comunità energetica sul quale si vuole indagare al fine di individuare nuovi modelli gestionali.

La linea di attività svolta consiste nell'analisi delle tecnologie e delle soluzioni di impianti e sistemi abilitanti ad un modello di comunità energetica a livello di edificio / condominio. Le tecnologie abilitanti e le soluzioni impiantistiche valutate nello studio sono sintetizzabili in:

- impiego del solo vettore elettrico per l'alimentazione dell'edificio;
- utilizzo di pompe di calore ad alta efficienza abbinata a sistemi di diffusione a bassa entalpia;
- predisposizione a sistemi di ricarica di veicoli elettrici;
- impiego di fotovoltaico;
- impiego di storage elettrico e termico;
- building automation per la gestione energetica ottimizzata;
- utilizzo di smart metering basato sulla tecnologia blockchain.

Lo studio parte dall'analisi dei sistemi regolatori nazionale italiano, ed internazionali, specialmente di altri paesi europei, con particolare attenzione ai modelli di aggregazione fisica delle utenze private.

Successivamente lo studio è stato rivolto all'individuazione di casi concreti di edifici aggregati a livello italiano e europeo, per analizzarne aspetti realizzativi e performance energetiche, mediante l'analisi di aggregazioni di utenze come profili energetici e come reti energetiche, con scenari di gestione più o meno avanzati.

Successivamente sono state analizzate le tecnologie abilitanti citate e si è costruito un modello di riferimento possibile per la realizzazione di una microgrid per edificio multiutente, replicabile su scala maggiore a gruppi di edifici.

Una parte dell'analisi è stata dedicata allo studio preliminare di modelli di rete pronte a:

- Integrare risorse energetiche comuni sia di generazione sia di accumulo,
- ospitare infrastrutture di colonnine di ricarica veloce di veicoli, anche in ottica di servizi ancillari di dispacciamento e demand side management, con controlli grid to vehicle G2V e vehicle to grid V2G;
- integrare sistemi di automazione avanzati in ottica di building management.

L'introduzione di tecnologie intelligenti e ad alta efficienza come i sistemi di automazione BACS è necessaria per avviare una interoperabilità degli edifici con le reti elettriche, le reti di teleriscaldamento e le infrastrutture di mobilità elettrica, nonché l'ottimizzazione di comunicazione, controllo e trasmissione di dati e segnali. Tali sistemi sono da considerarsi abilitanti perché facilitano l'introduzione i nuovi modelli di aggregazione di utenti delle comunità energetiche.

Lo studio è stato sviluppato nell'inquadramento delle recenti direttive che individuano l'obbligo di infrastrutture per ricarica veicoli negli smart building di nuova realizzazione.

2 Sintesi delle attività svolte e obiettivi

2.1 Sintesi delle attività svolte

In sintesi, le attività sono consistite in:

- studio dei sistemi regolatori del sistema elettrico a livello europeo e confronto con quello italiano, in riferimento ai modelli di aggregazione di utenze.
- ricognizione dello stato di realizzazione di smart community energetiche in Italia e in Europa.
- Individuazione di tipologie tipiche di edifici a livello nazionale per le quali applicare i modelli di comunità energetica che si vogliono studiare: edificio multifamiliare di grandi dimensioni, edificio multifamiliare di medie e piccole dimensioni, complesso di edifici multifamiliari che condividono uno spazio comune, edificio multiuso residenziale, terziario e commerciale, complesso di edifici multi-uso, edifici non residenziali, complessi misti.
- Individuazione di vincoli di natura tecnica e legislativa, con particolare attenzione al parco immobiliare tipico italiano, ad edifici di tipo storico e vincolati.
- Individuazione di modelli di comunità energetica applicabili alle categorie tipologiche di edifici individuate al punto precedente, con modellazione dell'architettura e del sistema gestionale.
- studio di modelli di rete elettriche per smart building residenziali pronte per infrastrutture di ricarica veloce di veicoli.
- Analisi di profili di consumo e immissione per edifici presi a riferimento.
- Esplorazione di impiego di BIM legate ai sistemi SCADA.
- Esplorazione di impiego di Blockchain per il metering e il telecontrollo.
- Applicazione dello Smart Readiness Indicator (SRI), indicatore che valuta la capacità degli edifici di utilizzare le nuove tecnologie per adattarsi alle esigenze dell'occupante, interagire con la rete energetica e ottimizzare funzionamento e manutenzione (si veda più avanti per un approfondimento).

2.2 Sintesi degli obiettivi

Obiettivo di questa prima parte del progetto di ricerca è la individuazione di modelli e schemi operativi:

- per la riconversione di edifici esistenti in edifici a energia quasi zero, applicabili al parco immobiliare esistente per integrare e rendere più efficaci le strategie di ristrutturazione degli immobili a lungo termine.
- Per la realizzazione di nuovi complessi e edifici a energia quasi zero.

L'obiettivo è quindi di individuare, analizzare, simulare e definire un modello di comunità energetica a livello di building che possa essere implementato per:

- riqualificazione di edifici esistenti, a minor impatto e più facile replicabilità, da applicare ai condomini e aggregati di unità abitative esistenti delle aree urbanizzate;
- nuove realizzazioni, a maggior impatto come linea guida di edifici umanizzati ed ecosostenibili.

Altro obiettivo riguarda l'analisi dell'impiego delle tecnologie blockchain come possibile soluzione per sistemi BACS e di metering, sicuro, certificato, condiviso dei vettori energetici all'interno di una comunità energetica.

Altro obiettivo riguarda la predisposizione allo smartness e alla individuazione di due modelli di interesse quali la progettazione avanzata in BIM e l'uso delle blockchain. La tecnologia BIM di progettazione legata alla gestione impiantistica mediante sistemi di supervisione e telecontrollo di tipo SCADA consente di realizzare modelli di integrazione BIM/SCADA con piattaforma gestionale degli impianti e possibile impiego della realtà aumentata.

Una parte dell'analisi consiste nella verifica dei criteri definiti per lo smart readiness indicator con particolare riferimento alla flessibilità della rete, all'ottimizzazione dell'autoconsumo, a logiche di demand response.

3 Evoluzione dell'assetto regolatorio dei sistemi elettrici

3.1 *Politica europea*

L'Unione Europea ha recepito l'Accordo di Parigi, firmato da 195 Paesi nel dicembre 2015, attraverso il Pacchetto Energia pulita per tutti gli europei. Si tratta di un insieme di regole e linee guida che mirano a guidare tutti i membri per raggiungere obiettivi specifici in diversi campi. È composto da otto atti legislativi incentrati sull'efficienza energetica, sul rendimento energetico degli edifici, sulle energie rinnovabili e sul mercato dell'elettricità.

I più rilevanti sono:

- Direttiva sulle energie rinnovabili (2018/2001) [1], definita Direttiva RED II;
- Direttiva sulle norme comuni per il mercato interno dell'elettricità (2019/944) [2], definita Direttiva Elettrica.
- Direttiva sul rendimento energetico degli edifici (2018/844) [3];
- Direttiva sull'efficienza energetica (2018/2002) [4];

La maggiore innovazione introdotta dal pacchetto è la nuova attenzione rivolta agli utenti finali, che diventano parte attiva della transizione energetica.

Particolare attenzione è rivolta a due aspetti sostanziali e formali:

- 1) Autoconsumo
- 2) Aggregazione di utenze

3.2 *Importanza dell'autoconsumo e dell'aggregazione*

Dalla lettura dei documenti europei è evidente che l'autoconsumo occupa un posto di rilievo nel nuovo quadro normativo europeo.

La politica europea sancisce che ogni cliente finale, individualmente o attraverso aggregatori, ha il diritto di trasformarsi in autoconsumatore di energia rinnovabile, mantenendo inalterati i propri diritti/doveri quale cliente finale, e acquisendo il diritto di vendere l'energia in eccesso al proprio consumo, anche attraverso contratti di fornitura tipo Purchase Power Agreement (PPA) o scambi tra pari (Peer-to-Peer, P2P).

La Direttiva RED II e la Direttiva Elettrica introducono non solo nuove modalità per l'autoconsumo, ma anche nuovi soggetti giuridici, tra cui:

- le "comunità di energia rinnovabile" (RED II) [1];
- le "citizen energy community" (Direttiva elettrica) [2].

Le comunità energetiche sono tutte caratterizzate da una dimensione sociale, prevalentemente no-profit, oltre che in relazione al tipo di energia oggetto della loro iniziativa (fonti rinnovabili, non solo elettriche, per le comunità di energia rinnovabile; qualsiasi fonte di energia elettrica, per le citizen energy community).

La Direttiva RED II prevede che, ferma restando l'applicazione delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema, anche agli abitanti di uno stesso edificio o condominio possa essere riconosciuto lo status di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, ma attribuisce la facoltà agli Stati membri di prevedere trattamenti differenziati fra "autoconsumatori di energia rinnovabile" e "autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente".

Meccanismi simili sono previsti dalla Direttiva elettrica che introduce il concetto di "cliente attivo" (active customer), inteso come un cliente finale o un gruppo di clienti "jointly acting" che consumano o accumulano l'energia elettrica prodotta (indipendentemente dalla fonte) in propri siti, posti entro confini

definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, o che vendono l'energia elettrica prodotta o partecipano a meccanismi volti a promuovere la flessibilità o l'efficienza energetica, atteso che queste attività non siano l'attività principale.

Per quanto riguarda l'applicazione delle tariffe di trasmissione e di distribuzione, nonché delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema, la RED II stabilisce che gli autoconsumatori di energia rinnovabile non possano essere sottoposti né a procedure e a oneri discriminatori e sproporzionati né a tariffe di rete che non siano aderenti ai costi correlati all'energia scambiata.

Sempre in base alla RED II, gli autoconsumatori di energia rinnovabile devono essere esentati da qualsiasi onere o tariffa di rete in relazione all'energia autoconsumata.

La Direttiva REDII sancisce che "gli Stati membri provvedono affinché gli autoconsumatori di energia rinnovabile che si trovano nello stesso edificio, compresi condomini, siano autorizzati a esercitare collettivamente le attività di cui al paragrafo 2 della Direttiva e a organizzare tra di loro lo scambio di energia rinnovabile prodotta presso il loro sito o i loro siti, fatti salvi gli oneri di rete e altri oneri, canoni, prelievi e imposte pertinenti applicabili a ciascun autoconsumatore di energia rinnovabile. Gli Stati membri possono distinguere tra autoconsumatori individuali di energia rinnovabile e autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente. Eventuali trattamenti diversi sono proporzionati e debitamente giustificati."

3.3 Quadro nazionale attuale

Come tutti gli altri Paesi europei, l'Italia deve adeguare la propria legislazione alle direttive presentate nel Pacchetto Energia Pulita per tutti gli Europei.

Prima di presentare lo scenario legislativo attuale e come lo Stato sta rispondendo alle disposizioni europee, verrà presentata la struttura della rete elettrica italiana.

Attualmente il riferimento legislativo principale è il decreto legislativo n.79/99 (Decreto Bersani).

3.3.1 Cliente finale

Il decreto legislativo n. 79/99 prevede che il cliente finale è una persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete pubblica anche attraverso reti o linee private.

Il cliente finale è individuato per il tramite delle cosiddette unità di consumo, coincidenti con le unità immobiliari e le relative pertinenze.

A ciascuna unità catastale corrisponde un cliente finale.

3.3.2 Produttore

Il produttore di energia elettrica secondo quanto disposto dal decreto legislativo n. 79/99, è una persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto.

Egli è l'intestatario dell'officina elettrica di produzione, ove prevista dalla normativa vigente, nonché l'intestatario delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione.

In generale, ogni cliente finale e ogni produttore sono separatamente e autonomamente connessi alla rete. Il corrispondente punto di connessione viene identificato tramite il POD (Point of Delivery). Le reti elettriche sono in una situazione di monopolio naturale e le attività di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sono esercite in regime di concessione.

3.3.3 Configurazioni di rete private consentite

La normativa nazionale definisce casi per i quali è possibile realizzare reti elettriche finalizzate all'autoconsumo tenendo conto che, in generale, le attività di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sono esercite in regime di concessione sul territorio nazionale.

I modelli consentiti attualmente sono suddivisi in due famiglie:

- A. Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)
- B. Reti elettriche

3.3.4 Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) sono sistemi all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico. Sono sistemi elettrici che possono essere ricondotti a una configurazione semplice in cui vi sia un unico punto di connessione di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale (cliente finale e produttore possono coincidere con lo stesso soggetto ovvero possono essere soggetti diversi).

Sono tutti gli impianti elettrici, direttamente o indirettamente collegati alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica alle unità di consumo che li costituiscono non costituisce un'attività di trasmissione e/o distribuzione, ma un'attività di autoapprovvigionamento. Tali sistemi comprendono:

- sistemi di autoproduzione (SAP);
- sistemi efficienti di utenza (SEU);
- altri sistemi esistenti (ASE);
- sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU).

Per quanto riguarda i SAP, si possono distinguere in:

- cooperative storiche con una propria rete;
- consorzi storici con una propria rete;
- altri sistemi di autoproduzione (altri sistemi di autoproduzione, ASAP).

A parte le cooperative e i consorzi storici, tutti gli altri SSPC sono costituiti da un utente finale e un produttore o corrispondono ad un sistema che può essere approssimato come un utente finale e un produttore. La corretta definizione di ciascuno di essi è presentata nella tabella seguente.

Altri sistemi di autoproduzione (ASAP)	Si tratta di sistemi in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, attraverso connessioni private, la utilizza almeno per il 70% all'anno per uso proprio.
Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU)	Si tratta di un sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, alimentati da fonti rinnovabili o in configurazione cogenerativa ad alto rendimento, gestiti dallo stesso produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente collegati, attraverso un collegamento privato senza obbligo di collegamento con terzi, all'unità di consumo di un singolo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, ferrovie, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o totalmente a disposizione dello stesso cliente e da lui, in parte, messi a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione.
Altri Sistemi Esistenti (ASE)	sono sistemi che non rientrano nelle altre configurazioni definite da questa misura nell'ambito degli SSPC
Sistemi Esistenti Equivalenti Ai Sistemi Efficienti Di Utenza (SESEU)	il sistema elettrico dovrà essere costituito da realizzazioni che soddisfino necessariamente i requisiti relativi ai punti a) e b) e almeno uno dei requisiti dei punti c), d), e) e f): a) sono realizzazioni per le quali l'iter autorizzativo, relativo alla costruzione delle unità di consumo e di produzione, dei rispettivi collegamenti privati e del collegamento alla rete pubblica è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008;

- b) sono sistemi già esistenti al 1° gennaio 2014, ovvero alla predetta data, sono stati avviati i lavori di realizzazione, quindi sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
- c) sono sistemi che si inquadrano anche nella categoria dei SEU;
- d) sono sistemi che connettono attraverso un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite dal medesimo soggetto giuridico. L'univocità del soggetto giuridico deve essere verificata al 1° gennaio 2014, se il sistema risulta già esistente, oppure dopo l'entrata in esercizio del sistema;
- e) sono SSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore della delibera 578/13;

I SEESEU possono essere classificati in tipo A, B o C a seconda di quali punti soddisfino tra quelli riportati nella tabella.

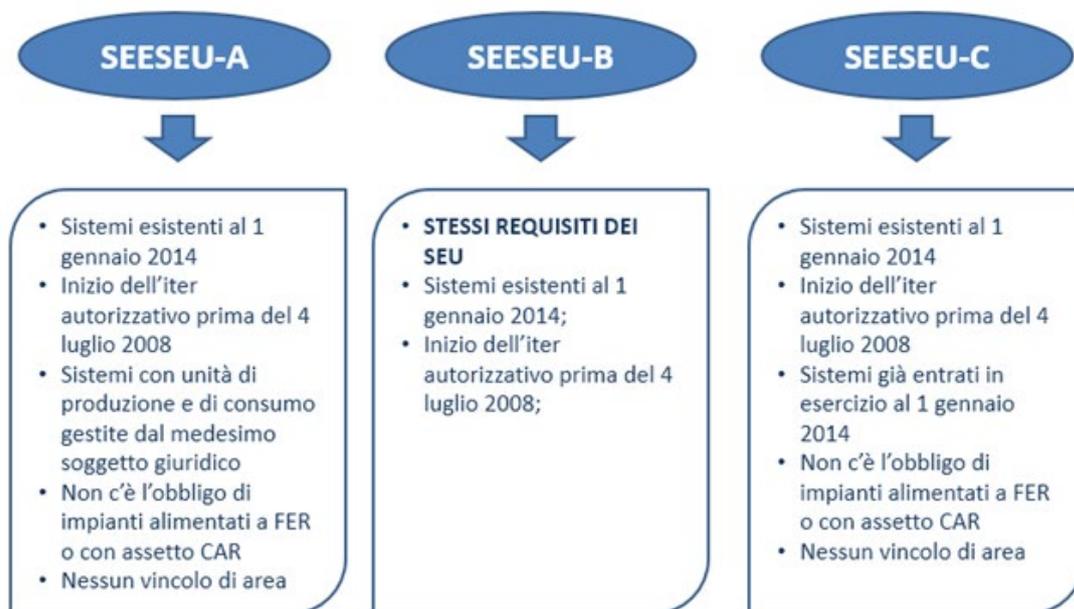


Figura 1: Classificazione dei SEESEU

Per quanto riguarda le tariffe dei servizi generali, ciascuna configurazione era caratterizzata dalla propria tariffa fino al 31 dicembre 2016 secondo le componenti dei servizi generali.

Questa situazione è cambiata con la Legge 244/16 art. 6 (DL. Milleproroghe): dal 1° gennaio 2017, per tutte le configurazioni private implementabili (SSPC o SDC) le parti variabili delle componenti tariffarie a copertura dei costi generali del sistema sono applicate solo all'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica. Di conseguenza, non vengono applicate tariffe sull'energia autoconsumata.

3.3.5 Reti elettriche

La rete elettrica è divisa in:

- **Rete Pubblica:** corrisponde ad una rete gestita da un ente di trasmissione o di distribuzione, che deve collegare chiunque ne faccia richiesta. Si distingue quindi in rete di trasmissione (gestita da Terna) e rete di distribuzione;

- **Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC):** sono stati istituiti con la Direttiva Europea 2009/28/CE e rappresentano una rete elettrica privata che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente confinato e non rifornisce le utenze domestiche, ad eccezione di un piccolo numero di utenze domestiche situate all'interno dell'area servita dal sistema e con occupazione o associazioni analoghe con il proprietario del sistema.

I sistemi SDC possono essere suddivisi in:

- **Reti Interne di Utenza (RIU)**
- **Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC).**

Tali sistemi, di proprietà e gestiti da soggetti diversi da Terna e da qualsiasi società di distribuzione, sono caratterizzati dalla condizione che, per specifici motivi tecnici o di sicurezza, l'esercizio o il processo produttivo degli utenti degli impianti sia integrato.

In particolare, gli SDC sono considerati come veri e propri sistemi di distribuzione, infatti sono indipendenti e non applicano ai propri utenti i costi di connessione, trasporto e misura definiti dall'Autorità, in quanto sono liberi di applicare i propri.

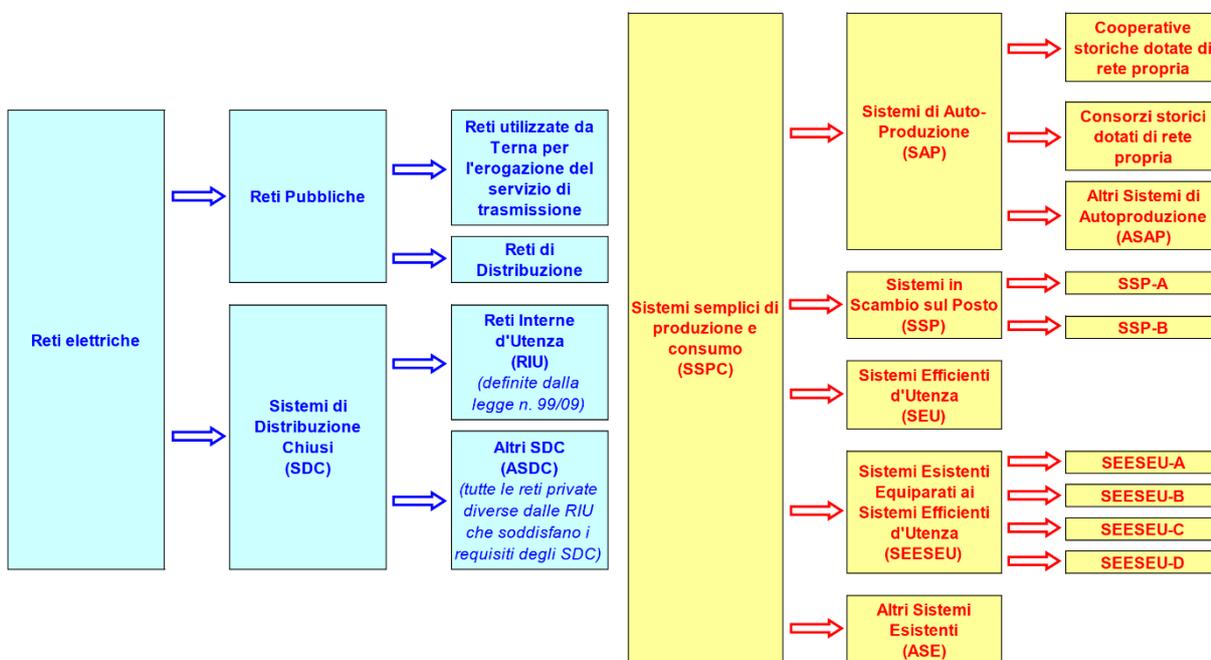


Figura 2: Tipologia reti italiane

La **Figura 2** rappresenta una schematizzazione di tutte le possibili forme di rete attualmente contemplate dall'assetto regolatorio nazionale.

3.3.6 Aggregazione di utenze: scenario attuale

Si deve intendere per **aggregazione** quella *funzione svolta da una persona fisica o giuridica che combina più carichi di clienti o genera elettricità per la vendita, l'acquisto o la vendita all'asta in qualsiasi mercato dell'elettricità.*

Per **autoconsumo** si intende il consumo di energia elettrica prodotta nello stesso sito in cui viene consumata, istantaneamente o attraverso sistemi di stoccaggio, indipendentemente dalle parti (anche se diverse tra loro) che svolgono il ruolo di produttore e cliente finale, a condizione che operino nello stesso sito opportunamente definito e confinato, e indipendentemente dalla fonte che alimenta l'impianto di produzione.

L'attuale scenario legislativo non consente all'utente privato di scambiare energia con la rete nazionale sotto forma di aggregazione.

Ciò si può dedurre anche dall'attuale struttura della rete, che non consente l'accesso alla rete elettrica ai clienti che agiscono congiuntamente. Infatti, la rete pubblica rappresenta la rete tradizionale in cui l'energia fluisce dal punto di generazione ai diversi utenti finali. L'autoproduzione (cioè da fonti rinnovabili) per i clienti privati è accettata solo nel caso di singoli nuclei familiari, che immettono in rete l'energia extra prodotta. Nel caso di condomini, è possibile installare alcuni sistemi di generazione, ma possono essere utilizzati solo per coprire la domanda di servizi generali (es. ascensore, illuminazione ai piani) e non la domanda degli appartamenti stessi, rendendo scomoda la loro installazione.

I sistemi di distribuzione chiusi sarebbero una forma di rete più vicina a quella necessaria a queste forme di aggregazione, ma attualmente escludono la possibilità di collegare le utenze residenziali.

L'Italia deve comunque adeguare la propria legislazione e i propri impianti energetici ed elettrici alle disposizioni europee.

Nel 2015 è stata pubblicata la Legge 221 recante Disposizioni ambientali per promuovere misure di economia verde e per contenere l'uso eccessivo delle risorse naturali.

Il testo è composto da diversi capitoli che trattano argomenti come l'impatto ambientale, il sistema idrico, il sistema dei rifiuti, gli impianti di produzione di energia, ecc. L'articolo 71 della legge introduce la "oil free zone". Essa è definita come un'area territoriale in cui, entro un determinato periodo di tempo e sulla base di uno specifico atto programmatico adottato dai comuni del territorio di riferimento, è prevista la progressiva sostituzione del petrolio e dei suoi derivati con energia prodotta da fonti rinnovabili. L'obiettivo è quello di superare la dipendenza dai combustibili fossili e di raggiungere un sistema economico ed energetico più sostenibile. L'istituzione di una oil free zone deve essere richiesta dai comuni interessati e può riguardare anche quelli che agiscono congiuntamente. È un luogo dove si svolgono ricerche e progetti sperimentali.

È evidente come la oil free zone sia molto vicina al concetto delle comunità energetiche, anche se non viene specificato nulla sui temi della metodologia di produzione di energia, dell'autoconsumo e del ruolo dei consumatori.

3.4 RED II – La rivisitata Direttiva Europea sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

La direttiva si ripropone di incentivare l'utilizzo delle FER e di facilitarne l'inclusione sia finanziariamente che legalmente.

Di particolare rilevanza sono le nuove figure di utente finale presentate dal documento:

- **autoconsumatore di energie rinnovabili:** un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale;
- **autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente:** gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e si trovano nello stesso edificio o condominio;
- **comunità di energia rinnovabile:** soggetto giuridico:
 - a) che, conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;
 - b) i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
 - c) il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari.

3.4.1 Autoconsumatori di energia rinnovabile

La Direttiva introduce due nuove definizioni:

«autoconsumatore di energia rinnovabile»: un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale;

«autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente»: gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente ai sensi del punto precedente e si trovano nello stesso edificio o condominio;

L'introduzione di queste figure autorizza i consumatori a diventare autoconsumatori e non solo individualmente, ma anche attraverso l'adesione a forme di aggregazione.

In particolare, possono:

- installare e gestire sistemi di generazione rinnovabile insieme a sistemi di stoccaggio;
- utilizzare l'energia rinnovabile prodotta per soddisfare i loro bisogni;
- immagazzinare e vendere l'energia extra attraverso PPA, accordi con i fornitori di energia e accordi peer-to-peer;
- ricevere una remunerazione per l'energia venduta pari al valore di mercato di tale energia.

Inoltre, questi non saranno soggetti ad oneri e procedure ingiuste e discriminatorie, poiché i singoli paesi si impegneranno per diminuire ed eliminare tutte le limitazioni e le barriere ingiustificate riguardanti l'autoconsumo di energia rinnovabile.

Gli stessi principi sono validi per gli autoconsumatori che vivono nello stesso edificio e nei condomini, che possono gestire lo scambio dell'energia prodotta nel loro sito o i loro siti.

3.4.2 Comunità di energia rinnovabile

Tutti gli Stati membri devono assicurare ai propri utenti finali la possibilità di partecipare a comunità di energia rinnovabile, cioè a forme di aggregazione di consumatori che rispettino la definizione presentata sopra.

In particolare, devono diminuire o eliminare tutti gli ostacoli presentati da alcune leggi o questioni amministrative per promuoverne la diffusione.

Il DSO (Distribution System Operator) locale deve collaborare per garantire lo scambio di energia all'interno delle comunità energetiche.

Infatti, questi ultimi hanno il diritto di:

- produrre, vendere e immagazzinare l'energia proveniente dalle fonti rinnovabili di proprietà della stessa comunità energetica;
- scambiare all'interno dell'area di riferimento della comunità l'energia prodotta;
- partecipare al mercato dell'energia elettrica, da soli o all'interno di altre forme di aggregazione.

La comunità può essere formata non solo da utenti finali privati (ricchi e non) ma anche da enti pubblici.

3.5 *Direttiva Elettrica – Direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*

A differenza della RED II, questa direttiva si concentra sulle norme che regolano il settore dell'energia elettrica, includendo non solo la produzione di energia rinnovabile, ma anche altre forme convenzionali. L'obiettivo è quello di costruire un mercato unificato dell'energia nell'Unione Europea, che cerchi di garantire prezzi energetici accessibili, sicurezza dell'approvvigionamento e una crescente attenzione al ruolo del consumatore.

In particolare, alcuni punti di interesse sono molto simili a quelli proposti dalla Direttiva sulle Energie Rinnovabili a partire dalla figura dell'autoconsumatore di energia rinnovabile, qui definito "cliente attivo". Di seguito vengono presentate tutte le definizioni pertinenti:

- cliente attivo:

un cliente finale o un gruppo di clienti finali consorziati che consuma o conserva l'energia elettrica prodotta nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata o, se consentito da uno Stato membro, in altri locali, oppure vende l'energia elettrica autoprodotta o partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica, purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale;

- comunità energetica dei cittadini:

un'entità giuridica che:

- a) è fondato sulla partecipazione volontaria e aperta ed è effettivamente controllato da membri o soci che sono persone fisiche, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, o piccole imprese;
- b) ha lo scopo principale di offrire ai suoi membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari;
- c) può partecipare alla generazione, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci;

3.5.1 Clienti Attivi

Questa figura corrisponde a quella degli autoconsumatori rinnovabili in RED II, che si differenzia per la limitazione relativa alla fonte di generazione. Infatti, nel caso degli autoconsumatori rinnovabili possono essere utilizzati solo sistemi di energia rinnovabile, mentre un cliente attivo può generare da qualsiasi fonte. In entrambi i casi devono essere evitati oneri ingiustificati e discriminatori, e che contabilizzino invece l'energia elettrica immessa in rete e quella assorbita dalla rete separatamente.

Nel caso dei clienti attivi, la direttiva precisa anche che tali soggetti siano anche finanziariamente responsabili degli squilibri apportati alla rete; sono pertanto responsabili del bilanciamento o delegano la propria responsabilità nei casi:

- progetti dimostrativi per tecnologie innovative, soggetti all'approvazione dell'autorità di regolazione, a condizione che tali deroghe siano limitate all'arco di tempo e alla misura necessari per conseguire i fini della dimostrazione;
- impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili con capacità installata di generazione di energia elettrica inferiore a 400 kW;

Tabella 1: Confronto autoconsumatori di energia rinnovabile e clienti attivi

	Autoconsumatore rinnovabile	Cliente attivo
No oneri e procedure discriminatori	X	X
Possibilità di operare individualmente o in aggregazioni	X	X
No oneri aggiuntivi per energia elettrica stoccata	X	X
Autoconsumo	X	X

Possibilità di vendere la produzione	X ¹	X
Generazione rinnovabile	X	X
Generazione convenzionale	-	X
Responsabilità di bilanciamento	-	X

3.5.2 Comunità energetiche dei cittadini

Tali entità possono essere considerate come degli utenti attivi che abbiano il diritto di organizzare all'interno della comunità energetica dei cittadini la condivisione dell'energia elettrica prodotta dalle unità di produzione di proprietà della comunità, purché i membri della comunità conservino i diritti e gli obblighi in quanto consumatori finali.

Come per i clienti attivi, le comunità energetiche dei cittadini sono l'equivalente delle comunità di energia rinnovabile, ma non considerano solo le fonti rinnovabili. A parte gli immobili che caratterizzano le comunità presentate in REDII, questa forma di aggregazione può possedere e gestire la rete elettrica all'interno della comunità.

Tabella 2: Confronto comunità di energia rinnovabile e comunità energetiche di cittadini

	Comunità energetica rinnovabile	Comunità energetica di cittadini
Partecipazione aperta e volontaria	X	X
No oneri e procedure discriminatori e ingiustificati	X	X
Cooperazione con il DSO per condividere l'energia all'interno della comunità ²	X	X
Accesso al mercato elettrico	X	X
Condivisione della produzione	X	X
Proprietari dei sistemi di generazione	X	X
Possedere, creare, acquistare e gestire la rete di distribuzione all'interno della comunità	-	X

3.6 Sviluppi prevedibili in Italia

3.6.1 Ricadute dello scenario Europeo in Italia

La Direttiva RED II definisce l'autoconsumatore di energia rinnovabile come "un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale.

¹ Produzione extra

² Previo pagamento di un'equa compensazione

Nella RED II, si introduce un concetto fondamentale per cui l'insieme dei clienti finali autoconsumatori di energia rinnovabile avrebbe diritto a trattamenti regolatori e tariffari dedicati.

La RED II prevede che, ferma restando l'applicazione delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema, anche agli abitanti di uno stesso edificio o condominio possa essere riconosciuto lo status di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, ma attribuisce la facoltà agli Stati membri di prevedere trattamenti differenziati tra "autoconsumatori di energia rinnovabile" e "autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente" (questi ultimi sono un "gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e si trovano nello stesso edificio o condominio").

Al riguardo, può essere utile svolgere alcuni approfondimenti, al fine di valutare i benefici tecnici che il consumo aggregato e limitrofo alla produzione consente nel caso di "autoconsumatori che agiscono collettivamente", il raggiungimento di importanti benefici tecnici ed economico pur in assenza di collegamenti elettrici privati tra soggetti diversi.

I benefici sono riconducibili alla localizzazione della generazione diffusa sulla rete elettrica rispetto alla localizzazione della domanda e ai profili di immissione e prelievo.

I benefici tecnici possono giustificare la revisione delle modalità applicative delle componenti tariffarie variabili di trasmissione e di distribuzione, affinché la regolazione sia il più possibile cost reflective, come analizzato di recente da un documento Arera [5].

Il documento ARERA evidenzia una prima problematica che è correlata agli oneri di sistema (componente ASOS, ARIM degli oneri) e accise.

ARERA infatti evidenzia come un mancato pagamento degli oneri di sistema dal soggetto aggregato possa costituire un incentivo indiretto all'aggregazione.

Dice che è preferibile promuovere tali fonti con strumenti dedicati, espliciti, trasparenti e, soprattutto, opportunamente calibrabili in funzione dell'obiettivo da raggiungere.

Infatti, l'incentivo implicito associato alla mancata applicazione di componenti tariffarie non fornisce neppure certezze per gli investitori, in quanto suscettibile di continue variazioni.

A tal proposito si vuole evidenziare nello schema seguente come l'aggregazione di utenze in forme di comunità con condivisione di risorse energetiche e di rete elettrica possa costituire un notevole vantaggio economico dal punto di vista delle utenze.

Si evidenzia come attualmente all'interno di un condominio:

- l'impianto fotovoltaico in copertura è allacciato al punto di consegna condominiale (POC);
- l'energia autoconsumata dalle utenze condominiali non sono soggette agli ONERI;
- l'energia autoconsumata dalle singole unità condominiale sono soggetti ad ONERI poiché i punti di allaccio sono indipendenti da quello condominiale.
- Nella **Figura 3** la partita di energia EPV1 autoconsumata dall'unità 1, quota dell'energia generata dal fotovoltaico EPV e immessa in rete (EPVout), è acquistata dall'unità 1 al prezzo di acquisto.
- Inoltre, su tale partita di energia sono applicati gli oneri di rete (trasmissione, distribuzione e misura), gli oneri di sistema (ASOS e ARIM), le accise e le tasse.

- $\text{Valore EPV1} = \text{Quota energia} + \text{Quota Tras, Distr, Misura} + \text{ONERI} + \text{Accise} + \text{Tasse}$

- Il valore della partita di energia generata dal fotovoltaico condominiale e autoconsumata dall'unità 1 corrisponde al valore di acquisto di EPV1 meno l'eventuale ricavo dell'energia venduta in rete, come guadagno indiretto del condomino 1 risultante dalla cessione della energia dal condominio alla rete.
- Nello scenario di comunità energetica con allaccio comune condominiale, si avrebbe lo schema riportato nella figura seguente.

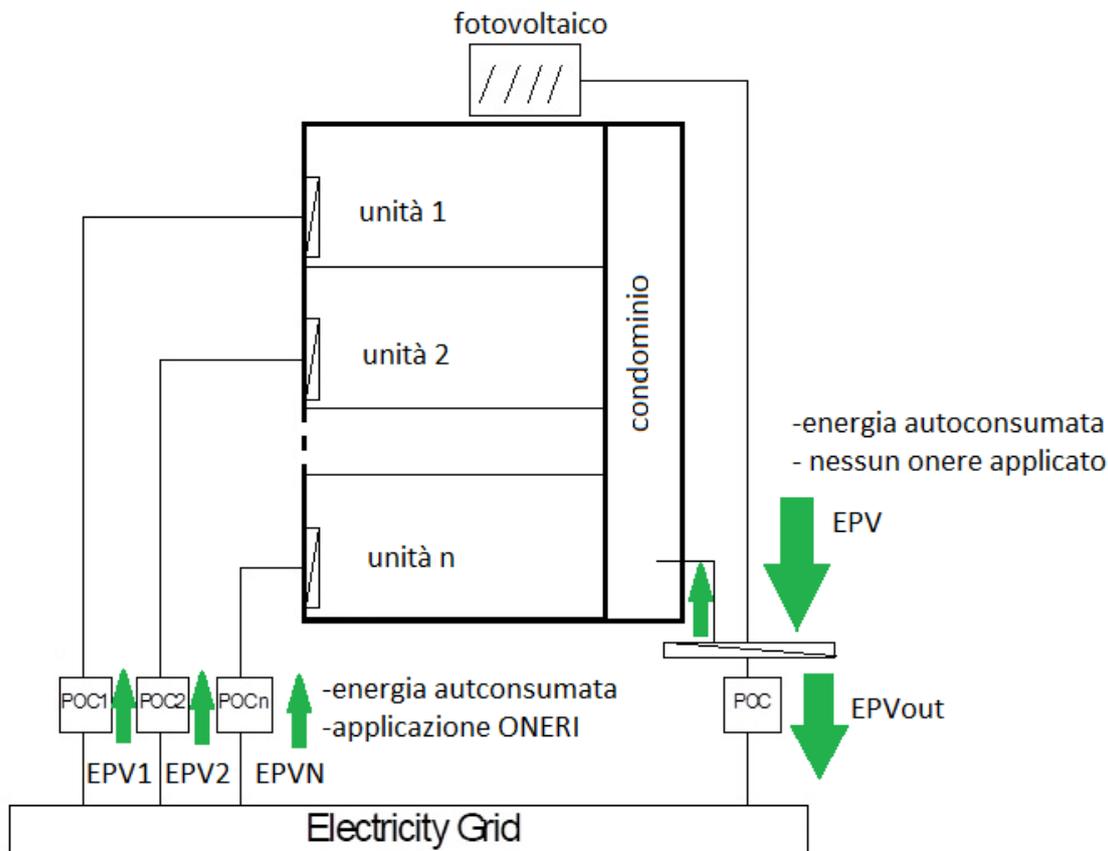


Figura 3: Scenario attuale, applicazione di oneri

Nella **Figura 4** la partita di energia EPV1 autoconsumata dall'unità 1, quota dell'energia generata dal fotovoltaico EPV è prelevata dall'unità 1 internamente alla microgrid e quindi è valorizzata come un mancato acquisto.

Su tale partita di energia non sono applicati gli oneri di rete (trasmissione, distribuzione e misura), gli oneri di sistema (ASOS e ARIM), le accise e le tasse.

Il valore della partita di energia autoconsumata EPV1 corrisponde al mancato acquisto da parte dell'unità 1.

Il documento Arera citato propone che, si potrebbe prevedere, nel caso di autoconsumatori che agiscono collettivamente in edifici o condomini, che ciascuno di essi continui ad acquistare l'energia elettrica prelevata dalla propria società di vendita (preservando i diritti di ogni cliente finale, ivi incluso quello di scegliere il proprio venditore) e che, successivamente o contestualmente, venga riconosciuto ad un referente di edificio/condominio (per esempio, l'amministratore del condominio, o altro soggetto delegato dai condòmini) il maggior valore dell'energia elettrica autoconsumata (pari, per ogni ora o diverso intervallo di tempo, al minimo tra l'energia elettrica prodotta in sito e immessa in rete e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei condòmini).

Il valore dell'energia elettrica autoconsumata – onde evitare più complesse analisi – potrebbe essere posto pari alla somma delle componenti variabili (esprese in c€/kWh) delle tariffe di trasmissione e di distribuzione, fermi restando gli oneri generali pagati dai singoli condòmini.

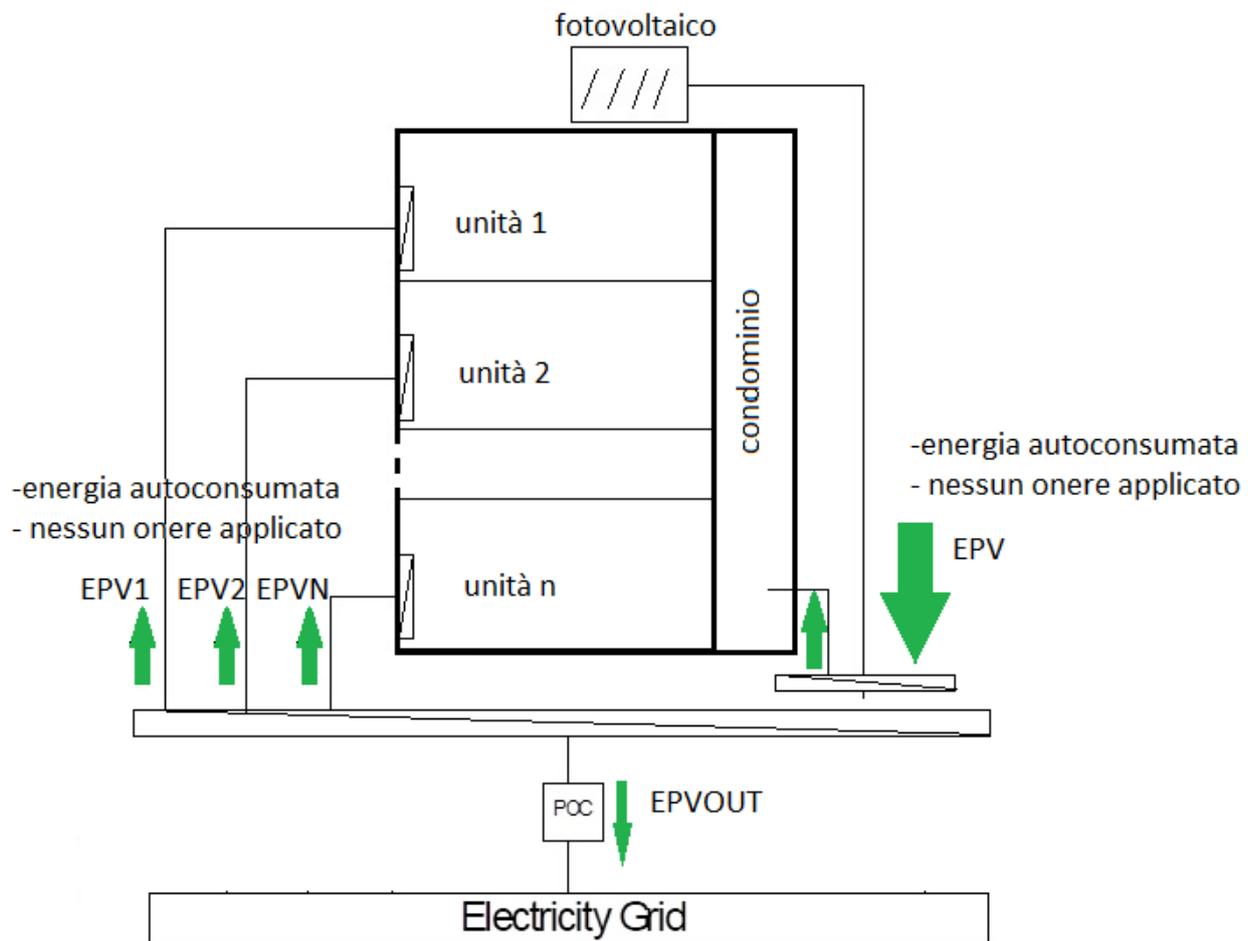


Figura 4: Scenario "comunità energetica", applicazione di oneri

Questa ricerca propone un sistema di aggregazione di utenze che sarà illustrato successivamente definito "power sharing" che con ausilio di tecnologie di tracciatura dei flussi di potenza del tipo blockchain garantisce comunque la possibilità di implementare nuove formule di ripartizione degli oneri di rete in cluster di utenze.

Tale modello di rete si inquadra nella definizione proposta dalla Direttiva REDII di «scambi tra pari» di energia rinnovabile, ovvero, vendita di energia rinnovabile tra i partecipanti al mercato in virtù di un contratto con condizioni prestabilite che disciplina l'esecuzione e il regolamento automatizzati dell'operazione, direttamente tra i partecipanti al mercato o indirettamente tramite un terzo certificato partecipante al mercato, come ad esempio un aggregatore. Il diritto di condurre scambi tra pari non pregiudica i diritti o gli obblighi delle parti coinvolte in qualità di consumatori finali, produttori, fornitori o aggregatori.

In ogni caso si evidenzia come diventi sempre più necessario prevedere forme di metering avanzato. In questa ricerca si vuole dimostrare come l'impiego delle blockchain possa costituire una tecnologia abilitante in aiuto alla costituzione di nuovi modelli di aggregazione di utenze.

L'apertura verso forme di aggregazione che vadano oltre il virtuale e diventino delle vere e proprie sottoreti è sancita dalla Direttiva Elettrica citata.

La "Direttiva elettrica" definisce l'**active customer** all'articolo 2, punto 6, come "a final customer or a group of jointly acting final customers who consume or store electricity generated within their premises located

within confined boundaries or where allowed by Member States, on other premises, or sell self-generated electricity or participate in flexibility or energy efficiency schemes, provided that these activities do not constitute their primary commercial or professional activity”.

Come detto nei punti precedenti, le nuove direttive europee introducono due nuovi soggetti giuridici con caratteristiche simili:

- la renewable energy community (REC),
- la comunità energetica dei cittadini o citizen energy community (CEC).

La REC è una sorta di autoconsumatore/aggregatore no-profit, che istituisce una specie di enclave, all'interno della quale vige una sorta di condivisione dell'energia rinnovabile.

Più in dettaglio, la REC è definita come “soggetto giuridico:

a) che, conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;

b) i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;

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

Gli Stati membri devono prevedere per le REC un “quadro favorevole”.

Le REC sono in sintesi comunità che possiedono e sviluppano progetti finalizzati all'utilizzo (non solo a scopi elettrici) delle fonti rinnovabili, alle quali viene riconosciuto il diritto ad autoconsumare, a condividere forniture di energia, a stoccare energia e ad accedere ai mercati. Tali comunità hanno personalità giuridica e si fondano su adesioni aperte e volontarie: i loro soci sono persone fisiche, autorità locali (incluse le municipalità) o piccole medie imprese (PMI) localizzate nelle vicinanze degli impianti alimentati da fonti rinnovabili posseduti o sviluppati dalle REC stesse.

La missione sociale di queste comunità consiste nell'erogazione di benefici ambientali ed economico-sociali ai propri soci e all'area geografica in cui sono localizzate, senza scopo di lucro. Ai consumatori finali e/o autoconsumatori è riconosciuto il diritto di partecipare alle REC, preservando tuttavia i propri diritti e obblighi quali consumatori finali.

In altri termini, la REC è una sorta di autoconsumatore/aggregatore no-profit, che istituisce una specie di enclave, all'interno della quale vige una sorta di condivisione dell'energia rinnovabile.

La CEC prescinde dalla presenza di impianti alimentati da fonti rinnovabili e, qualora lo Stato membro lo ritenga opportuno, include anche la possibilità di possedere e gestire la rete elettrica interna alla comunità.

Più in dettaglio, la CEC è definita come “a legal entity which is based on voluntary and open participation, effectively controlled by shareholders or members who are natural persons, local authorities, including municipalities, or small enterprises and microenterprises. The primary purpose of a citizens energy community is to provide environmental, economic or social community benefits for its members or the local areas where it operates rather than financial profits. A citizens energy community can be engaged in electricity generation, distribution and supply, consumption, aggregation, storage or energy efficiency services, generation of renewable electricity, charging services for electric vehicles or provide other energy services to its shareholders or members”.

La Direttiva elettrica prevede espressamente che la CEC sia trattata, dal punto di vista della regolazione, come un distribution system operator, con le semplificazioni regolatorie attualmente previste per i Sistemi di Distribuzione Chiusi già definiti dalla direttiva 2009/72/CE.

A tal riguardo ARERA ha analizzato nel documento citato, che si ritiene preferibile evitare che siano definite nuove fattispecie in cui è possibile realizzare ex novo reti private per la fornitura di utenze residenziali, invece di utilizzare in maniera efficiente le reti pubbliche esistenti. ARERA evidenzia anche gli aspetti che

potrebbero rendere critica l'eventuale revisione della definizione di cliente finale in senso estensivo, tale da considerare come nuovo "cliente finale" (unico) un insieme di soggetti attualmente identificati come clienti finali distinti.

Al momento, l'autoconsumo è già presente in Italia (28 TWh autoconsumo in configurazione privata, anche se solo il 20,7% proviene da fonti rinnovabili), ma il suo quadro normativo è confuso e non lineare.

A livello europeo si chiede quindi una semplificazione dell'assetto normativo per individuare più rapidamente e facilmente le configurazioni private che possono essere approvate. In particolare, sarebbe utile distinguere tra il caso del singolo produttore e del singolo consumatore e quello dei vari produttori e/o consumatori.

Inoltre, le definizioni relative all'SSPC dovrebbero essere raccolte in modo da formare un unico sistema e la definizione della SDC dovrebbe includere altri sistemi in cui si possono ottenere buoni risultati di efficienza energetica.

Un altro problema riguardante le reti private (quindi SSPC e SDC) è quello relativo alle tariffe dei servizi generali e alle tariffe di trasmissione e distribuzione. Infatti, come già detto, esse sono esonerate dal pagamento di queste ultime, il che comporta un beneficio intrinseco che non rispetta il valore reale dell'autoconsumo.

ARERA sottolinea come l'esonero dalla spesa possa essere ancora applicabile per gli oneri di trasmissione e distribuzione, essendo bilanciato da alcuni vantaggi quali la riduzione delle perdite ohmiche e dei costi legati al funzionamento della rete. Al contrario, dovrebbero essere applicate le tariffe dei servizi generali, aggiornando le modalità di finanziamento e le modalità di trasferimento all'utente finale (al momento sono una componente della bolletta energetica).

La figura dell'autoconsumatore rinnovabile introdotto dal RED II presenta alcuni limiti, come la fonte di generazione e la coincidenza tra produttore e consumatore. Sarebbe quindi meglio estendere questa figura quando sarà delineata nella normativa italiana (ad esempio adottando anche il caso di un terzo come produttore nello stesso sito del consumatore), facendo dell'autoconsumo rinnovabile una sottocategoria.

Nel caso di autoconsumatori rinnovabili che agiscono congiuntamente, ARERA suggerisce di valutare tutti i benefici tecnici che possono derivare anche se non c'è una rete privata che li collega, utilizzando quindi comunque la rete pubblica per i clienti vicini. L'idea è infatti quella di utilizzare la rete pubblica vera e propria in modo più efficiente, senza costruire nuove infrastrutture.

Lo stesso concetto è suggerito anche nel caso di comunità di energia rinnovabile e di comunità di cittadini. In particolare, le tariffe e gli oneri per queste configurazioni dovrebbero essere diversi da quelli di autoconsumo nei casi in cui le caratteristiche non sono rispettate.

Il 6 giugno 2019 è stata approvata all'unanimità la risoluzione della X Commissione sul sostegno alle attività di produzione mediante l'uso di sistemi di generazione, stoccaggio e autoconsumo di energia elettrica. Sulla base di quanto spiegato nei paragrafi precedenti, il governo ha dichiarato il suo impegno sull'applicazione della direttiva REDII. Ha promesso di aggiornare lo scenario legislativo attuale, eliminando i possibili ostacoli normativi allo sviluppo dell'autoconsumo e delle comunità energetiche.

Per queste ultime, si cercherà di consentire loro l'accesso al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) senza considerare la vendita di energia come attività principale.

Il 18 giugno 2019 ARERA ha pubblicato il suo piano fino al 2021. In questo contesto ha elaborato alcuni obiettivi da perseguire che sono riassunti qui di seguito:

- trovare soluzioni efficienti per consentire una sempre maggiore partecipazione attiva ai mercati da parte delle risorse distribuite sul territorio (generazione distribuita, comunità locali di produzione e consumo, veicoli elettrici e stoccaggio). Ciò significa aprire sempre più il mercato del dispacciamento alle fonti rinnovabili non programmabili, alla generazione distribuita, all'accumulo e ai veicoli elettrici, anche in forma aggregata;

- revisione della regolamentazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e dei Sistemi di Distribuzione Chiusi, tenendo conto anche delle indicazioni sul proprio consumo derivanti dalla nuova direttiva sulle rinnovabili (2018/2001/UE);
- adeguamento della normativa contrattuale e di tutela del consumatore/prosumer, per tener conto degli strumenti aggiuntivi a disposizione del cliente finale per operare sul mercato, non solo come prosumer, ma anche come soggetto in grado di fornire servizi accessori alla rete;
- favorire l'aggregazione della domanda e promuovere modalità, anche contrattuali, di partecipazione al mercato dell'energia e dei servizi;
- tenere conto dei nuovi schemi di servizio progressivamente abilitati dalle nuove tecnologie emergenti (blockchain, big data, ecc.) e delle opportunità di sviluppo che la digitalizzazione può offrire ai consumatori;
- rivedere le modalità di allocazione delle tariffe di rete;
- sviluppo di sistemi di misurazione intelligenti di seconda generazione nel settore elettrico, completando e semplificando il quadro normativo in modo da consentire la rapida diffusione di sistemi di misurazione altamente funzionali.

3.6.2 Partecipazione degli utenti al mercato del dispacciamento. Unità Virtuali Abilitate, UVA

La partecipazione della generazione distribuita al mercato dell'energia elettrica può essere aumentata solo se inizia a contribuire alla stabilità della rete.

Ciò è possibile solo se il mercato dei servizi di dispacciamento si apre anche a fonti non programmabili.

Per raggiungere un valore accettabile della produzione di energia elettrica, vengono promosse le aggregazioni della produzione di energia distribuita, formando delle centrali virtuali.

In Italia sono state definite da ARERA nella delibera del 5 maggio 2017 [6].

Le UVA sono suddivise in:

- Unità Virtuali Abilitate di Produzione (UVAP), caratterizzate dalla presenza di sole unità produttive non rilevanti (programmabili o non programmabili), compresi i sistemi di stoccaggio;
- Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC), caratterizzate dalla presenza di sole unità di consumo (tutte ad oggi non rilevanti);
- Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM), caratterizzate dalla presenza sia di unità produttive non rilevanti (programmabili o non programmabili), compresi i sistemi di accumulo, sia di unità di consumo (attualmente tutte non rilevanti);
- Unità Virtuali Abilitate Nodali (UVAN), caratterizzate dalla presenza di unità produttive rilevanti soggette ad autorizzazione volontaria e/o non rilevante (programmabili o non programmabili), ed eventualmente anche di unità di consumo, sottostanti lo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale.

Alcuni progetti di ricerca sono stati aperti da Terna per conoscere l'incidenza delle DG sulla rete e sul mercato. La forma di aggregazione più interessante è l'unità virtuale abilitata mista (UVAM), in quanto può partecipare sia al mercato MSD che a quello dell'energia. È anche la tipologia più completa, il che la rende la scelta migliore per rappresentare le comunità energetiche. La sfida, infatti, è capire sotto quale forma possono partecipare al mercato.

3.6.3 Leggi Regionali sulle comunità energetiche

Il 3 agosto 2018 la Regione Piemonte ha approvato una legge sulla promozione della creazione di comunità energetiche [7].

L'articolo 1.1 della legge recita:

"La Regione promuove la costituzione di comunità dell'energia, come le organizzazioni senza scopo di lucro, costituite per superare l'uso del petrolio e dei suoi derivati, e per facilitare la produzione e lo scambio di energia prodotta principalmente da fonti rinnovabili, nonché forme di efficienza e riduzione dei consumi energetici".

Enti pubblici e privati possono formare comunità dell'energia e possono mantenere questo titolo se ogni anno la percentuale di energia autoconsumata non è inferiore al 70%.

Per ottimizzare l'uso e la gestione della rete si possono stipulare accordi con l'autorità di regolamentazione (ARERA).

Per monitorare i risultati, è necessario presentare un bilancio energetico fino a sei mesi dalla costituzione della comunità e un documento strategico per pianificare le future azioni di efficienza entro 12 mesi. In caso di risultati negativi, la comunità energetica perderà gli incentivi dati dalla regione.

Grazie questa legge, nel territorio di Pinerolo è nata la prima comunità energetica in Italia.

La mancanza di una regolamentazione nazionale in materia di comunità dell'energia è stata superata grazie alla legge 221, dove è stata presentata la "oil free zone".

Infatti, secondo la norma, le oil free zones possono essere formate anche da comuni che agiscono congiuntamente e possono rappresentare progetti di ricerca. Con questa giustificazione, è stato eluso anche il secondo problema: le spese di trasmissione e distribuzione.

Poiché la comunità continuerà a utilizzare le linee di Terna, è stato dichiarato un caso di sperimentazione, per cui l'energia sarà ancora scambiata attraverso le linee nazionali, ma non si pagheranno le tariffe di rete.

La Giunta regionale della Puglia ha approvato il 23 luglio 2019 la legge regionale sulla promozione dell'uso dell'idrogeno e disposizioni relative al rinnovo degli impianti esistenti per la produzione di energia elettrica da fonte eolica e per la conversione fotovoltaica dell'energia solare e regolamenti edilizi urgenti [8].

Anche se la norma è generalmente incentrata sulla promozione dell'idrogeno come forma di stoccaggio (utilizzando per la sua produzione energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili), l'articolo n.7 riguarda le comunità dell'energia.

Non introduce disposizioni rilevanti in materia, ma si limita a dichiarare che la Regione promuoverà la formazione di comunità locali dell'energia, sotto forma di cooperative o di comunità dell'energia rinnovabile.

Inoltre, sono incoraggiate forme di stoccaggio anche per condomini.

3.6.4 Vincoli regolatori per le aggregazioni

Gli autoconsumatori di energia rinnovabile non dovrebbero sopportare oneri o costi discriminatori o sproporzionati e non dovrebbero essere soggetti a spese ingiustificate.

Il nodo fondamentale che potrebbe determinare un rallentamento alla nascita delle comunità energetiche riguarda il riconoscimento degli oneri di sistema.

Con le bollette dell'energia elettrica, oltre ai servizi di vendita (materia prima, commercializzazione e vendita), ai servizi di rete (trasporto, distribuzione, gestione del contatore) 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, (quindi all'interno dei servizi di rete), in maniera differenziata per tipologia di utenza.

A partire dal 2018 (delibere 481/2017/R/eel e 922/2017/R/eel) le aliquote degli oneri generali da applicare a tutte le tipologie di contratto sono distinte in:

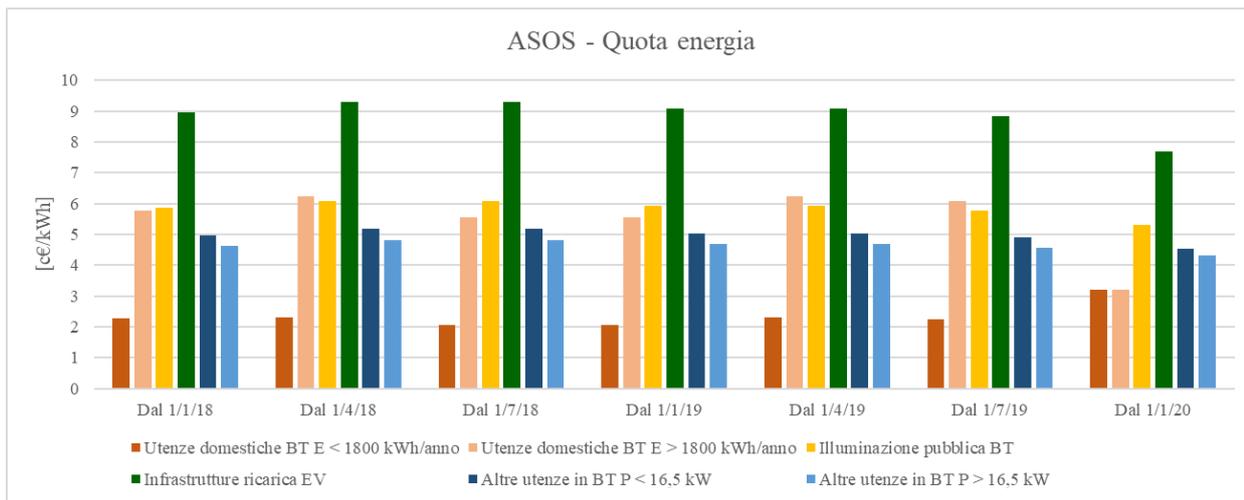
- Oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione ASOS.
- Rimanenti oneri generali ARIM.

Le componenti tariffarie ASOS e ARIM sono espresse, in generale, in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, centesimi di euro/kW impegnato per anno e centesimi di euro/kWh.

La componente ASOS 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.

Nella tabella seguente si riporta l'entità della componente ASOS negli ultimi anni in funzione della tipologia contrattuale.

Tabella 3: Oneri di sistema: componente ASOS per tipologia di utenti



Dalla tabella si evince che la componente ASOS incide in modo significativo nel costo della bolletta energetica per tutte le tipologie di utenza.

La Direttiva RED II nella nota 69 sancisce che “non si dovrebbero applicare oneri sull'energia elettrica prodotta e consumata individualmente dagli autoconsumatori di energia rinnovabile nei medesimi siti. Ciononostante, tale incentivo, per evitare che infici la stabilità finanziaria dei regimi di sostegno dell'energia rinnovabile, potrebbe essere limitato agli impianti di piccola taglia con una capacità elettrica non superiore ai 30 kW.

In alcuni casi gli Stati membri dovrebbero essere autorizzati ad applicare oneri agli autoconsumatori di energia rinnovabile per l'energia elettrica autoconsumata nel caso in cui essi usino in modo efficiente i loro regimi di sostegno e applichino un accesso non discriminatorio ed efficace ai loro regimi di sostegno. Gli Stati membri dovrebbero inoltre poter applicare esenzioni parziali da oneri, prelievi o una loro combinazione e sostegno, fino al livello necessario a garantire la sostenibilità economica di tali progetti.”

Come evidenziato nel passaggio di sopra, la partita dell'avvio di forme di aggregazione in comunità energetiche anche in Italia, si gioca sul nodo degli oneri di sistema.

Per ultimo occorre evidenziare anche il peso di accise e IVA nei costi di bolletta. La tabella sottostante riporta l'entità di accise e IVA in funzione della tipologia di utenza.

Tabella 4: Accise e IVA sulle forniture di energia elettrica per tipologia di utenti

ACCISA - Imposta erariale		c€/kWh
USI DOMESTICI		
Forniture per abitazione di residenza anagrafica ("prima casa")		
• Forniture fino a 3 kW*		
- Consumi fino a 150 kWh/mese		0
- Consumi oltre 150 kWh/mese		2,27
• Forniture oltre 3 kW		
		2,27
Forniture per non residenti ("secondo case")		2,27
ILLUMINAZIONE PUBBLICA		
• Forniture con qualsiasi livello di consumo		1,25
ALTRI USI		
Forniture fino a 1.200.000 kWh/mese		
- Primi 200.000 kWh consumati nel mese		1,25
- Consumi oltre 200.000 kWh nel mese		0,75
Forniture oltre 1.200.000 kWh/mese		
- Primi 200.000 kWh consumati nel mese		1,25
- Consumi oltre 200.000 kWh nel mese		4820 € in misura fissa
IVA		Aliquota
USI DOMESTICI e assimilati - Servizi condominiali (edifici residenziali)		10%
ILLUMINAZIONE PUBBLICA		22%
ALTRI USI		
- Per uso di imprese estrattive, agricole e manifatturiere comprese le poligrafie, editoriali e simili, funzionamento degli impianti irrigui e di sollevamento e scolo delle acque da parte di Consorzi di bonifica e Consorzi di irrigazione		10%
- Altre attività		22%

* In caso di forniture con potenza impegnata fino a 1,5 kW: se si consuma fino a 150 kWh/mese, le imposte non vengono applicate. Se invece si consuma di più, i kWh esenti da imposte vengono gradualmente ridotti.
In caso di forniture con potenza impegnata oltre 1,5 kW e fino a 3 kW: se si consuma fino a 220 kWh/mese le imposte non vengono applicate ai primi 150 kWh. Se si consuma di più, i kWh esenti da imposte vengono gradualmente ridotti.

4 Realizzazioni di smart grid e micro grid

4.1 Smart grids

Le reti intelligenti rappresentano la prossima evoluzione delle reti elettriche. Secondo la Piattaforma tecnologica europea delle Smart Grid:

"una smart grid è una rete elettrica che può integrare in modo intelligente le azioni di tutti gli utenti ad essa collegati - produttori, consumatori e coloro che assumono entrambi i ruoli - al fine di fornire in modo efficiente forniture elettriche sostenibili, economiche e sicure".

Una smart grid collega dispositivi e servizi innovativi con tecnologie intelligenti di monitoraggio, controllo, comunicazione e autoregolazione. Va notato le reti elettriche hanno sempre funzionato in modo "intelligente" a livello di trasmissione, mentre le reti elettriche di distribuzione sono state interessate da flussi di energia solamente unidirezionali. Solo negli ultimi anni sono state oggetto di una progressiva evoluzione che ha portato ad un flusso di potenza bidirezionale, quindi ad una struttura più "intelligente", al fine di facilitare l'integrazione della generazione distribuita su scala più elevata, basata sulle fonti di energia rinnovabile (FER). Anche il ruolo dell'utente finale è influenzato da questa evoluzione. Infatti, da ruolo passivo nella rete, inizia ad assumere un ruolo attivo: si evolve da "consumatore" a "prosumer", cioè può sia assorbire che iniettare energia da e nella rete.

La Figura 5: Componenti di una smart grid rappresenta gli elementi e le proprietà che caratterizzeranno le future smart grids.

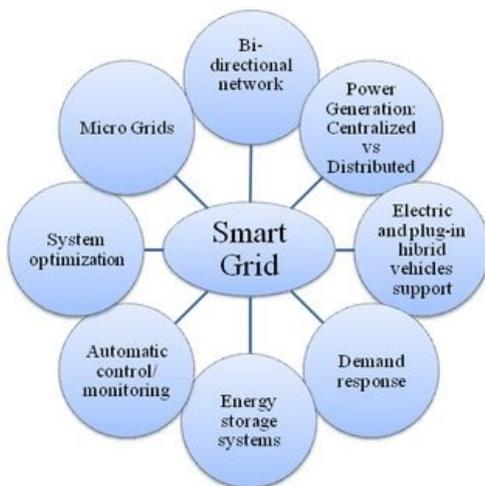


Figura 5: Componenti di una smart grid

4.2 Microgrids

Il concetto di microgrids (MG) non è stato ancora chiaramente definito [25]. Secondo i progetti di ricerca dell'UE, le microgrids sono definite come:

"Le microgrids comprendono sistemi di distribuzione BT con risorse energetiche distribuite (DER) (microturbine, celle a combustibile, PV, ecc.) insieme a dispositivi di stoccaggio (volani, condensatori di energia e batterie) e carichi flessibili. Tali sistemi possono funzionare in modo non autonomo, se interconnessi alla rete, o in modo autonomo, se scollegati dalla rete principale".

Il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti li definisce come:

"Un gruppo di carichi interconnessi e risorse energetiche distribuite che operano come un sistema unico rispetto alla rete fornendo sia energia elettrica che calore, all'interno di confini elettrici chiaramente definiti. Una microgrid può connettersi e scollegarsi dalla rete per poter operare sia in modalità connessa alla rete che in modalità isolata".

Le microgrids sono state proposte come la soluzione più efficace per sfruttare i vantaggi derivanti dall'integrazione di un gran numero di risorse energetiche distribuite su piccola scala nei sistemi elettrici di distribuzione. Dal punto di vista dell'utente finale, le microgrids soddisfano sia la domanda termica (attraverso reti di teleriscaldamento o tramite produzione di energia termica da pompe di calore) che quella di energia elettrica e, inoltre, migliorano l'affidabilità locale, riducono le emissioni, migliorano la qualità dell'energia sostenendo la tensione e riducendo i cali di tensione, e potenzialmente abbassano i costi di fornitura dell'energia [22]-[24].

Dal punto di vista del gestore della rete, una microgrid è vista come un'entità controllata all'interno del sistema elettrico che può funzionare come un singolo carico o generatore aggregato, e in quest'ultimo caso può essere una piccola fonte di energia o servizi ausiliari che aiutano a sostenere la rete. Pertanto, una microgrid è un sistema aggregato che consente la partecipazione di risorse sia dal lato dell'offerta che della domanda alle reti di distribuzione. Basata sulla sinergia tra carico locale e microgenerazione, una microgrid potrebbe fornire una grande varietà di benefici economici, tecnici, ambientali e sociali alle diverse parti interessate.

Alcuni tra i principali vantaggi e svantaggi sono riportati nella Tabella 5: Vantaggi e Svantaggi delle microgrids.

Tabella 5: Vantaggi e Svantaggi delle microgrids

Vantaggi	Svantaggi
maggior flessibilità in termini di costituzione della proprietà e maggior motivazione dei consumatori finali a collaborare su una piattaforma di interesse comune	invalidazione dell'ipotesi di rete elettrica a potenza infinita (aumento dell'impedenza della rete)
Uso locale del calore disperso dalla conversione del combustibile primario in energia elettrica (es. cogenerazione)	Richiede l'utilizzo di batterie di accumulo che necessitano di spazio, di manutenzione e le dimensioni disponibili sono limitate
diminuzione della domanda di reti di distribuzione e di trasmissione	Alti costi d'investimento
i flussi di potenza nei circuiti di trasmissione e distribuzione si riducono con gli effetti aggiuntivi della riduzione delle perdite e dell'aumento della qualità del servizio	Problemi di cyber security
supporto alla rete nei momenti di stress, alleviando la congestione e aiutando a ripartire dopo i guasti	
aumento dell'efficienza del sistema di alimentazione	

4.2.1 Componenti di una microgrid

I principali componenti della microgrid comprendono carichi, risorse energetiche distribuite (Distributed Energy Resources, DER), interruttori intelligenti, dispositivi di protezione, nonché sistemi di comunicazione, controllo e automazione.

I carichi possono essere classificati in diverse categorie [26]:

- Incontrollabili: sono fortemente influenzati dalle abitudini degli occupanti, quindi non possono essere implementate strategie di controllo;

- Pianificabili: l'utente stabilisce la durata del ciclo, mentre il sistema imposta quando farlo partire (es. lavatrice);
- Controllabili: carichi completamente gestiti dal sistema, senza però creare discomfort agli utenti.

I DER sono costituiti da unità di generazione distribuita (GD) e sistemi di accumulo distribuito dell'energia (ESS) che potrebbero essere installati presso gli impianti di distribuzione dell'energia elettrica e/o i locali dei consumatori di energia elettrica. La GD può essere formata da unità che possono partecipare al dispacciamento e non: le prime sono controllate da un controllore master della microgrid e sono soggette a vincoli tecnici a seconda del tipo di unità, come limiti di capacità, limiti minimi di accensione/spegnimento e limiti di carburante e di emissioni; le seconde, al contrario, non possono essere controllate dal controllore master poiché la sorgente di ingresso è incontrollabile. Le unità incontrollabili sono principalmente GD rinnovabili, tipicamente solari ed eoliche, che producono una potenza di uscita volatile e intermittente. L'intermittenza indica che la generazione non è sempre disponibile e la volatilità indica che la generazione è caratterizzata da fluttuazioni in diverse scale temporali. Queste caratteristiche hanno un impatto negativo sulla generazione di unità e aumentano l'errore di previsione. Per questo motivo, i sistemi di generazione incontrollabili sono spesso associati con sistemi di accumulo (Energy Storage Systems, ESS). L'applicazione primaria dell'ESS è il coordinamento con le GD per garantire l'adeguatezza della generazione della microgrid. Possono anche essere utilizzati per l'arbitraggio energetico, dove l'energia viene immagazzinata nelle ore a basso prezzo, mentre viene generata di quando il prezzo di mercato è alto. L'ESS svolge un ruolo importante anche nelle modalità di operazione della microgrid in isola.

Gli interruttori intelligenti e i dispositivi di protezione gestiscono la connessione tra DER e carichi nella microgrid interrompendo o meno flussi di linea. Quando c'è un guasto in una parte della microgrid, gli interruttori intelligenti e i dispositivi di protezione scollegano l'area affetta da guasto e reindirizzano l'alimentazione, evitando che il guasto si propaghi.

La regolazione dell'operazione del sistema connesso alla rete o in isola viene eseguita dal controllore master basandosi su considerazioni economiche e di sicurezza. Inoltre, questo gestisce l'interazione con la rete pubblica, la decisione di passare dalla modalità interconnessa a quella isolata e il funzionamento ottimale delle risorse locali.

Infine, sistemi di comunicazione, automazione e controllo sono necessari per aumentare l'interazione tra utente e sistema e raccogliere dati in tempo reale [43].

Esempi sono:

- dispositivi di controllo di supervisione e acquisizione dati (SCADA);
- sistema di gestione dell'energia (Energy Management System, EMS);
- tecnologie energetiche per il monitoraggio e il controllo, sia per le aziende elettriche che per i consumatori.

I sistemi SCADA sono solitamente utilizzati per controllare il corretto funzionamento del sistema e raccolgono tutti i dati relativi. Questi vengono poi raccolti e analizzati dal sistema di gestione dell'energia, che è focalizzato sulle prestazioni energetiche e sull'ottimizzazione del sistema.

Tutti questi dati saranno necessari alle utility e ai consumatori per quantificare il consumo effettivo e convertirlo da una quantità di energia ad una quantità monetaria.

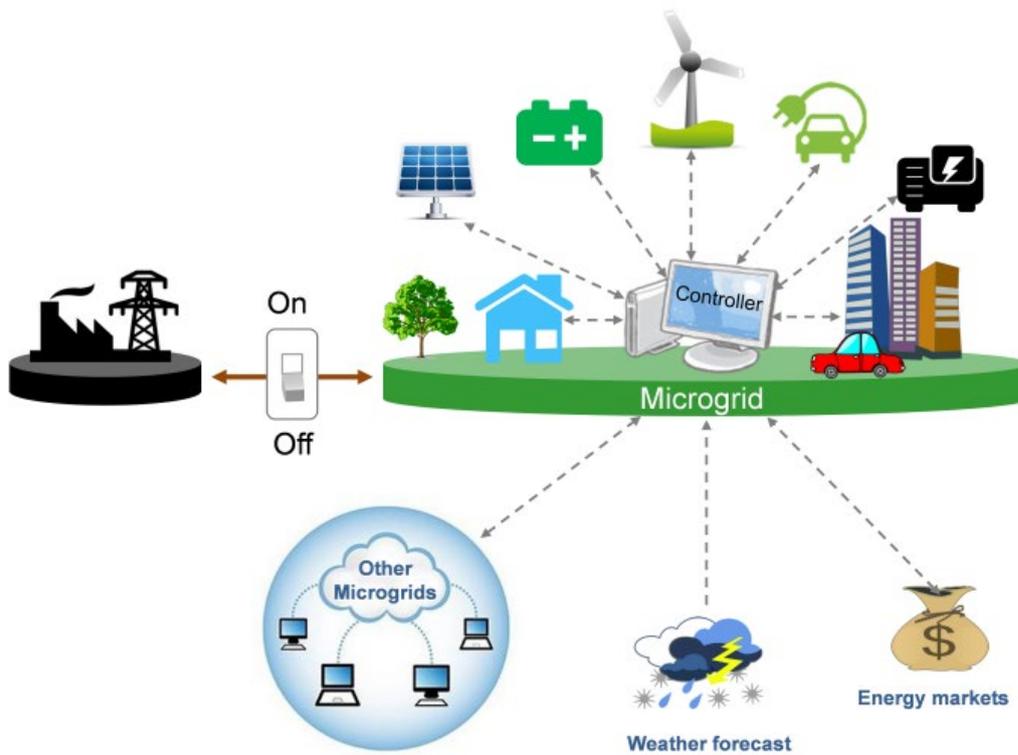


Figura 6: Componenti di una microgrid

4.2.2 Diffusione delle microgrids nel mondo

Per molto tempo gli USA hanno avuto il primato di applicazione di microgrid (tra quelle operanti e quelle sperimentali), oggi però, gli Stati Uniti e l'Asia hanno all'incirca la stessa capacità tra unità in operazione, in fase di sviluppo e quelle proposte, corrispondenti a circa il 42% del mercato. L'Europa si muove con l'11%, l'America Latina con il 4%, e il Medio Oriente e l'Africa hanno attualmente solo l'1% di quota. La capacità totale è stata di circa 1,4GW nel 2015 e si prevede che cresca a circa 5,7GW (stima prudente) o 8,7GW (in uno scenario "aggressivo") entro il 2024.

5 Tecnologie abilitanti

5.1 Riscaldamento Full Electric

Gli edifici in generale contribuiscono alle emissioni di CO₂ per circa il 36 % a livello europeo. Queste sono dovute in particolare al servizio di riscaldamento, attualmente svolto tramite tradizionali caldaie a gas, e nei migliori casi da caldaie a condensazione. Un possibile scenario futuro per diminuire i valori di impatto ambientale è la sostituzione dei tradizionali boiler con pompe di calore, così da spostare il consumo termico a quello elettrico, che può essere invece coperto da fonti di generazione di tipo rinnovabile. Infatti, altri sistemi di produzione di energia termica da RES sono il solare termico o le caldaie a biomasse. Entrambi risultano essere insufficienti a coprire i fabbisogni di un edificio singolarmente data la bassa densità di potenza, e inoltre nel primo caso è necessario includere un accumulo termico per avere produzione annuale, mentre nel secondo ci sono problemi con stoccaggio e disponibilità della biomassa. Altra possibilità interessante potrebbe essere l'utilizzo di un impianto geotermico, ma forti limitazioni sono dovute alle condizioni del terreno sottostante (temperatura, pressione, presenza di una falda, profondità della falda, ecc.).

Le pompe di calore al contrario sono molto versatili, infatti grazie le diverse tipologie possono essere adottate in più soluzioni [35]-[37].

Le pompe di calore si riferiscono ad un gruppo di tecnologie che forniscono energia termica assorbendo il calore da una fonte fredda e rilasciandolo ad una più calda. Così, le pompe di calore spostano l'energia termica nella direzione opposta al flusso di calore spontaneo, e per farlo richiedono un lavoro dall'esterno. La loro funzione primaria è il riscaldamento degli ambienti attraverso radiatori, sistemi di riscaldamento a pavimento o convettori ad aria calda. Tuttavia, invertendo il modo di funzionamento è possibile fornire anche il raffreddamento degli ambienti.

L'efficienza di una pompa di calore è misurata dal coefficiente di prestazione COP, dato dal rapporto tra l'energia termica utile (calore rilasciato nell'ambiente da riscaldare) e l'energia elettrica consumata. Più alto è il COP, maggiore è l'efficienza della macchina, quindi minore è il consumo.

Il COP è collegato tramite il teorema di Carnot alla differenza di temperatura tra l'ambiente esterno e quello interno da riscaldare. Più piccola è la differenza, più alto sarà il POC.

5.1.1 Tipologie di pompe di calore

Le pompe di calore sono classificate in base alla natura della fonte con cui scambiano il calore, cioè aria o acqua. Le combinazioni possibili sono le seguenti, indicando con il primo termine la sorgente fredda e con il secondo la sorgente calda: aria – aria, aria – acqua, acqua – aria, acqua – acqua.

Tali configurazioni sono rappresentate in Figura 7: Tipologie pompe di calore.

- Aria – aria

In questi sistemi l'effetto utile è operato sull'aria interna degli ambienti da climatizzare attraverso il prelievo di calore dall'aria esterna nel periodo invernale, viceversa attraverso la cessione di calore all'esterno nel periodo estivo. All'interno di questi sistemi, chiamati split, l'energia termica prodotta al condensatore viene indirizzata tramite particolari canalizzazioni ai diffusori, che consentono di scambiare calore con l'aria dell'ambiente interno.

Per sfruttare al meglio la sorgente aria esterna può essere vantaggioso articolare l'impianto termico in modo da prelevare la portata d'aria necessaria non direttamente dall'ambiente esterno, bensì da un ambiente termicamente più favorevole; a tale scopo si prestano i cunicoli che circondano i piani interrati delle abitazioni o i vespai areati. All'interno di questi ambienti il riparo offerto dalle strutture e l'apporto termico dell'abitazione e del terreno circostante mantengono una temperatura più elevata in inverno e più bassa in estate rispetto all'ambiente esterno: si ottiene così aria in aspirazione alla pompa di calore preriscaldata in inverno e raffrescata in estate, a vantaggio dell'efficienza dell'intero impianto.

- Aria – acqua

L'acqua contenuta in un circuito che trasporta calore nelle varie zone da climatizzare viene riscaldata o raffreddata; vengono solitamente utilizzati fan coils oppure pannelli radianti, che riescono a sfruttare al meglio le basse temperature tipiche delle pompe di calore ad aria.

Gli impianti che sfruttano l'aria come sorgente trovano le condizioni più favorevoli per il loro impiego nelle zone a clima temperato tipiche della maggior parte delle regioni italiane; essi presentano inoltre il vantaggio di non richiedere elevati costi di investimento, a differenza delle pompe di calore a sorgente geotermica.

- Acqua – acqua

Le pompe di calore possono sfruttare l'acqua come sorgente di calore esterna a bassa entalpia: l'acqua utilizzata per il processo termico può essere superficiale (mare, lago, fiume) oppure di falda. I costi di investimento sono superiori rispetto alla soluzione ad aria, a causa della maggiore complessità dell'impianto, che richiede pompe e valvole per la circolazione dell'acqua, eventuale realizzazione di un pozzo artesiano, sistema di smaltimento dell'acqua esausta e preparazione del terreno su cui operare i lavori di interrimento delle serpentine per lo scambio di calore. Le acque sotterranee sono una fonte termica molto appropriata per le pompe di calore, in quanto riescono a mantenere temperature costanti durante l'arco dell'anno: 10÷15°C in condizioni normali, 15÷25°C in zone adiacenti a località termali. La temperatura dell'acqua di falda si attesta, in prossimità della superficie terrestre, alla temperatura media dell'aria esterna e cresce con l'aumentare della profondità: se il punto di prelievo è ad una profondità adeguata le variazioni termiche annuali sono trascurabili.

- Geotermia

Una tipologia più innovativa delle tradizionali PdC ad aria o acqua sono le pompe di calore geotermiche. Queste sono una tecnologia molto efficiente basata sull'energia rinnovabile, che viene utilizzata soprattutto per gli edifici residenziali e commerciali. Le pompe di calore geotermiche sono adottate per il riscaldamento, il raffreddamento e la produzione di acqua calda sanitaria. Il vantaggio dallo sfruttamento del calore esistente in natura, piuttosto che dal calore proveniente dalla combustione di combustibili fossili. Infatti, la tecnologia si basa sul fatto che il terreno sotto la superficie presenta una temperatura relativamente costante durante tutto l'anno, superiore a quella dell'aria esterna durante l'inverno e inferiore in estate. In questo modo, una pompa di calore geotermica può trasferire il calore immagazzinato nel terreno o nell'acqua di falda in un edificio durante l'inverno e trasferirlo fuori dall'edificio e di nuovo nel terreno durante l'estate. Di conseguenza, il terreno funge da fonte di calore in inverno e da dissipatore di calore in estate.

Ci sono quattro categorie di pompe di calore geotermiche: orizzontale, verticale e stagno/lago. La scelta tra questi sistemi deriva da un compromesso tra il clima, le condizioni del suolo, il terreno disponibile e i costi locali di installazione sul sito. Uno svantaggio di questa tipologia è che si considera generalmente la temperatura del terreno costante durante l'anno, quando in realtà in caso di pompa di calore geotermica, il calore prelevato durante l'inverno andrebbe reintrodotta durante il periodo estivo per evitare fenomeni di subsidenza.

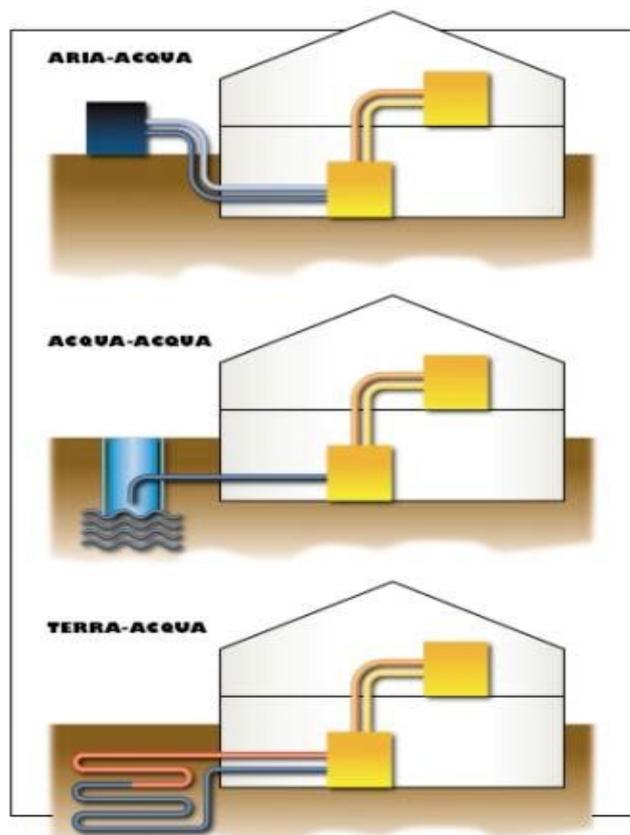


Figura 7: Tipologie pompe di calore

5.1.2 Configurazioni ibride

Le pompe di calore possono introdurre risultati convenienti anche in soluzioni miste, ovvero in combinazione ad altri sistemi di generazione.

- Boiler + Pompa di Calore

Le pompe di calore, soprattutto quelle ad aria, non sempre sono sufficienti a soddisfare il fabbisogno dell'edificio (ad esempio quando le temperature esterne sono molto basse), oppure il fabbisogno è talmente alto che sarebbero necessarie più macchine, introducendo problemi di spazio. In tali situazioni, si possono ottenere buoni vantaggi associando alla caldaia tradizionale una pompa di calore, illustrato in Figura 8: Sistema caldaia e pompa di calore. I due sistemi possono lavorare in parallelo, oppure la PdC può coprire il carico di base e la caldaia soddisfare i picchi.

I nuovi sistemi di questo tipo vedono l'accoppiamento di caldaia a condensazione e pompa di calore elettrica, con sistemi intelligenti che scelga in ogni momento da quale fonte di generazione produrre per ottenere i costi più bassi e la resa più alta.

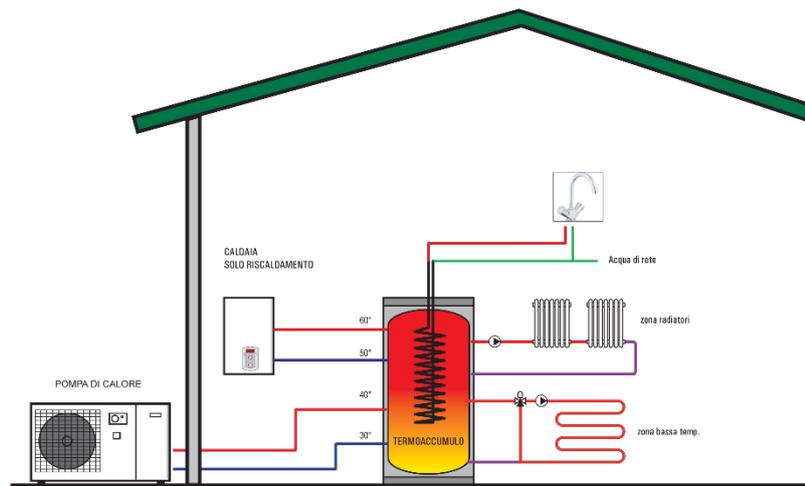


Figura 8: Sistema caldaia e pompa di calore

- Fotovoltaico + Pompa di Calore

Un altro caso vantaggioso è l'utilizzo di una pompa di calore associata a un impianto fotovoltaico, Figura 9: Impianto fotovoltaico associato a pompa di calore. In questo caso il fabbisogno elettrico della pompa viene soddisfatto dall'energia elettrica prodotta dai pannelli FV, determinando un incremento della percentuale di energia auto-consumata.

I risparmi che ne derivano sono molteplici: una quota di risparmio viene dalle bollette del gas che si azzerano (dato che la domanda termica si sposta sulla domanda elettrica), una seconda quota si ottiene dall'impianto fotovoltaico che contribuisce a coprire la domanda elettrica.

Inoltre, in caso in cui si consideri anche l'introduzione di una batteria di accumulo dell'energia prodotta dal sistema FV, si possono introdurre logiche di gestione dei flussi energetici che contribuirebbero ad aumentare le prestazioni dell'intero sistema, la sua prontezza a tecnologie "smart" e maggiore integrazione con gli i Technical Building Systems (TBS) dell'edificio, permettendo una maggiore efficacia del Building Energy Management System (BEMS).



Figura 9: Impianto fotovoltaico associato a pompa di calore

5.1.3 Impianto radiante a bassa temperatura

Gli impianti radianti a bassa temperatura possono essere di diverso tipo a seconda delle applicazioni. In genere, sono dei sistemi idronici radianti consistenti in serpentine annegate in determinate tipologie di strutture che permettono di riscaldare un ambiente principalmente per scambi radiativi. Poiché sono dei sistemi a grande superficie, possono lavorare a temperature dell'acqua di alimentazione relativamente basse e quindi questi sistemi sono una soluzione molto interessante per il possibile ed eventuale integrazione con sistemi di generazione come le pompe di calore, in cui la resa termodinamica aumenta al diminuire della temperatura richiesta.

Sono un sistema di tubazioni in materiale plastico, (generalmente polietilene) oppure in rame, entro cui scorre acqua a bassa temperatura (30÷40 °C). La soluzione impiantistica più comune prevede l'installazione dei tubi radianti sotto il pavimento, ma è anche possibile installarli dietro alle pareti o nel soffitto. Le tubazioni possono essere disposte come in Figura 10: Disposizione delle tubazioni negli impianti a pannelli radianti:

- a spirale (o chiocciola) con i tubi di mandata paralleli e alternati a quelli di ritorno
- a serpentina, con i tubi posati a zig-zag

Gli impianti a pavimento, a parete e a soffitto funzionano per lo stesso principio, ma per fattori pratici sono composti da componenti diversi e presentano variazioni di funzionamento. Per esempio, un impianto radiante a pavimento scambia 50% dell'energia per scambi convettivi e 50% per scambi radiativi. Nel caso dell'impianto a parete, questi valori si dividono in 69% e 31%, e nel caso a soffitto 8% e 92%.

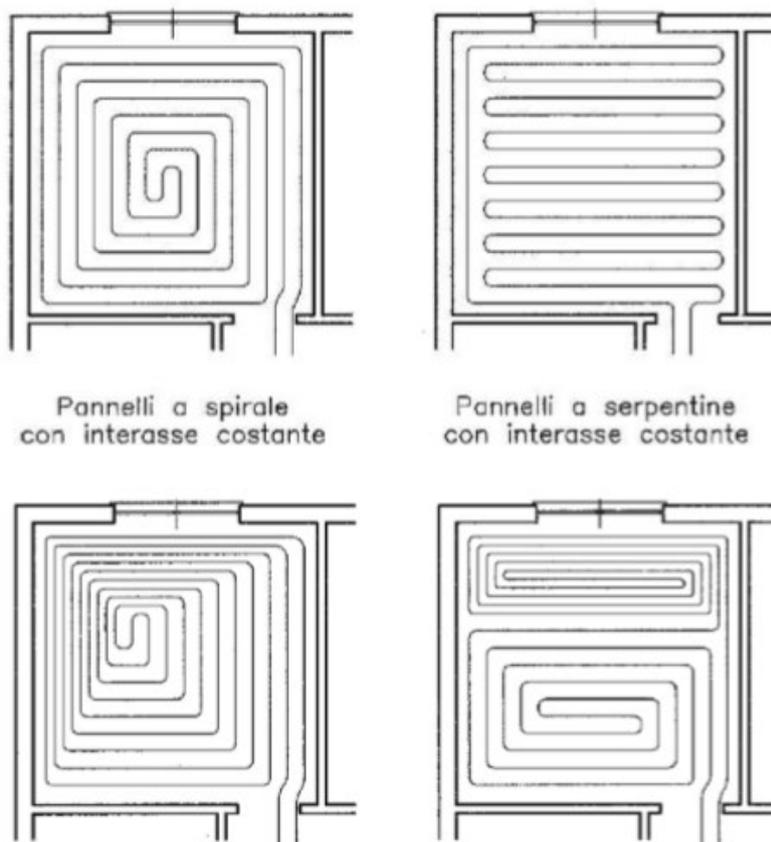


Figura 10: Disposizione delle tubazioni negli impianti a pannelli radianti

La distribuzione verticale della temperatura si avvicina molto a quella ideale rispetto i sistemi tradizionali, così da avere maggiori benefici a livello di comfort percepito.

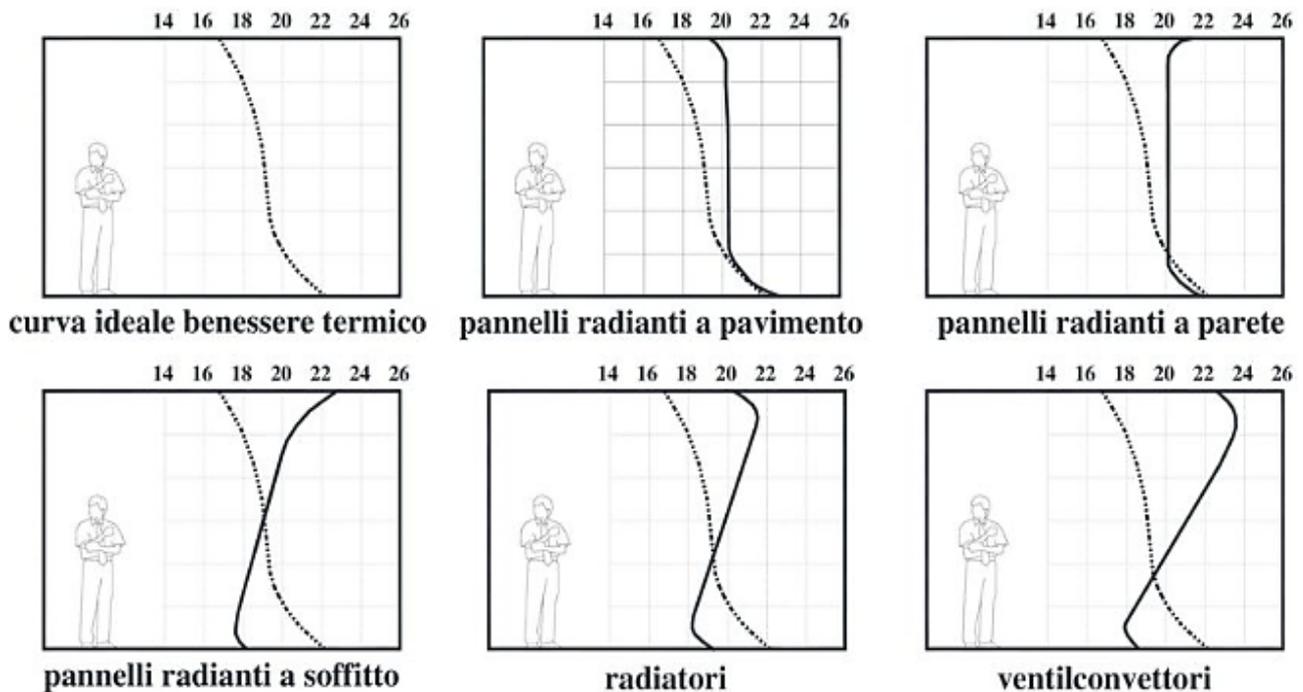


Figura 11: Distribuzione di temperatura per diverse tipologie di pannelli radianti

Sia nel confronto con le diverse tipologie di sistemi radianti che con i sistemi tradizionali, i pannelli radianti a pavimento risultano essere quelli con il comportamento più vicino a quello ideale.

Infatti, per poter assicurare in un locale condizioni di benessere termico si devono mantenere zone leggermente più calde a pavimento e più fredde a soffitto, e gli impianti che meglio si prestano a offrire tali condizioni sono quelli a pavimento radiante per i seguenti motivi:

- 1) la specifica posizione;
- 2) il fatto che essi cedono calore soprattutto per irraggiamento, evitando così il formarsi di correnti convettive d'aria calda a soffitto e fredda a pavimento.

Rispetto ai sistemi di riscaldamento tradizionali, gli impianti a pannelli consentono apprezzabili risparmi energetici essenzialmente per:

- a) la minor temperatura operante che consente (a pari temperatura ambiente) risparmi medi variabili dal 5 al 10%;
- b) il minor gradiente termico tra pavimento e soffitto che comporta risparmi energetici tanto più elevati quanto maggiore è l'altezza dei locali;
- c) l'uso di basse temperature che riduce le dispersioni lungo le tubazioni;
- d) il non surriscaldamento delle pareti poste dietro i radiatori;
- e) la mancanza di moti convettivi d'aria calda sulle superfici vetrate.

In genere, gli impianti a pannello consentono un risparmio del 10-15% rispetto uno tradizionale.

Nel caso di ambienti riscaldati con continuità, l'elevata inerzia termica di questi impianti permette di utilizzarli come degli accumulatori di calore, così da fermare o rallentare l'impianto di riscaldamento reale.

Tali impianti possono essere usati anche per il raffrescamento estivo, prestando però attenzione alla potenza frigorifera (non devono avvenire fenomeni di condensa) e alla deumidificazione (manca sistemi di deumidificazione).

Nel caso di pannelli radianti a soffitto, le tubazioni vengono generalmente poste nel controsoffitto, presentando quindi una maggiore semplicità di posa.

5.2 Impiego di fotovoltaico con accumulo elettrico e termico

Secondo l'ultimo report del GSE (Gestore dei Servizi Energetici) sulle rinnovabili, il fotovoltaico ha contribuito per il 20% alla produzione di energia elettrica da FER nel 2018, risultando seconda solo alla produzione idroelettrica. C'è stata un'inflexione rispetto alla produzione del 2017 a causa di peggiori condizioni di irraggiamento (- 7,1%)³.

Classi di potenza (kW)	Installati nell'anno 2017		Installati nell'anno 2018		Var % 2018/2017	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
1<=P<=3	17.160	43,4	17.400	43,5	1,4	0,2
3<P<=20	25.364	163,5	29.049	178,5	14,5	9,2
20<P<=200	1.280	89,7	1.626	121,6	27,0	35,6
200<P<=1.000	125	50,0	148	67,7	18,4	35,5
1.000<P<=5.000	2	3,9	1	1,0	-50,0	-74,1
P>5.000	5	63,1	1	27,5	-80,0	-56,4
Totale	43.936	413,6	48.225	439,8	9,8	6,3

Figura 12: Impianti fotovoltaici installati in Italia al 31/12/17 e al 31/12/18 [Fonte GSE]

Come si evince dalla tabella, gli impianti installati durante il corso dell'anno 2018 corrispondono per il 90% a impianti di piccola taglia, ovvero con una potenza fino a 20 kW, a cui corrisponde il 21% della potenza complessiva nazionale.

Tali impianti risultano essere per la maggior parte a servizio di utenze domestiche mono-familiari. Infatti, ad oggi i condomini non sono ancora autorizzati a installare sistemi a servizio di multi-utenze, ma sono limitati al servire solo i consumi dei servizi comuni di edificio con un eventuale sistema FV.

Dai numeri sopra riportati si evince, però, l'enorme importanza dei sistemi di piccola taglia per portare l'Italia al raggiungimento degli obiettivi posti a livello europeo e ancor di più a quelli della SEN. Per questo motivo, il passo futuro sarà quello di presentare soluzioni che permettano di installare impianti a servizio di multi-utenze.

Inoltre, nuovo impulso avrà il fotovoltaico nei prossimi anni grazie l'approvazione del DM 4 Luglio 2019, in cui si introducono nuove forme di incentivazione alle FER [31].

In particolare, gli incentivi al fotovoltaico sono quelli del gruppo A2, ovvero tutti gli impianti che vengono installati sulle coperture di edifici in cui viene effettuata la rimozione completa di eternit o amianto, con potenza installata tra 20 kW e 1 MW.

5.2.1 Tipologie celle fotovoltaiche

Celle in silicio monocristallino

Sono celle costituite da silicio organizzato in un unico cristallo regolare. Il materiale utilizzato è lo stesso impiegato nella produzione dei circuiti integrati, ha una purezza elevatissima e viene ottenuto con due procedimenti: il metodo Czochralski e il metodo floating zone. Il metodo Czochralski consiste nell'introdurre un seme di silicio monocristallino in un fuso di silicio e di estrarlo molto lentamente imprimendo, nel contempo, un moto rotatorio. Per mantenere l'elevato grado di purezza richiesto il processo si svolge in un crogiolo di quarzo e in atmosfera inerte. Il prodotto è un lingotto cilindrico, la cui sezione è determinata dai parametri di processo (velocità di rotazione, temperatura del fuso, velocità di estrazione).

Nel metodo floating zone, invece, un lingotto cilindrico viene fatto passare lentamente all'interno di un sistema di riscaldamento a radiofrequenza in modo da provocare la fusione locale di una parte del lingotto. Le impurità contenute nel silicio tendono a diffondere e concentrarsi nella parte fusa, lasciando alle spalle un silicio purissimo che quindi si solidifica in forma monocristallina. Il lingotto così prodotto viene poi

³ Rapporto Statistico GSE 2018

tagliato in fette dello spessore di qualche centinaio di micron con seghe o fili diamantati. Le fette sono circolari ma devono essere squadrate per permettere un migliore fattore di riempimento dei pannelli e questo comporta un certo spreco di materiale. Il silicio ottenuto con il metodo floating zone ha un tempo di vita, cioè il tempo medio per cui una coppia elettrone-lacuna sopravvive prima di ricombinarsi spontaneamente, più alto di quello del silicio ottenuto con il metodo Czochralski: fino a 1000 μs contro 20-200 μs . Per questo motivo è più adatto alla realizzazione di celle fotovoltaiche. Entrambi i metodi sono tecnicamente piuttosto complessi e richiedono delle grandi quantità di energia, rendendo la produzione della cella molto costosa.

Celle in silicio policristallino

In alternativa è possibile usare silicio policristallino, cioè silicio con un grado di purezza inferiore costituito da un insieme di cristalli disallineati tra loro. Le fette vengono ricavate da lingotti ottenuti per fusione e possono già avere sezione quadrata, con minore spreco di materiale. Il costo è inferiore ma scende anche l'efficienza di conversione.

Celle in silicio amorfo

Un'altra possibilità è usare degli strati di silicio amorfo, dell'ordine di pochi micron, depositati su un materiale di supporto (rigido o flessibile). Il silicio amorfo non ha una struttura cristallina ben definita, ma è un insieme disordinato di atomi; conseguentemente l'efficienza di conversione ne risente, ma la quantità di materiale impiegata è decisamente inferiore (circa l'1% rispetto al silicio cristallino). Avendo un gap di energia maggiore del silicio cristallino (1.7 eV) è più adatto a raccogliere la radiazione nel visibile.

Celle in altri semiconduttori

In alternativa al silicio vengono realizzate celle in tellurio di cadmio (CdTe), solfuro di cadmio (CdS), arseniuro di gallio (GaAs). Tipicamente si tratta di celle a film sottile di variabili proprietà, non molto diffuse a livello commerciale. Le celle in GaAs hanno un'efficienza molto elevata, ma di costo molto elevato, impiegate specialmente nelle applicazioni spaziali o speciali.

CIS (Copper-Indium-Selenium)

Sono celle a film sottile che usano rame, indio e selenio, depositati su un supporto in vetro. Rispetto alle celle in silicio il numero di step necessario a produrre questo tipo di celle è decisamente inferiore, e questo aiuta a ridurre i costi. L'efficienza è inferiore a quella delle celle monocristalline e si avvicina a quella delle celle policristalline. Beneficiano però di un fenomeno, verificato sperimentalmente e non ancora del tutto spiegato scientificamente, chiamato Light Soaking: le normali celle in silicio hanno un rendimento che decresce all'aumentare del numero di ore di esposizione al sole, tale per cui si riduce a circa l'80% del nominale dopo 20 anni. Le celle in silicio amorfo inoltre hanno un calo repentino nei primi mesi di esposizione. Le celle CIS, invece, dopo qualche mese mostrano un incremento di rendimento pari al 10% ed è da questo livello che inizia il lento decadimento che si sperimenta su tutte le altre tecnologie.

Celle multigiunzione

Uno dei limiti delle celle a semiconduttore è il fatto di avere un comportamento ottimale solo ad una certa lunghezza d'onda. Per cercare di catturare la maggior parte dell'energia associata allo spettro della radiazione solare si possono usare celle multi-giunzione, in cui giunzioni di diversi materiali semiconduttori (con diversi gap energetici) vengono impilate in un'unica struttura: ogni strato assorbe specialmente la radiazione che gli è propria, aumentando notevolmente il rendimento. Esistono esemplari a tre strati in grado di raggiungere un'efficienza del 40%. Per ora i costi sono decisamente elevati (anche 100 volte maggiori delle celle in silicio) e sono soprattutto sviluppate a livello di ricerca o per applicazioni speciali (aero-spaziali).

Parameters at STC	MONOCRYSTALLINE 17% - 20% -20°C - +70°C	POLYCRYSTALLINE 13% - 16% -20°C - +70°C	THIN FILM 4% - 12% -25°C - +90°C
Optimum Operating Voltage (Vmp)	17.82V	17 V	18 V
Optimum Operating Current (Imp)	0.285A	0.29A	0.278 A
Open - Circuit Voltage (Voc)	21.396V	21V	26.7 V
Short - Circuit Current (Isc)	0.315A	0.35A	0.401 A
Maximum Power at STC (Pmax)	5W	5 W	5 W
Module Efficiency	16.2%	14%	Not Available
Temperature Coefficient of Pmax	-0.549% (K)	-0.43 (K)	-(0.19 0.03)%/ C
Temperature Coefficient of Voc	-0.397%/ K	-0.344 %/ K	-(0.34 0.04)%/ C
Temperature Coefficient of Isc	0.06%/ K	0.11 %/ K	0.08 0.02)%/ C
Maximum System Voltage	1000 VDC	600VDC	600 VDC
Module Dimension	350x176x34mm	359x197x26 mm	385 x322 x18 mm
Warranty:	90% power output 85% power output	10 years 25 years	10 years 15 years

Figura 13: Comparison main characteristics of some PV cells

5.2.2 Pannelli bifacciali o double face

Corrisponde a un pannello fotovoltaico con due facce esposte al sole, caratterizzandosi per le celle solari di elevata efficienza energetica che possono raggiungere un rendimento elettrico fino al 50% anche in situazioni di basso irraggiamento solare.

Si parla di due facce proprio perché il pannello presenta di fatto due parti che possono essere esposte alle radiazioni solari e convertire l'irraggiamento del sole in energia elettrica. Ciò significa che questa particolare struttura di pannello incrementa del doppio la produzione elettrica: il pannello solare bifacciale raggiunge fino al 50% di resa elettrica rispetto ai pannelli fotovoltaici tradizionali proprio per questa caratteristica intrinseca alla sua struttura.

La tecnologia avanzata del pannello solare double face non ha a che fare con particolari modifiche nella costruzione, nel materiale utilizzato o nella forma, ma semplicemente nella sua struttura che permette, aumentando i lati esposti alle radiazioni solari, di produrre il doppio dell'energia elettrica: in particolare, si sfrutta il lato del pannello solare che nelle installazioni tradizionali rimane a contatto con la copertura o con il tetto, rimanendo ombreggiato, mentre ora andrà a produrre energia.

Un vero e proprio pannello solare bifacciale che, sfruttando la luce riflessa è in grado di aumentare la quantità di energia generata. A differenza dei pannelli tradizionali, si sfrutta anche la parte posteriore del pannello (che restava coperta e oscurata, senza possibilità di assorbire raggi solari), eliminando lo strato di copertura, ma adattandolo a catturare anche la radiazione diffusa e quella riflessa dalla copertura o superficie su cui si trova il pannello.

Il fenomeno è reso possibile, in fisica, dal cosiddetto Fattore di Albedo della superficie su cui i moduli vengono installati. Noto anche come "coefficiente di Albedo", si tratta dell'unità di misura che indica la capacità riflettente di un oggetto o di una superficie. Solitamente viene espressa con un valore da 0 a 1, che può variare a seconda dei singoli casi. Ad esempio:

- neve e ghiaccio hanno un alto potere riflettente, quindi un Fattore di Albedo pari a 0,75;

- superfici chiare di edifici (in mattoni o vernici chiare) possono raggiungere anche lo 0,6;
- superfici scure di edifici (in mattoni o vernici scure) vedono un dato più ridotto (attorno allo 0,27).

Maggiore è l'albedo di una superficie, maggiore è la quantità di luce che è in grado di riflettere: di conseguenza, anche la produzione di energia dei pannelli fotovoltaici bifacciali sarà più o meno elevata.

Un impianto tradizionale, con questa tecnologia di recupero della luce riflessa, può raggiungere una produzione dal 10 al 30% in più mentre un impianto fotovoltaico verticale può raggiungere una produzione elettrica fino al 50%. Nello sfruttamento di questa tecnologia di recupero della luce riflessa, nella parte posteriore del pannello solare viene utilizzato il boro che sostituisce l'alluminio, aumentando l'efficienza grazie al maggiore assorbimento della luce solare diffusa che l'alluminio riusciva solo a rifrangere.

Tra i principali vantaggi ci sono:

- Prestazioni migliori. Poiché anche il lato posteriore del modulo è in grado di catturare la luce solare, è possibile ottenere un notevole incremento nella produzione di energia lungo tutta la vita del sistema.
- Maggior durabilità. Spesso il lato posteriore di un modulo bifacciale è dotato di uno strato di vetro aggiuntivo (modulo vetro-vetro), per consentire alla luce di essere raccolta anche dal retro della cella FV. Questo conferisce al modulo caratteristiche di maggior rigidità, fattore che riduce al minimo lo stress meccanico a carico delle celle, dovuto al trasporto e all'installazione o a fattori ambientali esterni (come il carico neve o vento).
- Riduzione dei costi BOS. La bifaccialità, incrementando notevolmente l'efficienza del modulo e facendo quindi aumentare la densità di potenza dell'impianto, rende possibile la riduzione dell'area di installazione dell'impianto stesso e, quindi, anche i costi relativi al montaggio e cablaggio del sistema (strutture, cavi, manodopera, etc.).

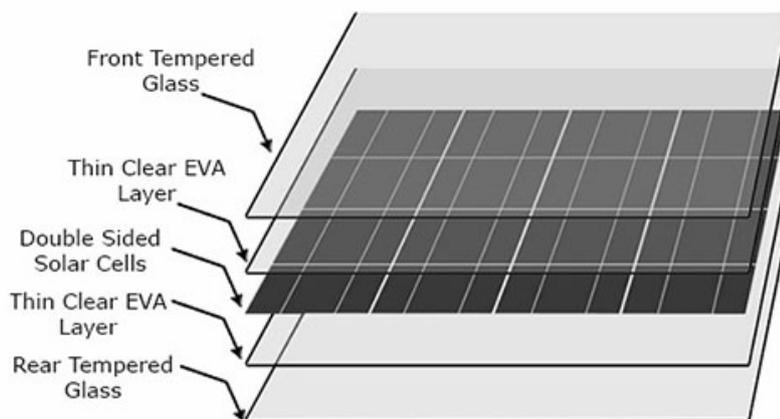


Figura 14: Layers di un pannello bifacciale

5.2.3 Tipologie sistemi di accumulo

I sistemi fotovoltaici, e la generazione da fonte rinnovabile in generale, necessitano di tecnologie di accumulo dell'energia prodotta per aumentare la performance del sistema e massimizzare l'autoconsumo. In questo modo diminuiscono anche le emissioni (meno produzione da fonti fossili con sistemi convenzionali) e la dipendenza da combustibili fossili.

Sulla base delle specifiche tecnologie di accumulo dell'energia elettrica che presentano formazioni e configurazioni uniche, i sistemi di accumulo (Energy Storage Systems, ESS) possono essere classificati in sei categorie: sistemi meccanici, termici, chimici, elettrochimici, elettrici e ibridi. Ogni sistema ha caratteristiche distintive in termini di ciclo di vita, tempo di scarica, perdita di scarica, densità di energia, potenza nominale, ecc.

Sistemi di accumulo meccanici

Nei sistemi di accumulo meccanici l'energia viene convertita tra le forme di energia meccanica ed elettrica. Nel corso delle ore non di punta l'energia elettrica viene prelevata dalla rete e immagazzinata meccanicamente (utilizzando il principio di funzionamento dell'energia potenziale, l'energia cinetica, il gas pressurizzato e la molla forzata) fino a quando non viene richiesta e trasmessa alla rete. Gli ESS meccanici sono più comunemente usati in tutto il mondo grazie alla loro flessibilità per convertire e far funzionare l'energia immagazzinata quando è necessaria per il lavoro meccanico. I più diffusi ESS meccanici sono: il pompaggio idroelettrico (Pumped Hydro Storage, PHS), la batteria a volano (Flywheel Energy Storage, FES), l'immagazzinamento dell'energia dell'aria compressa (CAES) e i sistemi di immagazzinamento dell'energia per gravità (GES).

Pompaggio idroelettrico (PHS)

I sistemi PHS sono i più grandi sistemi di accumulo di energia del mondo con 125 GW a livello mondiale, con quasi il 96% della capacità di accumulo elettrico mondiale e il 3% della capacità di generazione globale. Il PHS immagazzina l'energia elettrica sotto forma di energia potenziale pompando l'acqua dal lato inferiore del serbatoio fino alla quota più alta del serbatoio. La potenza nominale del PHS va da 1 MW a 3000 MW con un'efficienza del 76-85%, con una vita molto lunga di circa 50 anni o più e cicli di vita praticamente illimitati. Tuttavia, si tratta di una tecnologia matura con limitazioni dei confini sociali specifici del sito, grandi investimenti di capitale, lunghi periodi di costruzione del progetto, problemi di conservazione delle specie di habitat e da 10 a 15 minuti di tempo di reazione. La dimensione del PHS è un altro vincolo principale che non può essere ridotto a dimensioni ridotte rispetto a quelle delle nuove tecnologie ESS emergenti. La costruzione di PHS non è considerata fattibile se il sito si trova entro un raggio di 200 metri dall'area abitata o da un sito serbatoio già esistente. L'elevazione media minima della diga potenziale dovrebbe essere di 150 metri sopra l'invaso inferiore. Le limitate implementazioni geologiche e gli impatti ambientali negativi rendono limitato lo sviluppo futuro dei PHS.

Batterie a volano (FES)

Nel sistema FES il momento angolare della massa volanica viene utilizzato per immagazzinare la potenza sotto forma di energia cinetica. Essi sono tipicamente impiegati in applicazioni di breve durata con brevi tempi di scarica, come il requisito di potenza superiore a 80 kW in un periodo di 1-100 s. Hanno un'elevata potenza e densità di energia con un numero infinito di cicli di carica e scarica e sono utilizzati per stabilizzare la tensione e la frequenza.

L'efficienza del sistema FES è compresa tra l'85% e il 90% grazie la diminuzione dell'attrito meccanico dovuto all'uso di cuscinetti magnetici e alla bassissima resistenza aerodinamica ottenuta attraverso il contenitore sotto-vuoto. Tale forma di accumulo agisce come motore e preleva energia dalla rete in modalità di carica per accelerare l'albero del rotore alla velocità di lavoro; in modalità di scarico, la macchina agirà come generatore convertendo l'energia cinetica immagazzinata nel volano di nuovo all'energia elettrica con decelerazione del rotore.

La quantità di energia che può essere immagazzinata nel volano è una funzione del momento d'inerzia del rotore e della velocità alla quale può essere ruotato insieme alla sua resistenza alla trazione e alle restrizioni di sollecitazione. Sulla base di queste proprietà sono classificati in due gruppi: sistemi FES a bassa velocità in acciaio con velocità fino a 10000 giri al minuto e sistemi FES ad alta velocità con velocità fino a 100000 giri al minuto. Sebbene i sistemi FES a bassa velocità abbiano una densità di potenza molto elevata, circa 2000 W/kg, tuttavia, hanno una densità di energia media di circa 5 Wh/kg. Soffrono di un'elevata autoscarica dovuta alle perdite al minimo quando il volano è in standby. Pertanto, i FES a bassa velocità sono impiegati principalmente in applicazioni per il controllo della qualità di potenza. Mentre i sistemi FES ad alta velocità non sono economici a causa dell'alto costo dei materiali compositi ad alta velocità, quindi il loro uso è limitato a specifici sistemi di stoccaggio più lunghi.

I sistemi FES richiedono una manutenzione inferiore rispetto alle batterie e sono praticamente meno soggetti alle fluttuazioni di temperatura e alla profondità di scarica. Dall'altro lato, qualsiasi carico dinamico

imprevisto o shock esterno può portare ad un guasto del sistema. I sistemi FES non sono ancora considerati come tecnologia matura e richiedono ulteriori ricerche e sviluppo in diversi settori delle parti rotanti.

Stoccaggio ad aria compressa (CAES)

Il sistema CAES immagazzina l'energia sotto forma di pressione intermolecolare del gas con compressione dell'aria nel serbatoio, quindi la converte nel gas modificato. Il gas modificato compresso viene espanso per far ruotare la turbina accoppiata al generatore per la produzione di elettricità. I sistemi CAES possono essere un'alternativa realistica ai sistemi PHS a causa della loro grande capacità, della dipendenza geografica intermedia, della maggiore durata di vita e del basso costo per kW. Sulla base dei processi esotermici ed endotermici coinvolti, nella compressione e nell'espansione dell'aria e nello scambio termico, i complessi progetti dei sistemi CAES sono classificati in tre tipi: Accumulo isotermico, sistemi di accumulo adiabatico e sistemi di accumulo diabatico. I sistemi isotermici e adiabatici funzionano bene per le piccole esigenze di densità di potenza, mentre i sistemi ad accumulo diabatico sono i sistemi CAES più implementati commercialmente grazie all'alta densità di potenza e alla grande flessibilità del sistema.

In modalità di carica, l'energia in eccesso o fuori picco viene consumata per azionare la catena per la compressione dell'aria nel serbatoio del gas (che è preferibilmente una caverna sotterranea). Il serbatoio sarà uno spazio a tenuta d'aria, poiché la costruzione della caverna del recipiente metallico aumenterà notevolmente i costi di stoccaggio. La pressione tipica del serbatoio è mantenuta tra 4 MPa e 8 MPa. Il calore sviluppato durante la compressione dell'aria viene espulso dal radiatore nell'atmosfera. In modalità di scarico del sistema, l'aria compressa debitamente riscaldata dalla camera di combustione viene espulsa attraverso una turbina ad alta pressione. A questo punto l'aria viene miscelata con il combustibile e bruciata attraverso lo scarico espansa a turbina a bassa pressione. Sia la turbina ad alta pressione che quella a bassa pressione sono contemporaneamente accoppiate al generatore elettrico per la produzione di elettricità.

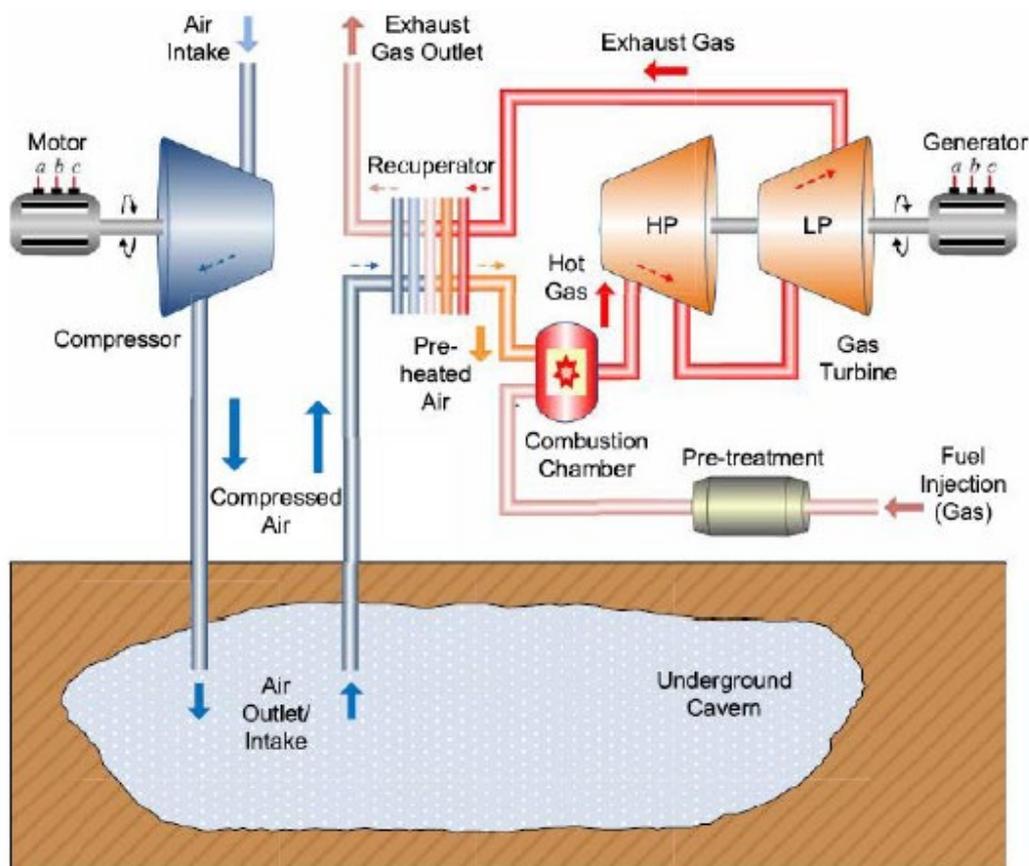


Figura 15: Sistema di accumulo ad aria compressa diabatico

Il design classico del sistema CAES comporta la limitazione della combustione di combustibile fossile e delle emissioni di CO₂. Pertanto, i sistemi CAES adiabatici avanzati sono sviluppati per affrontare questo problema, dove il sistema di accumulo termico è integrato con il sistema CAES per produrre elettricità senza il coinvolgimento del processo di combustione. L'efficienza dell'impianto è raggiunta fino al 70% ed è recentemente emersa come soluzione ottimale per applicazioni su media e piccola scala.

La capacità commerciale installata dei sistemi CAES varia da 35 a 300 MW con notevoli applicazioni di supporto alla rete quali: livellamento del carico e controllo di tensione e frequenza. I recenti sviluppi degli impianti ibridi CAES con impianti eolici off-shore e on-shore mostrano un aumento dell'efficienza complessiva con ridotte fluttuazioni della potenza in uscita. La principale barriera nella tecnologia CAES è la posizione geografica adeguata del serbatoio di stoccaggio dell'aria o della caverna sotterranea. Per superare questa limitazione, di recente è stata proposta un'alta pressione sopra il serbatoio di stoccaggio dell'aria in fibra di carbonio a terra per i sistemi CAES adiabatici avanzati su piccola e media scala. Una soluzione alternativa a basso costo CAES potrebbe essere ottenuta con sistemi CAES decentralizzati su piccola scala, che è formata da una raccolta di installazioni per servire come una grande centrale elettrica virtuale che è controllata dall'unità centrale del sistema di distribuzione.

Sistemi di accumulo elettrostatici e magnetici

L'immagazzinamento dell'energia elettrica direttamente sotto forma di carica e la restituzione dell'energia elettrica quando necessario, è possibile grazie ai sistemi di immagazzinamento dell'energia elettrostatica e magnetica (EMESS). I supercondensatori e i magneti superconduttori sono utilizzati per accumulare l'energia sotto forma di campi elettrostatici e magnetici. Si tratta di dispositivi di immagazzinamento ad alta potenza e media densità di energia, che aiutano ad assorbire i picchi di consumo energetico, a smussare la potenza in uscita e a recuperare l'energia nei sistemi di trasporto di massa. I sistemi EMESS sono formati principalmente da supercondensatori (SCES) e magneti superconduttori (SMES).

Supercondensatori (SCES)

Sono anche chiamati ultracondensatori di energia (UCES) o condensatori elettrici a doppio strato (EDLC). Essi immagazzinano l'energia sotto forma di campo elettrostatico prodotto a causa della tensione costante in DC applicata tra due elettrodi che sono separati da un sottile strato di isolante o di mezzo dielettrico. I SCES sono in grado di effettuare una carica rapida con correnti elevate, oltre a caratteristiche di elevata energia specifica, bassa resistenza interna e ampio intervallo di temperatura, che le rende sostituibili ai condensatori convenzionali impiegati nell'elettronica di potenza e nelle batterie di accumulo.

A parte lo stesso principio fisico, la differenza strutturale fondamentale dei condensatori SCES e dei condensatori classici è l'area di superficie specifica estremamente elevata di SCES formatasi grazie all'uso di elettrolita liquido e di elettrodi di carbonio poroso; inoltre, lo spazio estremamente breve (dell'ordine di 1 nm) tra l'elettrodo e l'elettrolita rende i sistemi SCES capaci di valori di capacità molto elevati, dell'ordine di molte migliaia di farad. In base ai materiali degli elettrodi utilizzati, esistono due tipi di sistemi SCES: i sistemi SCES simmetrici e quelli asimmetrici. Nei sistemi SCES simmetrici entrambi gli elettrodi sono costituiti dallo stesso materiale (carbone attivo) mentre nei sistemi SCES asimmetrici uno degli elettrodi è costituito da metallo (idrossido di nichel) che aumenta notevolmente la densità di energia e diminuisce le correnti di dispersione. I sistemi SCES simmetrici sono preferiti nelle applicazioni su piccola e media scala, mentre i SCES asimmetrici sono preferiti per applicazioni su larga scala.

Sono disponibili vari sistemi SCES con potenze nominali di 10-75 kW. La densità di energia specifica del supercondensatore è di circa 5 Wh/kg notevolmente superiore a quella dei normali condensatori, tuttavia è solo il 10% delle batterie elettrochimiche. Mentre la densità di potenza specifica dei supercondensatori è da 10 a 100 volte superiore a quella delle batterie elettrochimiche. I principali vantaggi del sistema SCES sono la robustezza, l'affidabilità, l'adottabilità per diversi ambienti (caldo, freddo e umido), l'indipendenza dalla profondità di scarica. Al contrario la SCES soffre di un tasso di auto scarica molto elevato, dell'ordine 10 - 40% di accumulo di energia al giorno e i costi di investimento sono molto elevati.

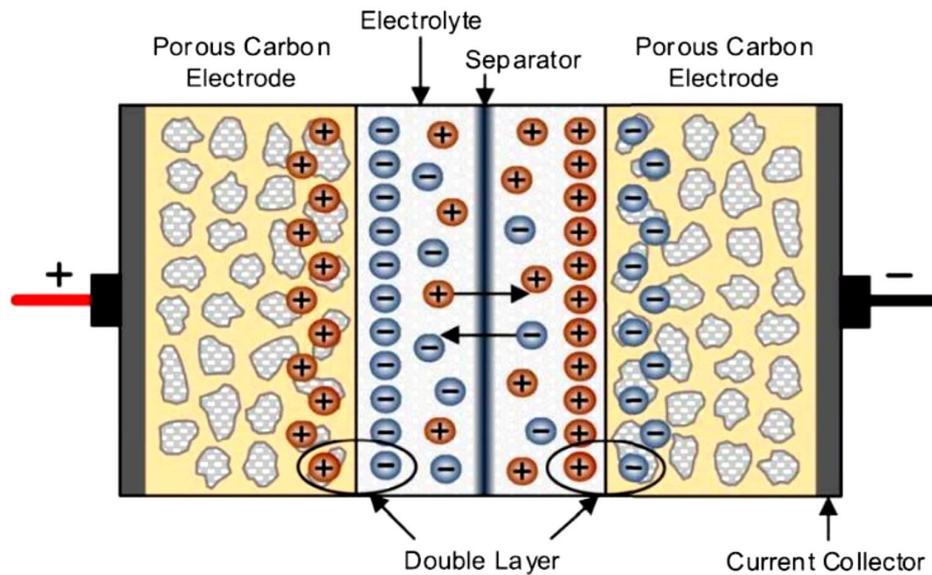


Figura 16: Configurazione di un supercondensatore

Supermagneti (SMES)

L'energia elettrica è immagazzinata negli SMES sotto forma di campo magnetico generato da un flusso di corrente continua in una bobina superconduttiva. Le perdite ohmiche degli SMES una volta caricati sono praticamente nulle a causa della trascurabile resistenza della bobina superconduttiva. In modalità di scarica, il supermagnete è in grado di rilasciare una potenza molto elevata (diversi megawatt) nella rete elettrica nel giro di pochi millisecondi. Secondo il principio di base del SMES, quando il superconduttore è caricato, la temperatura criogenica è mantenuta al di sotto del valore critico così da non avere alcun decadimento di corrente. I sistemi SMES sono in grado di fornire una rapida risposta di carica e scarica ad altissima densità di potenza (fino a 5000 MWh) insieme ad un'alta efficienza dell'ordine del 95%-98% con una vita utile di circa 30 anni. Il sistema SMES può assorbire la rampa e i transitori in un ritmo molto veloce, lì dalle unità del sistema di potenza può essere azionato ai punti ottimali di massima efficienza. Il complicato sistema di raffreddamento e l'elevato investimento di capitale sono una delle principali battute d'arresto del sistema SMES. La suscettibilità alle variazioni di temperatura e al campo magnetico critico è problematica per la stabilità della bobina superconduttrice. Sono in fase di sviluppo applicazioni SMES ibride multiple nelle architetture di rete distribuite e nella tecnologia dei trasporti per la progettazione di inverter di rete veicolari e di corrente.

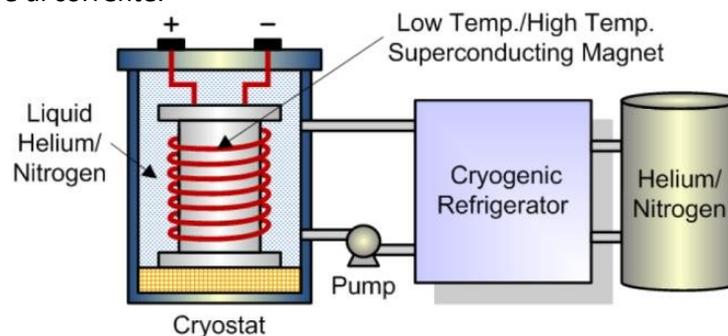


Figura 17: Sistema di accumulo a magneti super conduttori

Accumulo elettrochimico (Electrochemical Storage System, EcSS)

I sistemi di accumulo dell'energia elettrochimica (EcSS) sono le più antiche tecnologie di immagazzinamento dell'energia, in cui una reazione chimica reversibile nel materiale attivo attraverso l'elettrolita viene utilizzata per la produzione/stoccaggio di energia in corrente continua. Tutti i convenzionali accumulatori di energia secondaria (ricaricabili) a batteria (Battery Energy Storage, BES) che immagazzinano l'energia

elettrica sotto forma di energia chimica rientrano nell'ambito degli EcSS. Questi sono il più grande gruppo di sistemi di accumulo dell'energia elettrica disponibile, con un'ampia gamma di densità di energia nell'ordine di 10 Wh/kg fino a 13 kW/kg con efficienze del 70-80% per vari metodi, senza emissioni nocive e manutenzione minima. Le batterie sono una tecnologia matura per un immagazzinamento di durata più breve con possibilità di backup da un secondo a circa cinque ore. Grazie alla loro disponibilità in varie dimensioni e alle caratteristiche di mobilità del sistema, gli EcSS sono commercialmente di successo nelle applicazioni di utility su scala di rete, negli edifici residenziali e commerciali.

Al fine di ottenere i valori di tensione e potenza desiderati, un certo numero di celle elettrochimiche possono essere collegati in serie o in parallelo. Ogni cella ha due elettrodi: anodo (che partecipa alla reazione di ossidazione perdendo elettroni) e catodo (che partecipa contemporaneamente alla reazione di riduzione guadagnando elettroni) insieme ad un elettrolita sotto forma di stato solido, liquido o viscoso. In modalità di scarica, le reazioni elettrochimiche di ossidazione e riduzione fanno fluire gli elettroni verso il circuito di alimentazione esterno. Durante la modalità di carica la tensione esterna applicata tra gli elettrodi ripristina l'energia chimica mediante reazione reversibile.

Nell'implementazione di batterie elettrochimiche su larga scala le principali barriere sono i bassi tempi di ciclo e gli alti costi di manutenzione, anche se diversi sistemi sono oggi disponibili in commercio, come ad esempio: Batterie Pb-acido, NiCd, ZnBr e Li-ion. Ciononostante, la tecnologia di batterie a maggior potenza e durata, robusta ed economica, è attualmente in fase di ricerca, in grado di soddisfare la domanda di prestazioni e dimensioni richieste dalla rete.

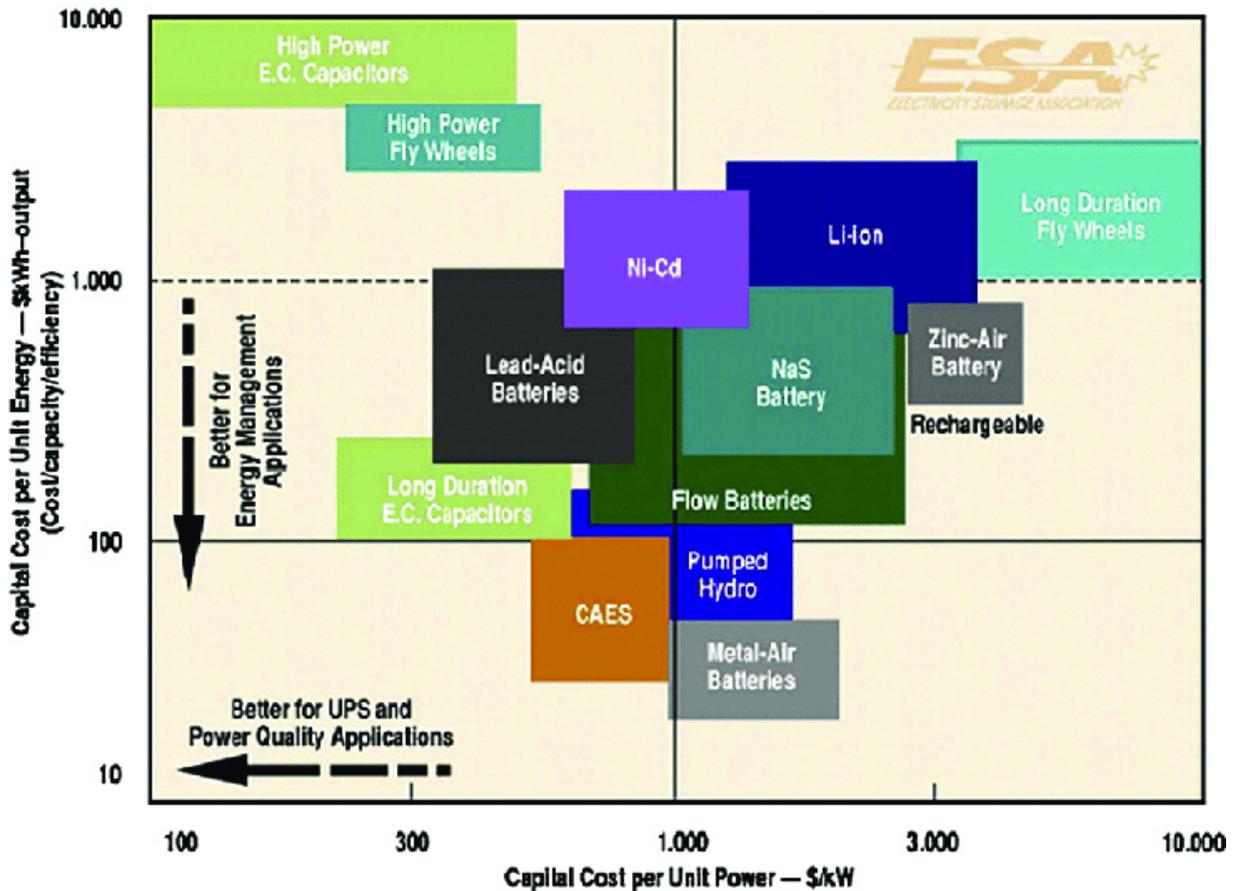


Figura 18: Confronto diverse tecnologie di accumulo dell'energia

Systems Requirements	Pumped Hydro Power	CAES	Flywheels	Batteries	SMES	Supercapacitors	Hydrogen
Primary Energy	Potential	Potential/Enthalpy	Kinetic	Electrochemical	Electromagnetic	Electrostatic	n/a
Energy Density KJ/kg	1 (100 m head)	15,000 KJ/m ³	360-500	60-1400	100-10,000	18-36	14,000.
Energy Range MWh	0.5 – 10 GWh	50 – 5000 MWh	1 Mj – 5 MWh	1,800-180,000 MJ 0.5 – 50 MWh	0.1 – 1,500 MWh	1-10 Mj	-
Power Range Mwe	100-1000	50-1,000	1-10	0.5 – 100	10-1,000	0.1-10	-
Modular systems	No	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Efficiency %	60-80	60-70	-90	-75	-95	-90	47-66
Charge/Discharge Time	Hours	Hours	Minutes	Hours	Minutes to Hours	Seconds	Hours
Access Time	Low	Low	High	High	High	High	High
Load Management	60%	65%	40%	80%	unknown	20%	80%
Power Quality	40%	40%	80%	85%	unknown	65%	85%
Cycle life	≥ 10,000	≥ 10,000	≤ 10,000	≤ 2,000	≥ 10,000	>100,000	≥ 10,000
Lead Time	Years	Years	Weeks	Weeks	Years	Weeks	Years
Foot Print/Unit Size	Large (above the ground)	Moderate (under the ground)	Small	Small	Large	Small	Small
Sitting ease	Difficult	Difficult/Moderate	n/a	n/a	Unknown	n/a	n/a
Thermal Risk	Moderate	Moderate	Small	Moderate	Moderate/LHe	Small	
Storage Measure	Easy	Easy	Easy	Poor	Easy	Unknown	
Maturity	Mature	Mature	Developing	Lead Acid Mature/ Rest developing	Developing	Available	Available
Application sector	Electric generation	Electric generation	Electric Transport	Electric Transport	Electric generation	Electric Transport	Electric generation /transport

Figura 19: Caratteristiche principali dei vari sistemi di accumulo a confronto

5.3 Predisposizione a sistemi di ricarica di veicoli elettrici

I veicoli elettrici sono soggetti a un interesse sempre più crescente grazie alle basse emissioni, così da diminuire le alte percentuali di CO₂ emesse dal settore dei trasporti. Inoltre, si considera che in futuro potranno provvedere ai servizi ausiliari della rete elettrica, secondo il funzionamento Vehicle-to-Grid.

Altri benefici sono un costo operativo inferiore rispetto ai combustibili fossili e una più alta efficienza dal punto di vista energetico. I veicoli elettrici possono essere classificati in veicoli elettrici ibridi (Hybrid Electrical Vehicles, HEV), veicoli elettrici ibridi plugin (Plug-in Hybrid Electrical Vehicle, PHEV) e veicoli completamente elettrici (EV).

5.3.1 Veicoli elettrici ibridi (HEV)

Viene definito veicolo elettrico ibrido un veicolo in cui l'energia per la propulsione proviene da due sorgenti e almeno una di queste è un accumulatore di energia elettrica. Il veicolo elettrico ibrido rappresenta un giusto compromesso tra le caratteristiche del motore termico, che trasforma l'energia chimica del combustibile, in energia meccanica con una efficienza accettabile in alcuni punti di funzionamento e il motore elettrico che converte con una maggiore efficienza l'energia elettrica in meccanica. La macchina elettrica è molto versatile e permette di lavorare in trazione e in generazione, questo rappresenta uno dei punti di forza del motore elettrico dato che consente in fase di frenata del veicolo di poter convertire l'energia meccanica in energia elettrica rigenerando la batteria. A differenza di un veicolo elettrico puro, un veicolo elettrico ibrido non necessita di un sistema di ricarica delle batterie esterno, quindi può essere indipendente dalla infrastruttura per la ricarica. Una prima suddivisione tra i vari veicoli in circolazione è fatta secondo il grado di ibridizzazione (potenza del propulsore elettrico rispetto alla totale potenza installata) e dalla capacità del veicolo di immagazzinare energia elettrica:

- Micro-Ibridi: normalmente confusa con la propulsione tradizionale munita di start and stop, caratterizzato da un valore basso di grado di ibridizzazione e con la capacità limitata di start and stop e frenata rigenerativa. Alimentazione a 12-48 [V] e la potenza dei motori elettrici installati a bordo veicolo che in genere non supera i 10 [kW];
- Mild-Hybrid: permette una parziale propulsione elettrica, non in grado di percorrere l'intero ciclo guida, possiede anche le caratteristiche del Micro-Ibrido. Si serve di batterie con un voltaggio superiore dai 100-200 [V] e con una potenza dei motori elettrici di circa 20 [kW];
- Full-Hybrid: il sistema elettrico permette, a prescindere dalla autonomia delle batterie, di percorrere per intero il ciclo guida. Consente dunque la possibile propulsione elettrica e anche tutte le caratteristiche del Mild-Hybrid. Di solito sono utilizzate batterie con un voltaggio compreso tra 200-300 [V] e una potenza del propulsore elettrico che va anche oltre i 50 [kW].

Sono generalmente classificati in HEV serie, parallelo o serie-parallelo.

Nella configurazione in serie i componenti sono motore termico, motore elettrico, generatore e pacco batterie. Il motore termico è svincolato dalle ruote e fornisce potenza meccanica al generatore che la converte in potenza elettrica. Esso ha il compito di generare la corrente per alimentare il motore elettrico che fornisce potenza meccanica alle ruote e permettere la trazione, mentre l'energia superflua viene utilizzata per ricaricare le batterie. Tale architettura ha un unico percorso energetico, tuttavia l'energia meccanica prodotta dal motore è convertita due volte (da meccanica in elettrica nel generatore e da elettrica in meccanica nel motore elettrico di trazione); le perdite in questi processi si sommano producendo un effetto di riduzione dell'efficienza del sistema. Il motore elettrico di trazione deve essere dimensionato per la potenza massima del veicolo; pertanto, deve essere di notevoli dimensioni, peso e costo.

La vettura ibrida elettrica serie può avere diversi modi di funzionamento:

1. Modo batteria: il motore termico è spento e l'azionamento di trazione è alimentato dalla sola batteria;
2. Modo motore: l'azionamento di trazione è alimentato dal motore termico/generatore;
3. Modo combinato: il motore termico/generatore e la batteria alimentano l'azionamento di trazione;

4. Modo power split: il motore termico/generatore alimenta l'azionamento di trazione e ricarica la batteria;
5. Modo frenata rigenerativa: la macchina elettrica funziona da generatore in fase di frenata, trasformando l'energia meccanica in energia elettrica che viene stoccata nella batteria;
6. Modo ricarica: se plug-in il veicolo fermo è connesso alla rete per la ricarica.

Nella configurazione in parallelo i due motori termico ed elettrico sono inseriti in parallelo e connessi tramite un nodo meccanico per sommare le due potenze in gioco. Il motore a combustione interna è la parte dominante, fornisce una potenza continuativa circa costante e il motore elettrico ha la funzione di fornire una maggiore potenza nei momenti di necessità e per compensare le mancanze tipiche del motore termico, che sono: spunto a basso regime, recupero di energia in frenata. Non si assiste alla doppia conversione, avendo dunque una unica conversione di energia elettrica in meccanica nel ramo elettrico, eliminando parte delle perdite.

I modi di funzionamento in questo caso sono:

1. Modo elettrico puro: il motore termico è spento, la propulsione avviene per mezzo del motore elettrico di trazione che è alimentato dalla sola batteria;
2. Modo termico puro: il motore elettrico è spento, la propulsione avviene per mezzo del motore termico;
3. Modo combinato: la propulsione avviene grazie alla potenza combinata del motore termico ed elettrico, il motore termico fornisce una potenza circa costante e il motore elettrico gestisce i picchi di potenza dovuti ai transitori.
4. Modo power split: il motore termico fornisce potenza sia per la propulsione sia per la ricarica della batteria passando per il motore elettrico che funge da generatore;
5. Modo frenata rigenerativa: cambia l'architettura del veicolo, ma il modo di funzionamento è simile al veicolo ibrido serie. In fase di frenata l'energia meccanica viene trasformata in energia elettrica dal motore/generatore elettrico alimentando la batteria;
6. Modo ricarica: se il veicolo è plug-in, è prevista la modalità di ricarica da fermo.

Lo schema serie-parallelo coniuga le peculiarità dello schema serie con quelle dello schema parallelo, e consente di avvantaggiarsi, a seconda delle circostanze, dei vantaggi dell'uno o dell'altro, oltretutto con la possibilità di passare da una logica all'altra istantaneamente attraverso l'intelligente sistema EVT. Dallo schema serie eredita la possibilità di usare il motore termico solo per generare corrente da destinare alla ricarica della batteria o all'alimentazione del motore elettrico, lasciando a quest'ultimo il compito di azionare le ruote; mentre dallo schema parallelo eredita invece la possibilità di far lavorare in tandem per la trazione il motore termico e quello elettrico, realizzando per entrambi una catena cinematica diretta verso le ruote. Da entrambi gli schemi infine si riprende la possibilità di recuperare energia in frenata per ricaricare la batteria riducendo così la necessità di attingere all'energia primaria.

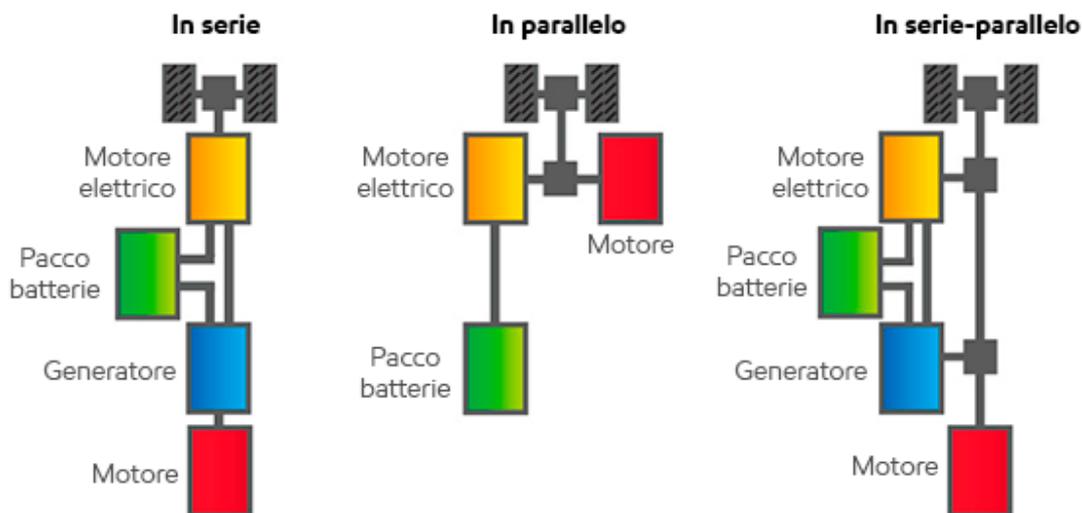


Figura 20: Veicolo elettrico ibrido in configurazione serie, parallelo, serie-parallelo

5.3.2 Veicoli elettrici ibridi plug-in (PHEV)

I veicoli elettrici ibridi plug-in (PHEV) sono essenzialmente veicoli ibridi con la possibilità di ricaricare il proprio sistema di accumulo dell'energia con l'elettricità della rete. I PHEV hanno un sistema di immagazzinamento dell'energia ad alta densità energetica che può essere caricato esternamente e possono funzionare solo con energia elettrica più a lungo dei normali ibridi, con conseguente risparmio di carburante. Proprio come gli HEV, i PHEV possono avere configurazioni in serie, parallele e serie-parallele. I PHEV fanno uso di energia elettrica di servizio, dato che le batterie sono di solito caricate durante la notte. La batteria può anche essere caricata a bordo per aumentare l'autonomia del veicolo.



MICRO HYBRID

Non hanno un motore elettrico adibito alla trazione ma un **impianto elettrico più efficiente**. Il dispositivo Start&Stop permette il recupero di energia durante la sosta.



MILD HYBRID

Il **motore elettrico entra in funzione solo in alcuni momenti**, come la marcia a basse velocità e l'accensione. Le auto mild hybrid sono più economiche rispetto alle full e alle plug-in.



FULL HYBRID

Il motore elettrico funziona sia **in autonomia che in sinergia con quello termico**. La batteria si ricarica sfruttando l'energia prodotta dal motore termico e dalle decelerazioni.



PLUG-IN HYBRID

Il motore elettrico può garantire **fino a 50/60 km di autonomia**. La batteria si ricarica con una presa domestica o una colonnina. Attualmente è la tecnologia più performante.

Figura 21: Confronto dei veicoli elettrici ibridi

5.3.3 Veicoli elettrici (EV)

I veicoli elettrici hanno un sistema di propulsione completamente elettrico. A differenza di HEV e PHEV, i veicoli elettrici non hanno un MCI per fornire la potenza aggiuntiva. Questi veicoli si basano principalmente su una carica esterna proveniente dalla rete di distribuzione dell'energia elettrica.

Si stima che un singolo EC possa aumentare il consumo di elettricità di una famiglia del 50%. Alcuni EV consumano più di 5 kW di potenza, che è maggiore del consumo di una tipica casa residenziale e questo consumo è continuo fino a 10 ore a seconda dello stato di carica della batteria dell'EV. Questo consumo di energia è necessario per i veicoli elettrici che vengono ricaricati con il caricabatterie di bordo di tipo lento.

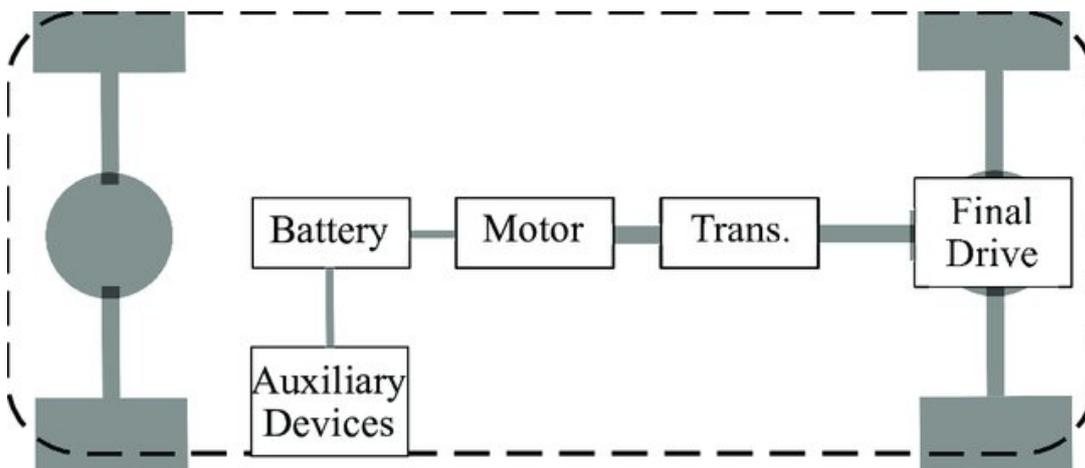


Figura 22: Configurazione di un veicolo elettrico (EV)

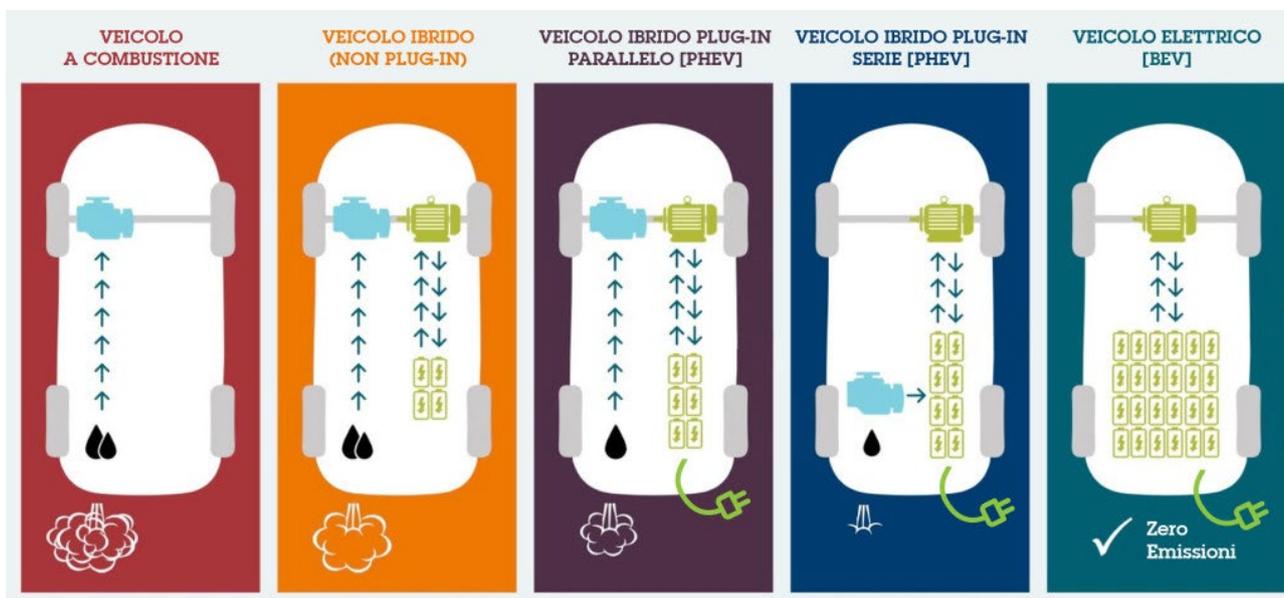


Figura 23: Confronto tipologie veicoli elettrici

5.3.4 Stazioni di ricarica

Le soluzioni principali per ricaricare la batteria di un veicolo elettrico sono sostanzialmente tre, per ognuna delle quali si possono individuare dei sotto-casi:

- Battery Swap, ovvero il cambio della batteria in una stazione apposita quando è scarica. Questo è un processo che richiede qualche minuto, quindi sarebbe perfetto a livello di tempistiche, però introduce il problema di standardizzazione delle batterie dei veicoli.
- Ricarica conduttiva, ovvero con cavo, spina e connettore. Può essere in corrente alternata o in corrente continua. Esistono tre tipi di connessione in base alla potenza richiesta.
- Ricarica induttiva, attraverso un campo magnetico per trasferire energia fra due avvolgimenti di cui uno fisso interrato e l'altro nel veicolo. La ricarica può avvenire con il veicolo in movimento o fermo senza l'intervento del conducente.

La Figura 24 mostra le varie tecnologie disponibili organizzate con uno schema ad albero.

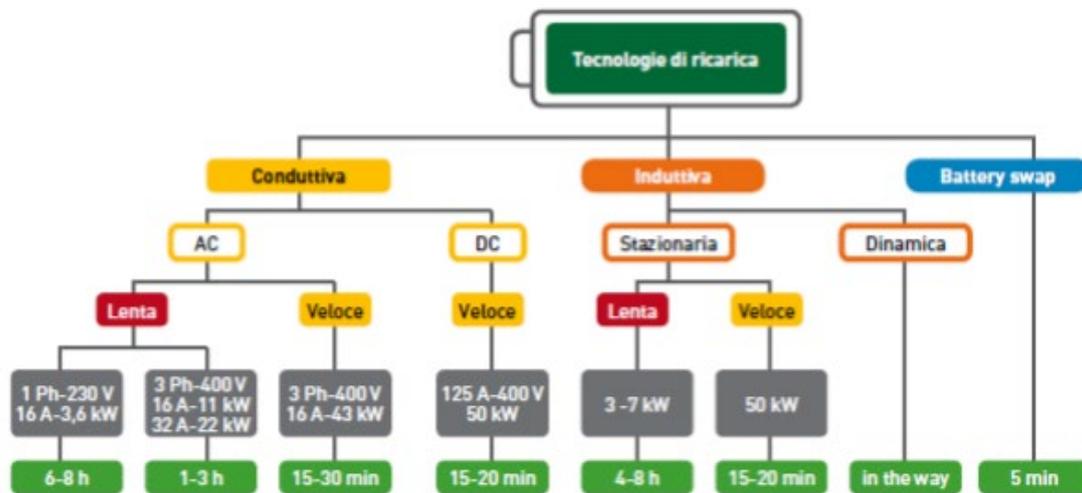


Figura 24: Schema ad albero delle diverse tipologie di ricarica

5.3.4.1 Ricarica conduttiva

Generalmente esistono quattro modi diversi di ricarica con cavo:

Modo 1

Il Modo 1 utilizza prese di corrente e spine standard che non superano i 16A e i 250V (monofase), 480 (trifase). In questa modalità di ricarica il veicolo è collegato direttamente alla presa di corrente. Il Modo 1 è adatto soprattutto per i veicoli leggeri ed è utilizzata in ambito domestico.

Utilizza un cavo di potenza e un cavo di terra per protezione. Lato fornitura è presente un dispositivo RCD (Residual Current Device), obbligatorio anche per gli altri modi di ricarica.

Il Modo 1 necessita solo di un circuito logico che valuta se il veicolo è correttamente connesso (Proximity detection Logic).

Modo 2

La connessione non supera i 32A e i 250V (monofase), 480 (trifase). Si utilizzano plug monofase o trifase e prese di corrente standard. È analoga alla modalità precedente solo che sul cavo di alimentazione è presente un dispositivo di controllo elettronico che garantisce la sicurezza delle operazioni. Necessitano di un conduttore di potenza e uno di protezione di terra, insieme al Control Pilot e al sistema di protezione personale RCD.

Il Control Pilot utilizza una PWM (Pulse Width Modulation) per codificare le informazioni e permettere una gestione e controllo della corrente di carica. Le informazioni sono dirette dall' Electric Vehicle Supply Equipment (EVSE) all'EV, ed il segnale utilizzato per codificarle è il Duty Cycle. Le sue variazioni fanno variare il livello di corrente di carico.

Modo 3

Metodo per grossi impianti e stazioni di ricarica pubbliche. Utilizza prese di corrente e plug apposite dove il controllo è esteso anche all'infrastruttura. La presa di corrente della stazione di controllo non è alimentata quando non vi è un veicolo in carica. Questa modalità di ricarica permette anche una ricarica veloce con correnti superiori a 250 A utilizzando un cavo speciale, altrimenti è possibile effettuare una ricarica normale con un cavo come quello del modo 2.

Modo 4

Questo modo utilizza un caricatore che è fuori bordo, ed il controllo è esteso agli strumenti che sono fissi nella stazione di controllo (connessi all'AC). L'alimentazione in AC è convertita in DC nella stazione di conversione e il tipo di plug obbliga ad avere un veicolo apposito per la connessione, ovvero non tutti i veicoli elettrici possono effettuare questa ricarica.

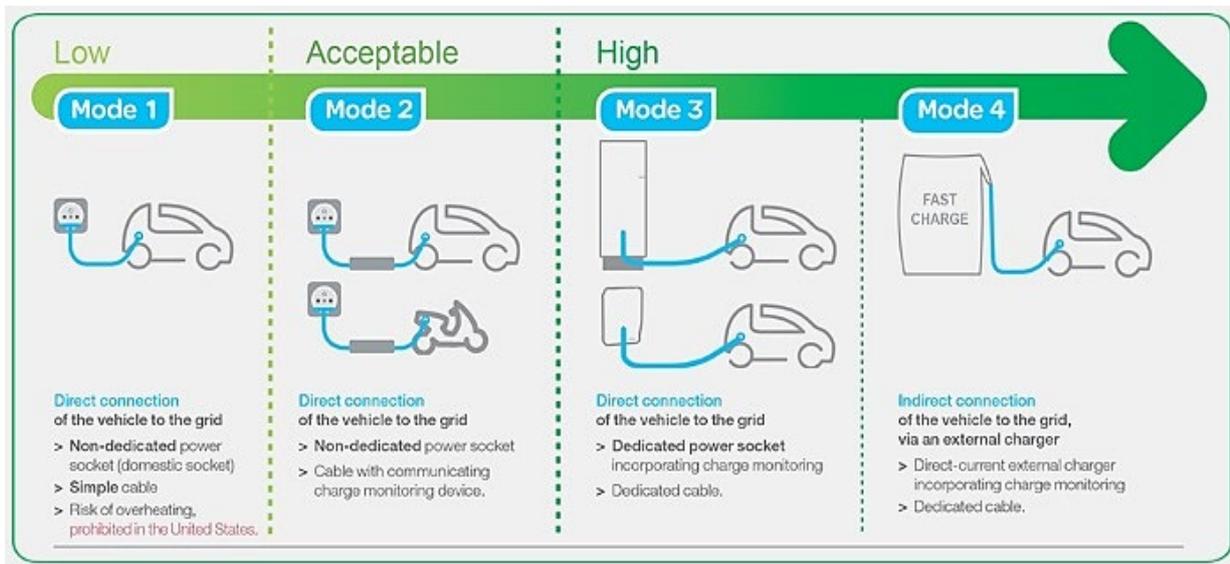


Figura 25: Modi di ricarica dei veicoli elettrici

A differenza del Modo 1, i Modi 2,3 e 4 hanno funzioni di controllo da parte dell'EV (Electric Vehicle) e dell'EVSE (Electric Vehicle Supply Equipment) per verificare:

1. La corretta connessione del veicolo.
2. La corretta connessione a terra.
3. Che il sistema venga correttamente alimentato.
4. Che il sistema venga correttamente disalimentato quando necessario.
5. Il grado di carico.
6. La giusta ventilazione.
7. Il controllo del flusso bidirezionale nel caso sia una prerogativa della batteria.

Inoltre, la ricarica può essere lenta o veloce.

5.3.4.2 Ricarica lenta

Per ricarica lenta si intende una ricarica in corrente elettrica alternata monofase o trifase a 16 A (fino a 32 A), il cui collegamento alla rete avviene attraverso un connettore standard per uso domestico e/o industriale, come previsto nel Modo 1 e Modo 2 di ricarica (prese standard senza e con protocollo di comunicazione rispettivamente).

L'uso della ricarica lenta di un veicolo elettrico richiede dalle 6 alle 8 ore, in base alla capacità di batteria dell'auto, nel caso in cui la ricarica avvenga alla potenza di 3 kW, e di 1-3 ore nel caso di ricarica trifase a 7 kW.

Tale tipologia di ricarica è consentita attraverso connettori domestici, Schuko e di tipo industriale per il Modo 1 e Modo 2, mentre per il Modo 3 sono necessari connettori specifici che oltre a contatti per potenza, terra e neutro, siano dotati di contatti aggiuntivi per la comunicazione e il controllo.

In generale, si definisce ricarica lenta tutto ciò che non è veloce, pertanto quando la ricarica viene eseguita alla potenza di 22 kW (32 A trifase a 400 V) si parla ancora di ricarica lenta, anche se sarebbe preferibile definirla accelerata.

5.3.4.3 Ricarica veloce

Una tecnologia di ricarica che si sta affermando è quella rapida (o veloce) dove le potenze attualmente disponibili variano tra i 43 kW (63 A trifase a 400 V) di una ricarica in AC ai 50-60 kW (120 A a 400 V in corrente continua) di una ricarica in DC.

La ricarica veloce in AC con una potenza di 43 kW di un veicolo elettrico consente di effettuare una ricarica all'80 per cento della capacità della batteria in soli 30 minuti.

Per ricarica veloce in DC si intende una stazione di ricarica in corrente continua con potenza nominale maggiore o uguale a 50 kW. Con queste potenze un veicolo elettrico può essere ricaricato in 15-30 minuti.

La rete trasmette l'energia in forma di AC, e l'energia immagazzinata nella batteria di bordo è in DC. Pertanto, per eseguire il lavoro di conversione è necessario un caricabatterie.

A seconda che questo sia installato o meno all'interno del veicolo, può essere classificato in caricabatterie di bordo (on board charger, OBC) e stazione di ricarica esterna (off board charging station).

Un OBC accetta una fonte di alimentazione a corrente alternata dall'alimentatore principale disponibile a casa e sul posto di lavoro del consumatore, e la converte in corrente continua per caricare la batteria. In genere, la ricarica in AC è lenta a causa della potenza limitata del caricabatterie - un vincolo derivante dalle limitazioni di peso, spazio e costi consentiti.

Il metodo di ricarica in DC è spesso utilizzato nelle stazioni di ricarica off-board. Esso fornisce energia in DC regolata direttamente alle batterie all'interno del veicolo. Poiché l'apparecchiatura di ricarica in DC è installata in postazioni fisse con pochi vincoli di dimensioni, la sua potenza nominale può raggiungere le centinaia di kilowatt.

La tabella seguente riporta sinteticamente le caratteristiche in potenza e durata delle ricariche.

Tabella 6: Tipologie di ricarica: lenta e veloce

Tipo di ricarica	Prese	Potenza	Durata
Lenta monofase	standard	3 kW	6-8 ore
Lenta trifase	standard	6-7 kW	1-3 ore
Accelerata	industriale	22 kW	1 ora
Veloce AC	Speciale	43 kW	30 minuti
Veloce DC	Speciale	50-60 kW	15-30 minuti

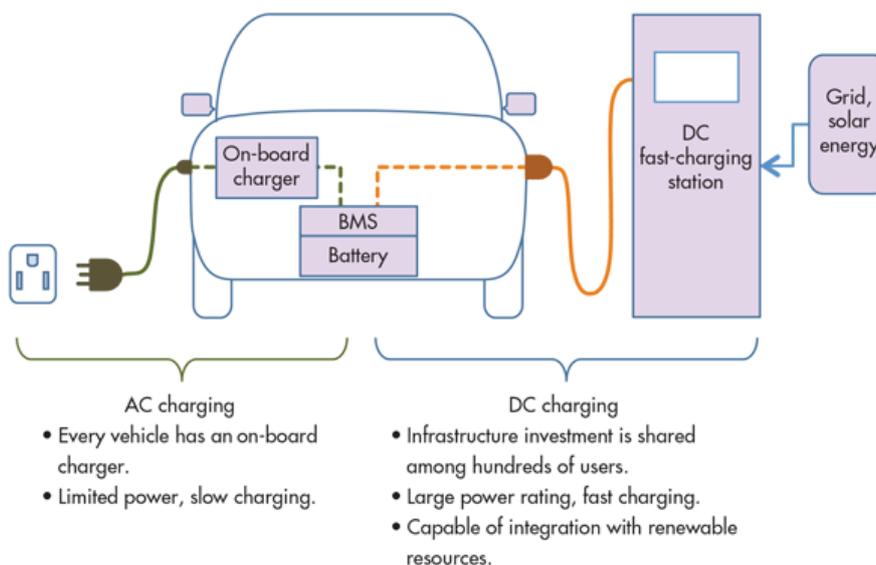


Figura 26: Confronto ricarica veloce in AC o DC

CHARGING INFRASTRUCTURE MIX

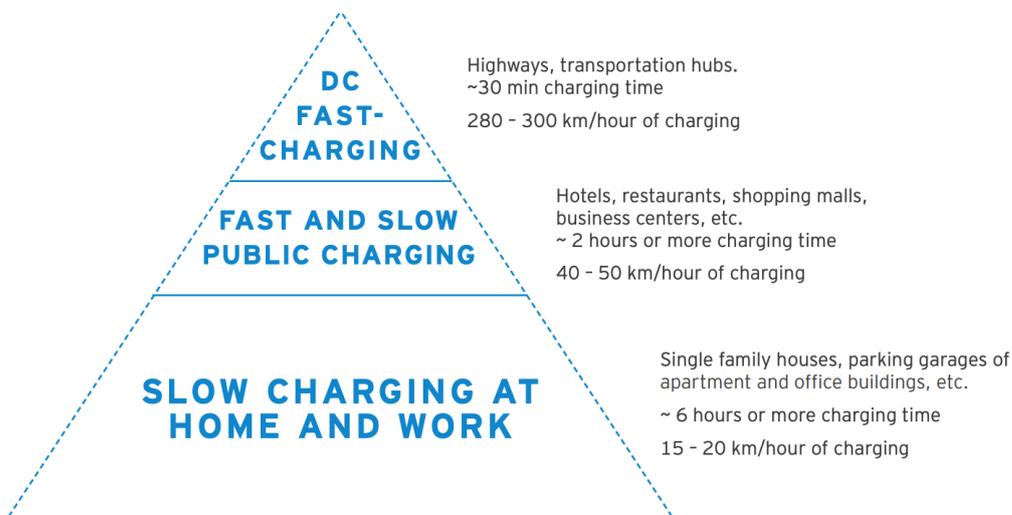


Figura 27: Diverse velocità di ricarica a seconda del luogo

A seconda che la ricarica sia in corrente alternata o continua, lenta o veloce, ci sono diversi tipi di connettori.

Nel caso di connettori in corrente alternata, si hanno:

Tipo 1: si trova solo su lato veicolo; monofase, max 32 A 230 V (7,4 kW); Standard giapponese e americano.



Figura 28: Connettore di ricarica Tipo 1

Tipo 2: si trova sia lato veicolo che lato colonnina; monofase/trifase, max 32 A (63 A) 230/400 V;



Figura 29: Connettore di ricarica Tipo 2

Tipo 3A: solo lato colonnina; monofase, max 16 A 230 V; si usa solo per veicoli leggeri;



Figura 30: Connettore di ricarica Tipo 3A

Tipo 3C: solo lato colonnina; monofase/trifase, max 32 A (63 A) 230/400 V; ormai in disuso;



Figura 31: Connettore di ricarica Tipo 3C

CHAdEMO: utilizzato per la ricarica veloce in DC; Standard giapponese, è il più diffuso al mondo; è già presente su veicoli Nissan, Mitsubishi, Peugeot e Citroen; sui veicoli sono presenti due connettori, uno in AC per la ricarica lenta, e uno in DC per la ricarica veloce;



Figura 32: Connettore di ricarica CHAdeMO

CCS (Combined Charging System): utilizzato per le ricariche veloci in DC; Standard europeo, consente con un unico connettore sia la ricarica veloce in corrente continua che la ricarica lenta in corrente alternata. In particolare, in Europa è realizzato a partire dal connettore Tipo 2, per questo lo Standard prende il nome di CCS Combo2. È adottato dalla BMW e Volkswagen.



Figura 33: Connettore di ricarica CCS Combo2

5.3.5 Connessione alla rete dei punti di ricarica

L’impatto delle stazioni di ricarica nella rete elettrica è notevole in considerazione dell’entità della potenza richiesta, dell’entità dell’energia richiesta e dell’entità del numero di stazioni prevedibili.

E’ interessante anche la disamina delle possibili connessioni alla rete delle stazioni di ricarica, se con infrastrutture di tipo privato o pubbliche, e nel caso di private aperte o meno al pubblico.

Dal punto di vista della connessione alla rete elettrica, è possibile classificare la tipologia di ricarica secondo questo schema ormai consolidato:

1. Ricarica privata presso abitazione, con collegamento allo stesso misuratore dell’abitazione
2. Ricarica privata presso box ovvero con misuratore separato rispetto all’abitazione
3. Ricarica pubblica dedicata esercita da terzi
4. Ricarica pubblica presso esercizio commerciale privato

I fattori che influenzano e determinano il costo medio del servizio di ricarica dei veicoli elettrici sono molteplici, causando sensibili variazioni a seconda della soluzione adottata.

Prima di tutto, tale costo è definito da due aspetti principali:

- Il costo per la fornitura di energia elettrica, che viene espresso dal valore medio dell’incremento registrato dalla spesa totale annua (data dalla somma delle spese per la materia energia, spese di trasporto e gestione del contatore, spese per oneri di sistema e spese per fiscalità) per la fornitura di energia elettrica rispetto al valore che si aveva nel caso di assenza del servizio di ricarica;
- Il costo per l’infrastruttura, che nel caso di servizio privato viene sostenuto completamente dal proprietario del veicolo, nel caso di servizio pubblico è invece di competenza del gestore del punto di

ricarica. Ne deriva che nel caso di colonnina pubblica il costo del servizio risulterà più alto in quanto comprenderà la quota per il ritorno dell'investimento per l'infrastruttura.

Altro parametro rilevante è la potenza della colonnina di ricarica (che determina la velocità della sessione), la quale influenza i due aspetti sopra riportati. In particolare, riguardo l'incidenza sulla fornitura dell'energia elettrica, questa è in parte proporzionale al valore della potenza impegnata, che risulta essere limitata per piccole utenze (fino 16,5 kW), mentre per utenze con alti fabbisogni energetici (utenze in MT o con potenza impegnata superiore a 16,5 kW) coincide con la massima potenza prelevata (con misurazione quartoraria) in un mese.

L'installazione di una colonnina di ricarica non comporta necessariamente un aumento della potenza impegnata, in quanto dipende dall'energia che effettivamente si vuole prelevare, dalla durata della sosta e dall'orario di prelievo, che va ad incidere sul fattore di contemporaneità con altri carichi.

Di seguito sono riportati i prezzi finali per il servizio di ricarica in diversi casi che si differenziano per gli aspetti prima detti, considerando una quota per i costi non energetici che corrispondono:

- In caso di ricarica privata, ai costi di acquisto, installazione e manutenzione dei sistemi per il controllo intelligente della ricarica;
- In caso di ricarica pubblica, a una quota dei costi di installazione e manutenzione e alla remunerazione per l'investimento del sistema di ricarica.

Tabella 7: Casi analizzati

Sigla	Descrizione sintetica del caso esempio
D_3kW 1	Ricarica privata presso abitazione (P= 3 kW), M.L. minimo
D_3kW 2	Ricarica privata presso abitazione (P= 3 kW), M. Tut.
D_3kW 3	Ricarica privata presso abitazione (P= 3kW), M.L. massimo
D_6kW 1	Ricarica privata presso abitazione (P= 6 kW), M.L. minimo
D_6kW 2	Ricarica privata presso abitazione (P= 6 kW), M. Tut.
D_6kW 3	Ricarica privata presso abitazione (P= 6 kW), M.L. massimo
Box_ind	Ricarica privata presso box che già dispone di misuratore separato, M.Tut.
Box_cond	Ricarica privata presso box in cui va installato misuratore separato, M.Tut.
Pubb 1	Ricarica pubblica dedicata (tariffa BTVE), prezzo minimo*
Pubb 2	Ricarica pubblica dedicata (tariffa BTVE), prezzo massimo*
Comm+0kW	Ricarica pubblica presso es. commerciale ($\Delta P=0$ kW), prezzo libero*
Comm+10kW	Ricarica pubblica presso es. commerciale ($\Delta P=10$ kW), prezzo libero*

NOTE: M.Tut.= Maggior Tutela , M.L. = Mercato Libero

Tabella 8: Prezzo finale per il servizio di ricarica di veicoli elettrici con indicazione dei vari importi. Valori espressi in [€/MWh]

CASI	Componenti del prezzo di fornitura dell'energia				Servizio di ricarica		
	amministrate		accisa	a mercato materia energia	prezzo finale fornitura di energia	stima dei costi non energetici*	prezzo finale servizio di ricarica
trasporto e gest. contatore	oneri generali di sistema						
D_3kW 1	9	77	50	63 (ML)	199	60	259
D_3kW 2	9	77	50	80	216	60	276
D_3kW 3	9	77	50	122 (ML)	258	60	318
D_6kW 1	55	77	54	65 (ML)	251	60	311
D_6kW 2	55	77	54	80	266	60	326
D_6kW 3	55	77	54	123 (ML)	309	60	369
Box_ind_3kW	43	100	15	84	242	60	302
Box_cond_3kW	99	158	15	179	451	60	511
Pubb 1	80	138	15	84	317	83	400
Pubb 2	80	138	15	84	317	183	500
Comm+0kW	10	66	15	84	175	75	250
Comm+10kW	77	127	15	84	303	75	378

NOTE: (ML) = prezzo sul "Mercato Libero"; ove non indicato è da intendersi prezzo di "Maggior Tutela".

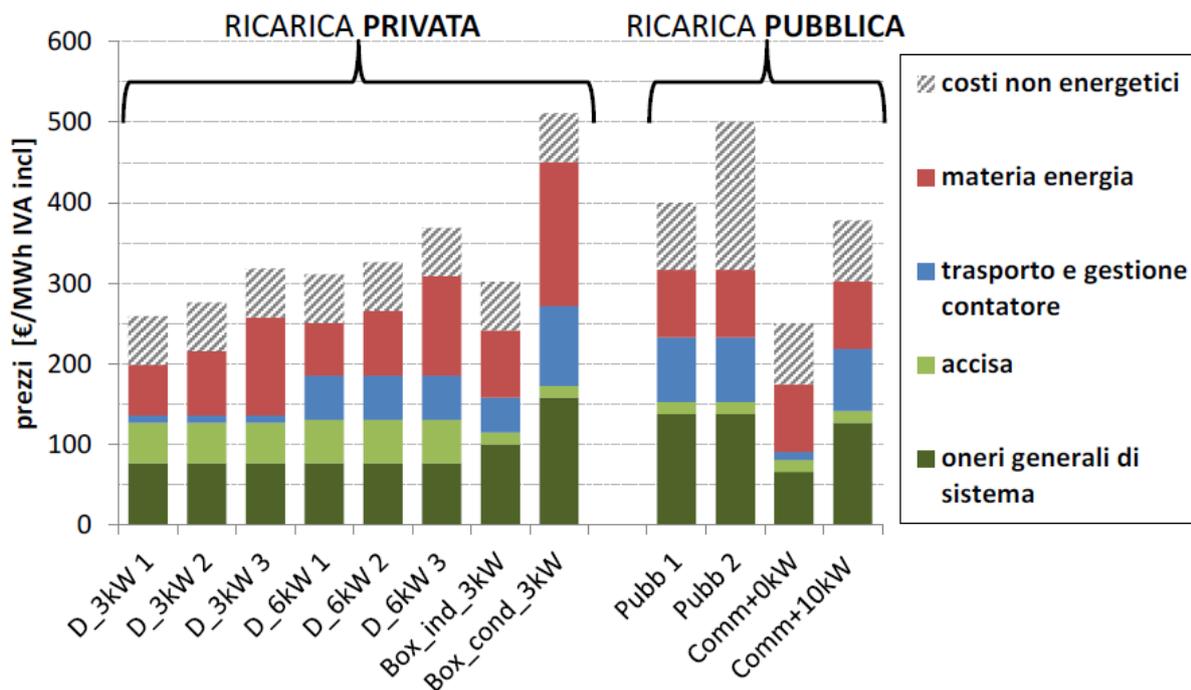


Figura 34: Confronto dei prezzi finali tra i vari casi considerati

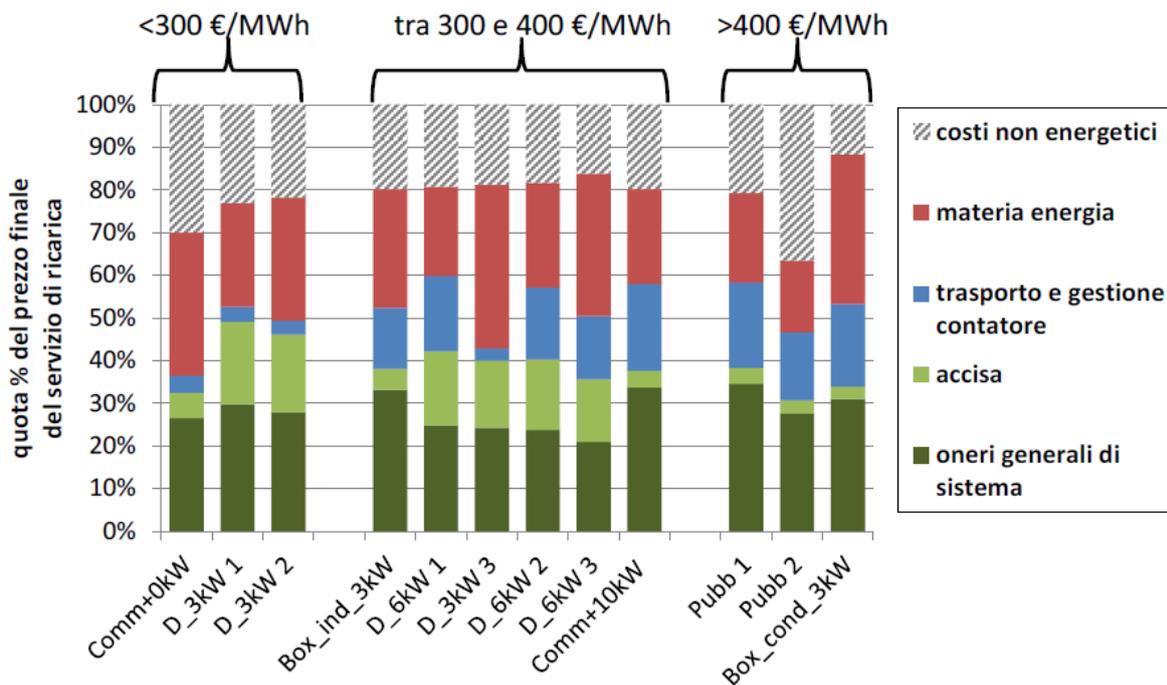


Figura 35: Ripartizione in percentuale dei prezzi finali per il servizio di ricarica

I grafici mostrano che i prezzi finali variano in un intervallo piuttosto ampio, tra i 250 e i 500 €/MWh. Le ricariche di tipo privato si concentrano soprattutto in fascia bassa, fino a circa 370 €/MWh, diversamente dalla ricarica pubblica che può arrivare a 500 €/MWh. Esistono comunque delle eccezioni, come la ricarica privata in box condominiale con potenza da 3kW che risulta più costosa o la ricarica pubblica presso un esercizio commerciale senza variazione della potenza impegnata più economica. Tali differenziazioni dipendono da diverse situazioni che si possono presentare:

- Possibilità di realizzare una infrastruttura di ricarica su impianto elettrico esistente, contro necessità di realizzare un'infrastruttura dedicata;
- Necessità di aumentare la potenza impegnata, o realizzare sistemi di gestione di carichi che permettano di non applicare alcuna variazione;
- Diverse offerte sul mercato libero per la fornitura di energia.

Dai risultati mostrati, si evince come al momento la quota per il trasporto e gestione del contatore vari tra il 2 % e il 20 % (a seconda della potenza impegnata), mentre gli oneri fiscali tra il 30 % e il 50 %.

Ulteriori variazioni possono registrarsi in caso in cui l'utenza sia provvista di un sistema di generazione (fotovoltaico, cogeneratore, ecc.), che porterebbe a un ulteriore abbassamento dei prezzi riportati, aumentando la quota di autoconsumo.

5.4 Building automation

La diffusione delle tecnologie di comunicazione tra vari dispositivi è stata applicata anche nel contesto di abitazioni e edifici per il controllo automatico degli impianti tecnici attraverso software e prodotti di vario genere, che hanno portato alla definizione dell'Home and Building Automation (HBA).

Con tale espressione si intende un sistema (BACS o HBES) che si basa su una comunicazione con sistemi BUS per controllare e comandare un insieme di funzioni all'interno di un edificio a uso residenziale, civile, terziario o industriale.

Si definisce:

- HBES se conforme alla serie di Norme CEI EN 50090 del CLC/CT205
- BACS se conforme alle Norme EN ISO 16484 del CEN/TC247

La caratteristica fondamentale di un sistema HBES è la digitalizzazione dei comandi.

La progettazione e l'installazione di sistemi BUS per la casa e negli edifici (HBES) è regolamentata nelle norme CEI 205-2 e 205-14. Come detto sopra, questi sistemi si basano su comunicazione BUS (binary unit system), in cui le informazioni sono trasferite digitalmente (segnali elettrici) secondo un sistema sequenziale e seguendo un protocollo ben definito.

Esistono ormai diversi protocolli di comunicazione, ma il più affermato a livello mondiale per la gestione di impianti tecnici di un edificio è il Konnex (KNX). La norma di riferimento in questo caso è la EN 50090.

Un sistema HBES è costituito da un'architettura ad intelligenza distribuita, contenente:

- componenti di sistema per l'alimentazione, la protezione ed il funzionamento della rete di alimentatori, cavi, accoppiatori, ecc.;
- sensori o dispositivi di ingresso (comandi, sensori, ecc.);
- attuatori o dispositivi di uscita (interruttori, regolatori, valvole, ecc.).

è definito ad intelligenza distribuita perché ogni componente dell'impianto è dotato di un'intelligenza autonoma con capacità di elaborazione e memorizzazione. Non è necessario un componente centrale o computer. Ciascun componente è programmato per svolgere autonomamente la sua funzione. Questi si distinguono in sensori e attuatori.

I sensori rappresentano i dispositivi di ingresso perché costituiscono l'interfaccia del sistema verso il mondo esterno ovvero gli utenti e i parametri ambientali.

Gli attuatori rappresentano i dispositivi di uscita perché costituiscono i comandi verso gli apparati di macchine o impianti da regolare.

La digitalizzazione dei comandi consente:

- di automatizzare alcune operazioni;
- di realizzare scenari di funzionamento attivabili secondo schemi logici complessi;
- di tracciare tutte le informazioni e quindi supervisionare e memorizzare;
- di remotizzare qualsiasi comando verso postazioni remote anche fuori dal contesto degli impianti tramite applicativi web.

Per quanto riguarda i supervisor è possibile definire:

- supervisor locali di appartamento;
- supervisor centralizzati di edificio.

Le funzioni eseguibili in un impianto tecnico possono essere suddivise in:

- funzioni elementari, allocate all'interno dei componenti HBES, sono quelle che si sarebbero realizzate con un sistema tradizionale (accensione luce, termoregolazione con orario, ecc.);
- funzioni complesse, allocate in un supervisore locale o centralizzato, sono quelle costituite da un insieme di funzioni elementari che seguono logiche booleane, orarie o ancora più complesse.

Un sistema di gestione energetica dell'edificio nel suo complesso è definito Building Energy Management System BEMS. Il BEMS è un sistema di controllo basato sul monitoraggio delle apparecchiature meccaniche ed elettriche dell'edificio.

L'ottimizzazione dei BEMS dipende dall'installazione, dall'operatore, dai livelli di controllo, dalla suddivisione

delle zone, oltre che dal tipo di ambiente in cui la soluzione viene applicata.

La norma europea CEN-EN15232 “Energy performance of buildings – Impact of Building Automation, Controls and Building Management” definisce i metodi per la valutazione del risparmio energetico conseguibile in edifici ove vengano impiegate tecnologie di gestione e controllo automatico degli impianti tecnologici e dell’impianto elettrico [12].

E’ interessante notare come tutta la normativa sulla valutazione della prestazione energetica degli edifici considera negli algoritmi di calcolo l’incidenza non solo delle macchine e dei sistemi ma anche dei sistemi di controllo [9].

5.4.1 BACS nel settore energetico

La performance energetica degli edifici è uno degli elementi chiave per limitare il consumo di energia. Il Manifesto Europeo dell'Energia afferma che *"l'Unione Europea ha i poteri e gli strumenti necessari per attuare politiche energetiche volte a garantire l'approvvigionamento energetico, a garantire che i prezzi non compromettano la competitività europea, a proteggere l'ambiente combattendo il cambiamento climatico e a migliorare le reti energetiche; i paesi membri hanno il diritto di sviluppare liberamente le risorse energetiche che considerano, a condizione che tengano conto degli obiettivi europei in materia di energie rinnovabili"*.

Le intenzioni dell'Unione Europea si esprimono principalmente in due direttive:

- "Direttiva sul rendimento energetico nell'edilizia" (EPBD): Direttiva 2010/31/UE dell'Unione Europea Parlamento e del Consiglio del 19 maggio 2010 sul rendimento energetico degli edifici";
- "Direttiva sull'efficienza energetica: Direttiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 sull'efficienza energetica", che modifica le Direttive 2009/125/CE e 2010/30/EU e abroga le Direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE.

L'obiettivo di queste direttive è quello di migliorare il rendimento energetico degli edifici all'interno dell'UE. Le direttive devono essere recepite dagli Stati membri attraverso opportune leggi nazionali. La legislazione europea che collega l'automazione degli edifici all'efficienza energetica è la norma EN 15232-1:2017 - "Prestazione energetica degli edifici - Parte 1: Impatto dell'automazione degli edifici, dei controlli e della gestione degli edifici - Moduli M10-4,5,6,6,7,8,9,10".

Standard EN 15232-1:2017 “Energy performance of buildings

La norma europea in questione specifica:

- Un elenco dei sistemi di controllo e delle funzioni di automazione degli edifici e di gestione tecnica degli edifici che influiscono sull'efficienza energetica dell'edificio;
- un metodo per definire i requisiti minimi dei sistemi di controllo;
- Metodi dettagliati per calcolare l'effetto di queste funzioni su un determinato edificio.

Sono definite quattro "classi BAC" (da D ad A in ordine crescente di efficienza).

- La classe D corrisponde agli edifici inefficienti. Ciò include il caso in cui l'edificio non ha sistemi di controllo; questo può essere il caso per gli edifici esistenti, ma non per i nuovi edifici.
- La classe C è associata agli edifici dotati di sistemi BACS standard.
- La classe B è associata agli edifici dotati di sistemi BACS e TMS (Technical Management System).
- La classe A corrisponde alla massima efficienza raggiungibile e rappresenta un miglioramento rispetto alla classe B.

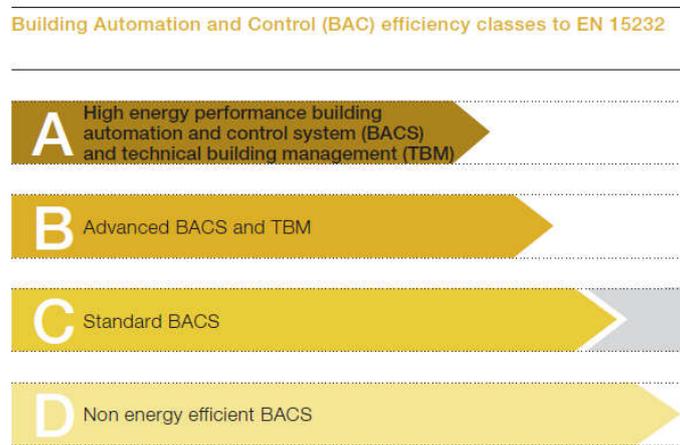


Figura 36: BACS e classi di efficienza

5.4.2 Procedura di calcolo dell'efficienza energetica con sistemi BAC

Calcolo dettagliato

Quando tutte le caratteristiche del sistema e dell'edificio sono note in dettaglio, si può effettuare un calcolo dettagliato. Lo standard propone cinque approcci distinti:

- Approccio diretto: consiste nella simulazione oraria del funzionamento del sistema. Tuttavia, questo non può essere utilizzato quando l'effetto del sistema di controllo introduce variazioni temporali più velocemente che il passo temporale della simulazione.
- Approccio del modo operativo: consiste nella valutazione di ogni singolo modo operativo e nella finale somma dei consumi energetici calcolati.
- Approccio temporale: utilizzato quando i sistemi di controllo hanno un impatto importante e diretto sul tempo di funzionamento dei dispositivi.
- Approccio termico: utilizzato quando i sistemi di controllo hanno un impatto significativo sulla temperatura nelle camere.
- Approccio del coefficiente di correzione: utilizzato quando i sistemi di controllo hanno un impatto complesso su varie caratteristiche (ad es. temperatura, tempo).

Calcolo semplificato

Il metodo dei fattori BAC ha origine da indagini statistiche. È utile sia per la pianificazione che per i sistemi di prova. Si basa su fattori di efficienza che esprimono il risparmio energetico che si può ottenere a seconda della tipologia dell'edificio e dei sistemi utilizzati. Questi fattori sono stati pre-calcolati per vari tipi di edifici. Due serie di fattori sono stati prodotti, relativi rispettivamente ai sistemi di riscaldamento e agli impianti elettrici.

Ogni edificio, nuovo o ristrutturato, è associato ad una determinata classe. Supponendo che la classe C corrisponda ad un sistema BACS di base, questo può essere considerato uno standard di riferimento. La

norma mostra quindi come Il consumo di energia può essere ridotto grazie all'efficienza del sistema di automazione dell'edificio, con riferimento al riscaldamento e all'elettricità.

Riscaldamento / Raffrescamento in Edifici non Residenziali								
Tipologia Edificio / Locale	Classi e Fattori di efficienza BAC/HBES				Risparmio adottando le Classi B e A al posto di C o D			
	D	C	B	A	B/C	B/D	A/C	A/D
	Senza automazione	Automazione Standard	Automazione Avanzata	Alta Efficienza				
Uffici	1,51	1,00	0,80	0,70	20%	47%	30%	54%
Sale di lettura	1,24	1,00	0,75	0,50	25%	40%	50%	60%
Scuole	1,20	1,00	0,88	0,80	12%	27%	20%	33%
Ospedali	1,31	1,00	0,91	0,86	9%	31%	14%	34%
Hotel	1,31	1,00	0,75	0,68	25%	43%	32%	48%
Ristoranti	1,23	1,00	0,77	0,68	23%	37%	32%	45%
Negozi / Grossisti	1,56	1,00	0,73	0,60	27%	53%	40%	62%
Riscaldamento / Raffrescamento in Edifici Residenziali								
Case monofamiliari Appartamenti in condominio Atri residenziali	1,10	1,00	0,88	0,81	12%	20%	19%	26%

Figura 37: fattori di efficienza BAC per riscaldamento e raffrescamento

Energia Elettrica in Edifici non residenziali								
Tipologia Edificio / Locale	Classi e Fattori di efficienza BAC/HBES				Risparmio applicando le Classi B e A al posto di C o D			
	D	C	B	A	B/C	B/D	A/C	A/D
	Senza automazione	Automazione Standard	Automazione Avanzata	Alta Efficienza				
Uffici	1,10	1,00	0,80	0,70	20%	27%	30%	36%
Sale di lettura	1,06	1,00	0,75	0,50	25%	29%	50%	53%
Scuole	1,07	1,00	0,88	0,80	12%	18%	20%	25%
Ospedali	1,05	1,00	0,91	0,86	9%	13%	14%	18%
Hotel	1,07	1,00	0,85	0,68	15%	21%	32%	36%
Ristoranti	1,04	1,00	0,77	0,68	23%	26%	32%	35%
Negozi / Grossisti	1,08	1,00	0,73	0,60	27%	32%	40%	44%
Energia Elettrica in Edifici Residenziali								
Case monofamiliari Appartamenti in condominio Atri residenziali	1,08	1,00	0,93	0,92	7%	14%	8%	15%

Figura 38: fattori di efficienza BAC per l'energia elettrica

L'impatto dei sistemi di controllo non riguarda solo l'efficientamento dei consumi energetici ma anche la possibilità di implementare logiche di controllo del carico.

In virtù dell'opportunità di adottare sistemi di controllo, gli edifici entrano a fare a parte delle risorse per il Demand Side Management (DSM), come sarà illustrato di seguito.

Il DSM viene definito come "la pianificazione, l'implementazione e il monitoraggio delle attività destinate a intervenire sull'utilizzo dell'energia elettrica da parte dei consumatori tali da produrre modificazioni favorevoli nella curva di carico, i.e., profilo e ampiezza del carico".

Il DSM può essere attuato secondo quattro diverse operazioni:

1. Uso di dispositivi ad alta efficienza;
2. Modulazione del carico attraverso sensori e dispositivi smart;
3. Uso di sistemi di controllo standard per attivare o disattivare i dispositivi utilizzatori al bisogno;
4. Implementare sistemi di comunicazione tra gli utenti finali e terze parti.

Le tecniche di DSM conferiscono al consumatore la possibilità di essere attore nel processo energetico, tramutandosi nella figura più correttamente definita come “prosumer”, in quanto è anche in grado di produrre ed immettere energia in relazione alla propria dotazione di sistemi di generazione locale.

Un edificio o gruppo di edifici può essere connesso a sistemi di generazione da fonte rinnovabile situati in loco mediante una microgrid.

La presente ricerca propone un modello di microgrid per edifici che consenta anche la possibilità di implementare logiche di DSM attraverso un sistema centralizzato di controllo e supervisione.

Ai fini del DSM, i carichi elettrici presenti in un edificio possono essere distinti in tre categorie:

1. Carichi non controllabili: non possono essere traslati nel tempo, poiché eventuali modifiche arrecherebbero discomfort agli utenti (e.g. illuminazione, cucina, multimedia)
2. Carichi controllabili: possono essere traslati nel tempo a patto di limitazioni su una scala temporale inferiore al quarto d’ora (e.g. frigoriferi, pompe di calore).
3. Carichi programmabili: possono essere traslati nel tempo (e.g. elettrodomestici quali lavatrici e lavastoviglie) ma non è opportuno interromperli una volta avviati i cicli.
4. Carichi gestibili: possono essere traslati nel tempo e interrotti per poi essere ripresi entro limiti tecnici di funzionamento ottimale.

Tabella 9: Classificazione dei carichi

Carichi	Traslazione temporale dell’avvio del ciclo	Interrompibilità
Non controllabili	NO	NO
Controllabili	SI’ entro limiti	NO
Programmabili	SI’	NO
Gestibili	SI’	SI’

Le stazioni di ricarica dei veicoli costituiscono un esempio di carichi gestibili.

I sistemi HVAC possono costituire un importante carico programmabile o gestibile.

Il termine *demand side management* (DSM) si riferisce all’implementazione di programmi che modificano la domanda di energia del sistema, ossia, ogni attività che influenza il carico dal lato dell’utenza. Le attività di DSM possono essere dirette ad applicazioni di carico base, intermedio o di picco. Con riferimento alla curva di carico giornaliera, gli obiettivi delle azioni di DSM possono essere:

- *Flexible load shape*: flessibilità della forma della curva di carico;
- *Peak clipping*: riduzione dei picchi di carico;
- *Strategic conservation*: riduzione complessiva della curva di carico (in modo pressoché equamente ripartito);
- *Strategic load growth*: incremento complessivo della curva di carico (in modo equamente ripartito);
- *Valley filling*: incremento delle valli di carico;
- *Load shifting*: spostamento del carico dai picchi alle valli, con riduzione dei picchi e incremento delle valli (in modo da rendere la curva di carico più piatta).

5.5 BIM

Il BIM, Building Information Modeling, ossia modello informativo di una costruzione, è una rappresentazione digitale delle caratteristiche fisiche e funzionali di una struttura. Il BIM va inteso come una metodologia e non come un semplice strumento software, che consente di generare un modello virtuale contenente tutte le informazioni sull'edificio, non solo relativa alla fase di progetto, ma all'intero ciclo di vita. Più in dettaglio, il BIM può essere immaginato come un processo di:

- progettazione
- realizzazione
- gestione e manutenzione
- programmazione

di una costruzione che utilizza un modello informativo, ossia un modello che ne contiene tutte le informazioni che riguardano il suo intero ciclo di vita, dal progetto alla costruzione, fino alla sua demolizione e dismissione. Grazie al BIM è possibile creare un modello virtuale di edificio che non è una semplice rappresentazione tridimensionale, ma un modello dinamico che contiene una serie di informazioni su geometria, materiali, struttura portante, caratteristiche termiche e prestazioni energetiche, impianti, costi, sicurezza etc.

Dunque, grazie alla metodologia BIM l'edificio viene "costruito" prima nella sua realizzazione fisica, mediante un modello virtuale, attraverso la collaborazione ed i contributi di tutti gli attori coinvolti nel progetto (architetti, ingegneri, progettisti consulenti etc). Caratteristica principale di tale filosofia è un approccio altamente strategico, che offre la possibilità di analizzare l'oggetto architettonico e valutare le sue prestazioni già in fase progettuale. Quindi dal semplice disegno di oggetti architettonici parametrici (travi, pilastri, muri, finestre etc.) si ottengono automaticamente piante, prospetti, sezioni, assonometrie, tutte costantemente allineate ed aggiornate rispetto al progetto: ad ogni variazione del modello virtuale BIM corrisponde una variazione automatica e dinamica di tutti gli elaborati del progetto. Ciò si traduce in un aumento della produttività, in quanto si annulla completamente la possibilità di commettere errori o avere disallineamenti tra i vari elaborati progettuali.

Il progettista termotecnico può contare sull'ausilio della tecnologia BIM: al solito, preleva il modello geometrico e ne definisce tutte le caratteristiche energetiche (stratigrafia, trasmittanze, componenti, sistemi di generazione, etc). È possibile ottenere il riconoscimento automatico di ponti termici, simulare lo studio dell'ombreggiamento etc. fino ad ottenere il modello energetico (BEM, Building Energy Model). Grazie a questo modello il progettista può effettuare le dovute analisi nelle diverse fasi della progettazione, riuscendo a prevedere e di conseguenza a comprendere, quello che sarà il reale comportamento che avrà l'edificio quando sarà costruito. Grazie all'integrazione BIM con l'impiantistica è possibile arricchire il modello 3D con tutti gli elementi impiantistici (corrugati, percorsi di cavi, cassette di derivazione, quadri elettrici, tubazioni, generatori di calore etc.).

Evidentemente, senza l'utilizzo della tecnologia BIM, la progettazione impiantistica resta fine a sé stessa e non è possibile avere una visione d'insieme.

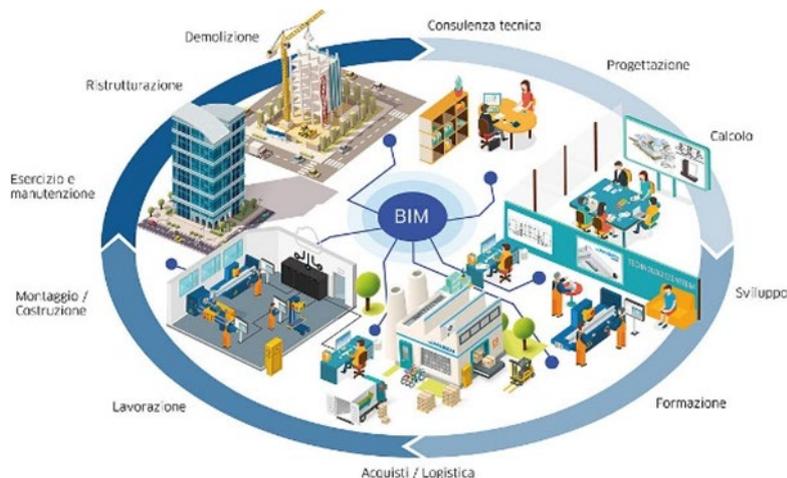


Figura 39: Visione d'insieme BIM

Nella pratica è possibile effettuare delle simulazioni sul modello virtuale, prevedendo la risposta del modello reale. Ciò comporta un vantaggio enorme, sia in termini di tempo che di costi. Oltre ai vantaggi notoriamente legati alle attività di progetto e realizzazione, anche la fase di manutenzione trova notevoli benefici: valutare gli effetti dei possibili interventi sul modello virtuale consente di definire in maniera assolutamente oggettiva quale sarà l'intervento migliore.

In sintesi, l'adozione del software BIM consente notevoli vantaggi che si traducono in:

- risparmio di tempi e costi: il progettista non dovrà più disegnare una quantità spropositata di linee, polilinee e forme geometriche varie, ma dovrà semplicemente inserire oggetti dotati di specifiche proprietà ed informazioni di vario genere (materiali, costi, capacità termiche, manutenzione, etc.)
- riduzione degli errori: gli elaborati grafici (piante, prospetti e sezioni) costituiscono semplici viste differenti dello stesso oggetto. Una qualsiasi modifica al modello BIM si ripercuote su tutte le viste/grafici generati
- maggiore semplicità, cosicché risulta semplice generare modelli anche complessi.

Inoltre, se si pensa alla progettazione di un edificio, nella progettazione CAD tradizionale vengono di solito rappresentate solo alcune porzioni del manufatto tralasciandone altre e la computazione dei materiali viene gestita separatamente su appositi software. Nei progetti di tipo BIM, invece, viene riprodotto ogni centimetro lineare sui tre piani x, y, z ed il computo metrico estimativo è puntuale e viene generato automaticamente all'interno del progetto stesso. Il sistema di restituzione grafica e computazionale si aggiorna in tempo reale rispetto alle modifiche apportate al progetto e/o al componente, questo comporta un notevole risparmio di tempo per il progettista nella redazione degli elaborati tecnici ed estimativi. L'approccio BIM, inoltre, costituisce un ineguagliabile strumento di collaborazione tra le figure coinvolte nelle fasi progettuali, di realizzazione e di gestione dell'opera. In particolare, un'adeguata comunicazione tra i progettisti dell'edificio, delle strutture e degli impianti è elemento essenziale per evitare errori di progettazione e conseguenti varianti in corso d'opera durante la fase di cantierizzazione, ottimizzando così tempi e costi di realizzazione. Questo controllo e coordinamento diventa possibile attraverso l'uso di simulatori per il calcolo delle interferenze, non esistenti nella tradizionale progettazione CAD, che individuano la sovrapposizione tra gli elementi impiantistici, strutturali e architettonici.

Se si prende come esempio un condizionatore d'aria: questo all'interno di un progetto BIM contiene, non solo le informazioni dimensionali e prestazionali, ma anche i dati relativi al suo fornitore, le portate, le modalità d'installazione, le procedure e le tempistiche di manutenzione, ecc.

Operare con la metodologia BIM vuol dire, come già detto, creare un modello virtuale di un edificio e avere la possibilità di effettuare tutte le operazioni desiderate (sia nella fase progettuale e realizzativa che in quella di management) su tale modello, riuscendo a prevedere il comportamento dell'edificio reale.



Figura 40 Sintesi caratteristiche BIM

Di nostro interesse è quindi la possibilità di creare un modello virtuale dell'edificio che contenga oltre ai dati geometrici anche tutti i dati e le informazioni energetiche, come ad esempio impianti, tipologia di isolamento, involucro opaco, strutture vetrate, apporti energetici, dati climatici, apporti interni, aspetti e caratteristiche di riscaldamento, raffrescamento e ventilazione.

In questo campo potremmo parlare di un vero e proprio modello energetico del sistema edificio/impianto, che ci consente di sfruttare tutte le potenzialità del BIM.

Secondo i metodi tradizionali, la progettazione e la valutazione delle prestazioni energetiche è legata ad una fase finale e conclusiva del processo progettuale, quando ormai le caratteristiche del progetto sono difficilmente modificabili rendendo il processo tradizionale particolarmente oneroso. Un evidente vantaggio del BIM è quello di esportare i modelli direttamente verso software per l'analisi energetica attraverso l'interoperabilità tra i diversi applicativi.

Un software BIM per la certificazione energetica e la verifica delle prestazioni energetiche degli edifici deve rispondere a una serie di requisiti fondamentali, quali:

- consentire l'importazione di un modello IFC (Industry Foundation Class, formato dati aperto progettato per trasmettere tutte le informazioni dell'edificio durante tutto il suo ciclo di vita)
- permettere la creazione di un modello energetico del sistema edificio-impianto (BEM – Building Energy Model)
- permettere la verifica delle prestazioni energetiche direttamente dal modello BIM
- esportare nuovamente il formato in file IFC contenente tutte le informazioni energetiche

Ovviamente deve anche generare secondo le norme in vigore, rilasciare l'Attestato di Prestazione Energetica (APE) e l'Attestato di Qualificazione Energetica (AQE). Grazie al modello energetico, il progettista potrà effettuare le dovute analisi nelle diverse fasi della progettazione, riuscendo a prevedere, e di conseguenza a comprendere, quello che sarà il reale comportamento che avrà l'edificio quando sarà costruito.

Esistono alcuni software che riescono ad interoperare in ambiente BIM in modo multidisciplinare condividendo un'unica piattaforma di scambio. Per esempio il tool dei software della ACCA: Edificius, Termus, Impiantus.

TerMus è il software BIM per la certificazione energetica e la verifica delle prestazioni energetiche degli edifici. Consente al tecnico di disegnare il modello energetico dell'edificio con oggetti BIM 3D quali muri,

porte, finestre etc. Dispone di un ampio catalogo online di oggetti con proprietà che descrivono con estrema precisione il comportamento energetico.

Sarebbe auspicabile l'individuazione automatica dei ponti termici, sia quelli relativi alle deviazioni di forma (angoli) e interruzione nelle strutture (finestre, solai, etc) che quelli relativi a combinazioni di materiali con diverse conducibilità (travi, pilastri etc.). tale operazione, infatti, risulta piuttosto complessa se deve essere realizzata "manualmente" dal progettista, mentre risulta assolutamente agevole se ricavata dal modello energetico.

Per il calcolo e le verifiche di legge con la diagnostica in tempo reale e la termografia 3D deve calcolare:

- l'energia prima rinnovabile e non rinnovabile
- gli indici di prestazione energetica
- il fabbisogno di acqua calda sanitaria
- la trasmittanza termica periodica (UNI EN ISO 13786) e della massa superficiale
- il rischio di formazione condensa
- i rendimenti degli impianti di climatizzazione e di ventilazione
- i consumi per l'illuminazione artificiale
- i contributi energetici da fonti rinnovabili (Solare termico, solare fotovoltaico, generatori a biomassa e pompe di calore)

La modellazione BIM de sistema edificio-impianto offre anche il vantaggio di vedere in modo semplice e veloce i risultati di calcolo.

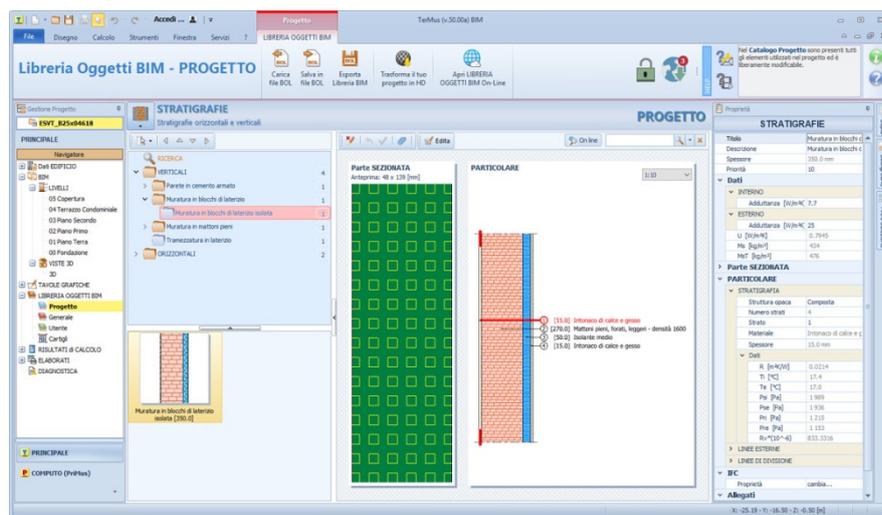


Figura 41 TerMus - BIM, libreria oggetti

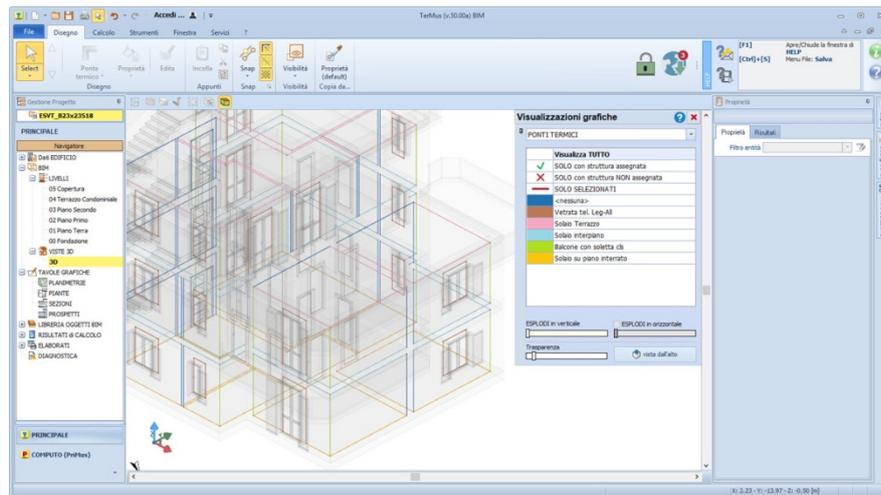


Figura 42 TerMus - BIM, individuazione automatica dei ponti termici

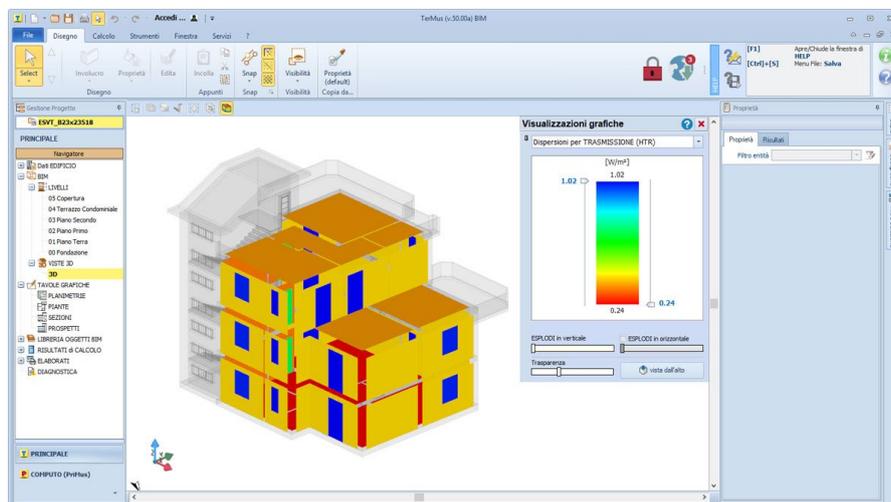


Figura 43 TerMus – BIM, visualizzazione dei risultati sul modello virtuale

Per operare in TerMus è possibile ricostruire il modello informativo energetico a partire dal modello digitale IFC dell'edificio importato da qualsiasi software BIM authoring quale ad esempio Edificius.

Edificius è un software ideato per fare progettazione architettonica 3D in maniera semplice ed efficace. Fornisce all'utente tutti gli elementi necessari per lavorare ai massimi livelli di tecnologia ed in conformità con il nuovo contesto normativo definito dalla European Union Public Procurement Directive (EUPPD), la direttiva europea che introduce il software BIM negli appalti pubblici, e il nuovo Codice degli Appalti (D.Lgs.50/2016). Come già detto si integra con altri software BIM, nello specifico con TerMus per l'analisi delle prestazioni energetiche e la certificazione energetica degli edifici.

La progettazione architettonica diventa quindi realizzabile con un unico software BIM, adatto per architettura, spazi esterni e giardini, design di interni. Edificius è già in grado di fornire all'utente tutto ciò che serve per la presentazione del progetto (rendering automatici, video e animazioni, strumenti per inserimento foto ed un catalogo online di texture HD e modelli 3D).

Come si è visto finora, il BIM mette a disposizione un modello che contiene tutte le informazioni che riguardano il suo intero ciclo di vita. Ciò significa che tutti i dati rilevanti sono acquisiti digitalmente, combinati e collegati durante l'intero ciclo di vita di un progetto di costruzione, con il risultato di una rete di informazioni comprensibile, trasparente e resiliente per tutti i partecipanti al progetto.

Varianti in corso d'opera e spese impreviste possono essere in questo modo evitate o quanto meno notevolmente ridotte. Il modello virtuale, infatti, consente una visualizzazione dettagliata dello sviluppo dei

costi in risposta a cambiamenti o adattamenti; in questo modo il modello può essere utilizzato per stimare in modo ottimale i bisogni di risorse (materiale, manodopera, tempo).

Sulla base di questo modello di dati multidimensionale, il BIM rende possibile un livello di sicurezza in termini di costi, progettazione e programmazione. Al pari di software di progettazione, anche i software per la valutazione economica del progetto devono anche evolvere ed essere in grado di garantire l'integrazione del computo nella piattaforma collaborativa BIM. ACCA software presenta una novità rivoluzionaria: il primo computo automatico con Intelligenza Artificiale (IA).

PriMus-IFC è il software che consente di ottenere in automatico il computo metrico direttamente da file IFC di modelli BIM. Grazie alle funzioni di IA acquisisce ed automatizza i processi di computazione di una costruzione a partire dalle scelte effettuate dall'operatore al fine di ottenere il computo metrico estimativo delle varie parti del manufatto edilizio. Il tutto avviene in semplici passaggi.



Figura 44: Primus per il computo metrico

In questo ambito l'enorme vantaggio della realtà virtuale è che attraverso l'immersione sensoriale si percepiscono proporzioni e dimensioni in maniera realistica. La possibilità di presentare al committente l'idea progettuale, di "entrare" nel progetto per comprenderlo in un modo molto diretto ed intuitivo, semplifica estremamente il lavoro di tecnici e progettisti nella fase di promozione.

La realtà virtuale nasce dalla volontà di "replicare" la realtà in un mondo non reale, riproducendone le caratteristiche dal punto di vista sensoriale al fine di compiere azioni nello spazio virtuale superando limiti fisici, economici, di sicurezza.

In generale, si può affermare che, invece, la realtà aumentata è basata sul potenziamento dei sensi, mentre quella virtuale sull'esaltazione dei sensi. La realtà aumentata ben si presta ad applicazioni di interior design: ad esempio, disponendo di una stanza vuota, si potrebbero applicare dei marcatori sulle pareti e riprendere la stanza con la telecamera dello smartphone, che mediante apposita App, mostra il risultato finale costituito dalle pareti e i pavimenti reali e dagli oggetti di arredo virtuali.

La realtà virtuale applicata all'architettura consente di condividere l'intero modello 3D renderizzato. Il tecnico, l'impresa o il committente possono viaggiare nel progetto e vivere le scelte di design: gli spazi architettonici, gli arredi, i materiali, la sistemazione degli spazi esterni. Il coinvolgimento è assicurato e la trasmissione dell'informazione è al massimo livello.

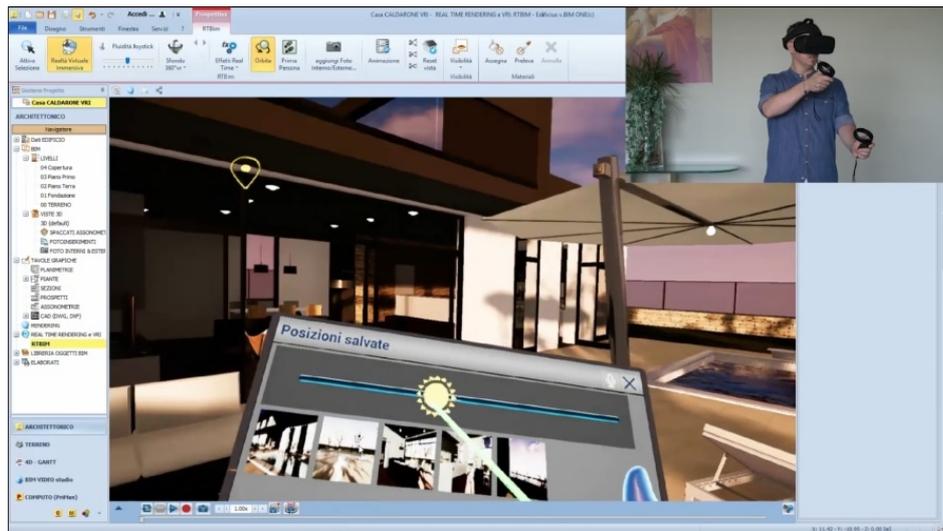


Figura 45 Esempio di realtà virtuale immersive con Edificius

Integrando la realtà virtuale immersiva (VRi) al BIM, il modello non resta un elemento statico, ma detiene un valore aggiunto: il tecnico, come qualsiasi figura coinvolta, può immergersi completamente nel modello 3D/BIM in scala 1:1 che può essere manipolato, fornendo un sensore di presenza immersiva e accurato in uno spazio che ancora deve essere costruito.



Figura 46 Esempio di realtà virtuale immersiva

Con l'ausilio di questa tecnologia risulta molto più semplice ed immediato comunicare all'interlocutore le proprie idee di progetto: il committente ha davvero la possibilità di "vivere" il progetto prima ancora della sua realizzazione, riducendo al minimo la possibilità di fraintendimento.

Sinteticamente possono essere indicati i vantaggi della realtà virtuale immersiva applicata all'architettura:

- navigazione nei modelli BIM in realtà virtuale immersiva direttamente dal software
- miglioramento del modo di progettare e trasformazione del rapporto con gli stakeholders coinvolti
- ogni modello BIM diventa un ambiente interattivo che risponde agli input e offre spunti immediati per migliorare il progetto
- possibilità di esplorazione dal vivo del progetto, vedendolo in ogni dettaglio come se fosse già realizzato
- modifica in Real time del modello BIM in cui si sta navigando dall'ambiente di realtà virtuale immersiva grazie all'integrazione con il software BIM per l'architettura e il design
- formazione sicurezza nei cantieri
- controllo di ogni minimo dettaglio e visione dell'impianto come se fosse già realizzato.

5.6 Blockchain

La blockchain, letteralmente "catena di blocchi", è un registro di dati basato sulla *Distributed Ledger Technology* ed è una sottofamiglia di tecnologie in cui il registro è strutturato come una catena di blocchi. In tale rappresentazione, le modifiche possono essere apportate solamente aggiungendo nuove informazioni a valle dell'ultimo blocco ed i blocchi sono collegati tra di loro proprio come in una catena. Ciascun blocco contiene un insieme di transazioni, la cui validazione è affidata a un meccanismo di consenso, distribuito su tutti i nodi della rete che sono autorizzati a partecipare al processo di validazione delle transazioni da includere nel registro. Questo processo, necessario per certificare le transazioni nella blockchain, prende il nome di *mining* e viene svolto dai cosiddetti "miners" che consentono l'inserimento di un nuovo blocco di dati all'interno della catena.

Esistono due tipologie di blockchain:

- Blockchain *permissionless*: è una blockchain pubblica (la più conosciuta è Bitcoin), in cui i dati presenti sono condivisi con tutti i nodi della rete; chiunque può entrare a farne parte. Grazie al sistema di consenso totalmente distribuito i nodi possono disporre di una copia di tutte le transazioni avvenute nella rete. Poiché in questo caso gli utenti sono sconosciuti, e non vi è fiducia tra i vari nodi, i meccanismi di mining sono molto onerosi e ne consegue la nascita di *mining farm* (strutture dotate delle apparecchiature necessarie per effettuare *blockchain mining*);
- Blockchain *permissioned*: è una blockchain privata costituita da un numero di nodi ridotto rispetto a quelli presenti in una blockchain pubblica; questa può trovare applicazione anche nelle aziende. È presente un amministratore che gestisce l'iscrizione dei *peer*, i quali si conoscono tra loro e quindi c'è più fiducia perché non è una blockchain aperta a tutti. Per via di questi fattori si evitano meccanismi di mining molto onerosi, rendendo il meccanismo di consenso più veloce ed efficiente.

Come risultato del meccanismo di consenso, il registro distribuito contiene tutte le transazioni che sono state eseguite e condivise tra le parti autorizzate. Ogni transazione, quindi, è verificata dal consenso dei partecipanti al sistema. La verifica viene fatta sulla correttezza semantica e sintattica del blocco, dunque vi è un problema anche di validazione della sorgente dei dati.

Una volta inserite, le informazioni non possono essere cancellate o modificate a meno di non invalidare l'intera struttura. Non è richiesto che i nodi coinvolti conoscano l'identità reciproca o si fidino l'un l'altro; difatti, per garantire la coerenza tra le varie copie, l'aggiunta di nuovo blocco è globalmente regolata da un protocollo condiviso.

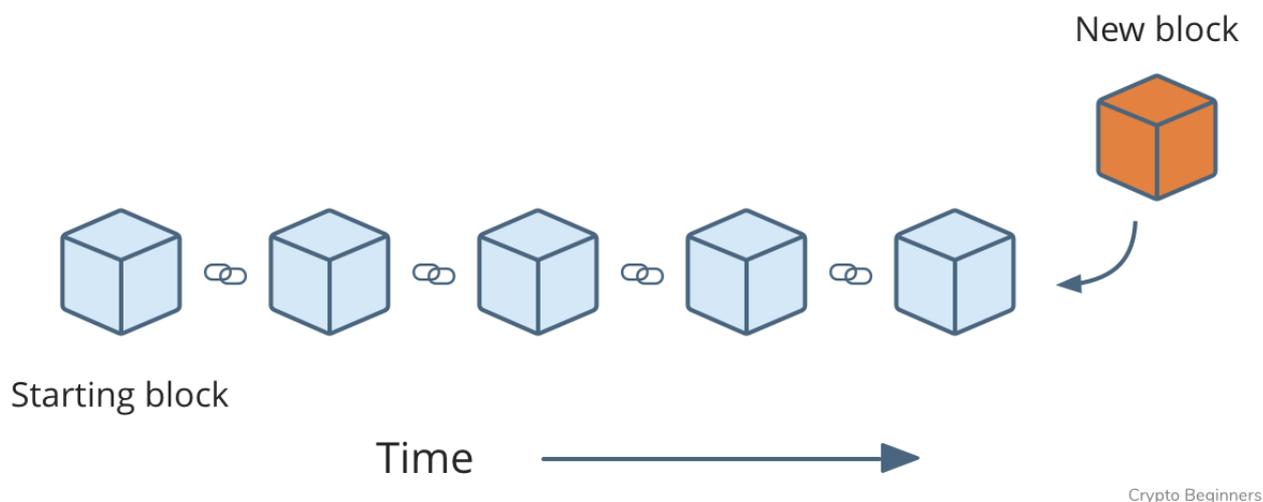


Figura 47: Rappresentazione di una Blockchain

Crypto Beginners

Una volta autorizzata l'aggiunta del nuovo blocco, ogni nodo aggiorna la propria copia privata del registro: la natura stessa della struttura dati garantisce così l'assenza di una sua manipolazione futura a meno che il

51% dei nodi non sia d'accordo con la modifica. In questo caso si può parlare di *blockchain fork*, biforcazioni nella rete blockchain che si verificano quando il software di diversi *miners* non è più allineato.

I *miners* successivamente decidono quale blockchain utilizzare ma, in assenza di un consenso comune si creano due versioni della blockchain.

Ciascuno dei blocchi appartenenti alla catena contiene tre informazioni:

- dati relativi alle transazioni;
- l'hash del blocco;
- l'hash del blocco precedente.

Per l'inserimento di una transazione nella blockchain, in generale:

1. Viene effettuata una richiesta di transazione;
2. La richiesta viene inviata alla rete;
3. I nodi responsabili della validazione ricevono la transazione;
4. Se la transazione è valida, questa viene inserita in un nuovo blocco insieme alle altre transazioni valide;
5. Il miner inizia il processo di validazione del nuovo blocco;
6. Il nuovo blocco valido viene aggiunto alla catena dopo che ha raggiunto il consenso sulla validità (tramite proof of work) da almeno il 51% dei nodi della rete;
7. Alla fine del processo le transazioni all'interno del nuovo blocco sono visibili a tutti i partecipanti della rete blockchain.



Figura 48: Proprietà delle Blockchain

Le principali caratteristiche della blockchain possono essere sintetizzate in:

- **Affidabilità:** la gestione distribuita, e non centralizzata, fornisce a tutti i partecipanti una parte del controllo dell'intera catena. La blockchain, dunque, diventa un sistema meno centralizzato, meno governabile, e allo stesso tempo molto più sicuro e affidabile;
- **Trasparenza:** le transazioni effettuate per mezzo della blockchain sono visibili a tutti i partecipanti, garantendo così trasparenza nelle operazioni;
- **Convenienza:** effettuare transazioni attraverso la blockchain è conveniente per tutti i partecipanti, in quanto vengono meno interlocutori di terze parti, necessari in tutte le transazioni convenzionali che avvengono tra due o più parti;
- **Solidità:** le informazioni già inserite nella blockchain non possono essere modificate in alcun modo; tali informazioni sono più solide e attendibili, proprio perché non si possono alterare;
- **Irrevocabilità:** con la blockchain è possibile realizzare transazioni irrevocabili, e allo stesso tempo più facilmente tracciabili. In questo modo, si garantisce che le transazioni siano definitive, senza alcuna possibilità di essere modificate o annullate;
- **Digitalità:** con la blockchain tutto diventa virtuale. Grazie alla digitalizzazione, gli ambiti applicativi di questa nuova tecnologia diventano tantissimi.

5.6.1 Applicazioni

I campi di applicazione della tecnologia sono vari:

Bitcoin

Bitcoin è un sistema di pagamento lanciato all'inizio del 2009 che permette di effettuare scambi di criptovalute utilizzando dei software open source. La criptovaluta di Bitcoin è sotto forma di unità chiamate bitcoin. Si utilizza la tecnologia peer-to-peer per non operare con alcuna autorità centrale o con le banche; la gestione delle transazioni (trasferimenti di valori tra portafogli Bitcoin) e l'emissione di bitcoin vengono effettuate collettivamente dalla rete. È, infatti, un sistema decentralizzato, non controllato da una banca o da qualsiasi altra istituzione. Tutte le transazioni confermate sono incluse nella blockchain e, in questo modo, è possibile valutare la consistenza dei portafogli Bitcoin (saldo disponibile) in ogni momento, conseguentemente le nuove transazioni possono essere verificate, controllando che chi spende abbia sufficiente disponibilità.

Cybersecurity e Risk Management

Un modo in cui si riduce il rischio legato all'utilizzo di tecnologie di protezione informatica convenzionali è legato all'eliminazione completa della necessità di interventi umani. Eliminando la necessità di mediatori si abbassano i potenziali problemi di sicurezza, dall'hackeraggio alla corruzione;

Scuola e mondo accademico

Si può utilizzare la tecnologia blockchain per l'autenticazione di titoli e i certificati accademici. Implementare strumenti basati sulla tecnologia dei registri distribuiti consente di assicurare una maggiore trasparenza della gestione dei certificati accademici e nelle trascrizioni di lauree e diplomi;

Legittimazione del voto elettorale: e-voting

Le elezioni richiedono l'autenticazione dell'identità degli elettori, la conservazione in sicurezza dei registri (utile per tenere traccia dei voti) e un'attività di spoglio e conteggio assolutamente trasparente per determinare il vincitore. Le blockchain possono servire come strumento utile per la selezione, il monitoraggio e il conteggio dei voti, eliminando qualsiasi probabile tentativo di frode elettorale;

Transazioni energetiche e fornitura di servizi energetici

È possibile sviluppare un sistema basato sulla tecnologia blockchain che consenta lo scambio di energia tra gli utenti finali di una rete o la fornitura di servizi energetici senza intermediari in modo rapido, trasparente, tracciabile e sicuro. Allo stesso modo è possibile implementare efficacemente il servizio di demand-response sviluppando nuovi modelli di business per il mercato dell'energia.

Quelle elencate sono tutte applicazioni che, senza blockchain, prevedono una figura centralizzata di cui ci si deve fidare.

Oltre all'applicazione della blockchain per il mercato peer-to-peer dell'energia fra utenti finali, altre applicazioni in ambito energetico sono le seguenti:

- 1) Supply chain management di componenti per sistemi elettrici;
- 2) Certificazione dell'energia verde, dell'efficienza energetica e del supporto alla regolazione;
- 3) Tracciamento e certificazione di origine dell'energia per il consumatore;
- 4) Supporto alla gestione tecnica della rete.

5.6.2 Meccanismi di consenso

Al fine di raggiungere il consenso, nelle reti blockchain ad oggi disponibili, sono stati sviluppati tre diversi meccanismi:

- Proof-of-Work (PoW): è il più diffuso meccanismo di consenso utilizzato ad oggi ed è basato su algoritmi di hash che consentono la validazione delle transazioni. Questo lavoro è svolto dai miners che, per aggiungere nuovi blocchi alla catena devono indovinare un numero pseudo-casuale, conosciuto come *nonce*; tale numero deve essere ricercato fino a quando la funzione di hash calcolata

sul blocco non genera un valore che inizia con un certo numero di zeri. Quando si trova il *nonce* corretto, a seguito del controllo effettuato da un certo numero di nodi che ne verificano la validità, il blocco viene reso valido; in questo modo il miner riceve una ricompensa in bitcoin per il lavoro compiuto. In questo modo si impedisce la manomissione della catena, infatti, se un utente malintenzionato volesse modificare un blocco, dovrebbe rifare la proof-of-work del blocco che vuole modificare e di tutti i successivi, fino a raggiungere e superare il lavoro dei nodi onesti che nel frattempo continuano a creare nuovi blocchi. Inoltre, in un sistema proof-of-work, più miners sono in competizione tra loro per trovare la “combinazione” corretta, più sicura diventa la rete.

- Proof-of-Stake (PoS): è un tipo di protocollo per la messa in sicurezza di una rete e per il conseguimento di un consenso distribuito. Quando si crea un nuovo blocco si tende a preservare il sistema. Il PoS elimina la necessità di impiegare grandi risorse di energia elettrica per convalidare i blocchi;
- Proof-of-Authority (PoA): è un algoritmo di consenso in cui i validatori dei blocchi mettono in gioco la propria reputazione al posto delle monete. Di conseguenza, le blockchain PoA sono protette dai nodi di convalida che vengono selezionati arbitrariamente come entità affidabili. Tale modello si basa su un numero limitato di validatori, fattore che lo rende un sistema altamente scalabile.

5.6.3 Smart Contracts

Uno smart contract è la “traduzione” o “trasposizione” in codice di un contratto al fine di verificare in automatico l’avverarsi di determinate condizioni e di eseguire in automatico azioni nel momento in cui le condizioni determinate tra le parti sono raggiunte e verificate. È, quindi, basato su un codice che implementa le clausole che sono state concordate fra le parti. Gli smart contracts sono stati inventati con Ethereum, una piattaforma globale e open source per applicazioni decentralizzate che consente la creazione degli stessi smart contracts e inoltre possiede una sua criptovaluta chiamata Ether. Ethereum utilizza la tecnologia Blockchain, un protocollo di comunicazione che implementa una tecnologia basata su database distribuito tra gli utenti, che presenta una struttura di tipo peer-to-peer; questo fa in modo che le informazioni siano condivise pubblicamente ma ne impedisce

qualsiasi tipo di corruzione o adulterazione a seguito di attacchi informatici. Lo smart contract ha bisogno di un supporto legale per la sua stesura ma non per la sua verifica e per la sua attivazione. Esso fa riferimento a degli standard di comportamento e di accesso a determinati servizi e viene messo a disposizione, accettato e implementato come forma di sviluppo di servizi tradizionali.

Lo smart contract deve garantire che:

1. il codice che lo rappresenta non possa essere modificato;
2. le fonti di dati che determinano le condizioni di applicazione siano certificate e affidabili;
3. le modalità di lettura e controllo di queste fonti sia a sua volta certificato.

Nei contratti tradizionali la fiducia fra le parti viene garantita da una figura terza (i.e.: il notaio), negli smart contracts, invece, il ruolo della “terza parte” intesa come fiduciario viene reinterpretata dall’utilizzo della blockchain.

5.6.4 Normativa vigente – Italia

In Italia il decreto Semplificazioni 2019 introduce la definizione normativa delle tecnologie basate su registri distribuiti (blockchain) e degli smart contract. Il decreto prevede che la memorizzazione di un documento informatico attraverso l’uso di tecnologie basate su registri distribuiti produca gli effetti giuridici della validazione temporale elettronica. Di seguito le definizioni fornite nel decreto.

- **Art. 8-ter. (Tecnologie basate su registri distribuiti e smart contract)**

1. Si definiscono «tecnologie basate su registri distribuiti» le tecnologie e i protocolli informatici che usano un registro condiviso, distribuito, replicabile, accessibile simultaneamente, architetturealmente decentralizzato su basi crittografiche, tali da consentire la registrazione, la convalida, l’aggiornamento e l’archiviazione di dati sia in chiaro che ulteriormente protetti da crittografia verificabili da ciascun partecipante, non alterabili e non modificabili.

2. Si definisce «smart contract» un programma per elaboratore che opera su tecnologie basate su registri distribuiti e la cui esecuzione vincola automaticamente due o più parti sulla base di effetti predefiniti dalle stesse. Gli smart contract soddisfano il requisito della forma scritta previa identificazione informatica delle parti interessate, attraverso un processo avente i requisiti fissati dall’Agenzia per l’Italia digitale con linee guida da adottare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto.
3. La memorizzazione di un documento informatico attraverso l’uso di tecnologie basate su registri distribuiti produce gli effetti giuridici della validazione temporale elettronica di cui all’articolo 41 del regolamento (UE) n. 910/2014 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 luglio 2014.
4. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, l’Agenzia per l’Italia digitale individua gli standard tecnici che le tecnologie basate su registri distribuiti devono possedere al fine della produzione degli effetti di cui al comma 3.

Ad oggi ancora non sono state adottate delle linee guida da parte dell’Agid.

5.6.5 Transizioni peer-to-peer

La blockchain trova applicazione in differenti settori e uno dei più interessanti è sicuramente l’ambito energetico. È possibile utilizzare una piattaforma blockchain per effettuare delle transazioni all’interno di rete di potenza (anche una microgrid) tra utenti finali (peers), realizzando transazioni peer-to-peer ed al contempo offrendo un servizio di bilanciamento alla rete. Questa applicazione è destinata a rivoluzionare le transazioni secondo il modello tradizionale e i mercati energetici diventando un sistema decentralizzato in cui gli utenti possono eseguire scambi di energia in maniera autonoma. Nel caso delle transazioni energetiche comunque esiste sempre un’autorità centrale che è il grid operator e può essere distinto dall’operatore di mercato. È solo un operatore che dà autorizzazione a che la transazione avvenga, o valuta quale è effettivamente il contributo che danno alcune risorse al bilanciamento.

L’utilizzo di un sistema blockchain nell’ambito delle transazioni energetiche peer-to-peer potrebbe portare ad un cambiamento significativo nel settore energetico, in particolare incoraggiando la decentralizzazione.

L’uso crescente di piccole installazioni ad energia rinnovabile, come i pannelli solari sui tetti degli edifici, può consentire il commercio di energia peer-to-peer e incentivare il consumo locale al momento della produzione. In questo modo, l’utilizzo della tecnologia blockchain per tali transazioni potrebbe stabilizzare la rete, favorendo il decentramento.

Tuttavia, con gli utenti che effettuano scambi reciproci, molti dei tradizionali ruoli di mercato potrebbero subire dei cambiamenti, inclusi gli operatori dei sistemi di distribuzione, rivenditori, fornitori, tecnici, gruppi di gestione e altri ancora.

Il peer-to-peer energetico indica la possibilità di attuare una transazione energetica tra “pari”, anche nella forma di uno scambio o di una vendita del surplus energetico verso altri soggetti con le stesse caratteristiche; per fare un esempio questo potrebbe avvenire mediante scambi o vendita di energia tra vicini di casa ai quali mettere a disposizione il proprio surplus energetico.

Sono presenti delle piattaforme che offrono servizi energetici costituite da piccoli produttori e consumatori di energia ai quali si propone l’adozione di un vero e proprio wallet di energia basato su una piattaforma blockchain. Lo scambio di energia equivale a tutti gli effetti a un contenuto economico, e l’obiettivo è quello di arrivare a permetterne la vendita in qualsiasi momento e verso qualsiasi soggetto, ovviamente all’interno della community.

Tutto il meccanismo di smart metering è costruito con questo scopo nella prospettiva di poter gestire anche contratti tra “pari”. Il produttore deve essere nella condizione di portare la propria energia sul mercato e di poter stipulare e gestire contratti con i clienti. La capacità produttiva di questi microproduttori, nel momento si raggiunge un buon livello di coordinazione e gestione, può dare un contributo importante al bilanciamento della rete elettrica nazionale in una logica di Smart Energy. Il modello peer-to-peer per lo scambio di energia è già una realtà e la Blockchain può permettere la registrazione di tutti gli scambi con una semplificazione della fatturazione tra gli utenti. La piattaforma al centro di questo progetto si presenta come un marketplace, gestito dalle utility, che potrebbe semplificare le relazioni e le transazioni tra piccoli produttori-utenti in ottica di scambio peer-to-peer. Grazie alla blockchain si può dare vita a una

piattaforma di gestione delle transazioni che faciliti il contatto e le vendite tra privati in chiave peer-to-peer facendo crescere le opportunità di espansione del mercato anche a nuovi soggetti.

5.7 Smart Readiness Indicator

La Energy Performance of Buildings Directive (direttiva europea 2018/844) pone nuove linee guida in campo di efficienza energetica concentrandosi sul settore immobiliare, responsabile di circa il 36% delle emissioni di CO2 a livello europeo. Per raggiungere il nuovo obiettivo di riduzione delle emissioni del 40% entro il 2030 un ruolo importante sarà rivestito dalle tecnologie informatiche applicate all'edilizia. Conseguentemente, è stato definito un indice che denoti la capacità di un edificio di adottare nuove tecnologie che incrementino l'efficienza, l'interazione con la rete e con l'occupante degli ambienti, lo Smart Readiness Indicator. L'SRI permetterà una più semplice comprensione della prontezza dell'edificio a operare in una logica demand-response, ovvero a saper allineare il funzionamento dei vari costituenti dell'edificio alle necessità degli utenti e a operare sinergicamente alle altre infrastrutture energetiche connesse.

L'applicazione di tecnologie avanzate basate su sistemi ICT permetterebbe di raggiungere condizioni abitative più sane e confortevoli, insieme a livelli di prestazione ed efficienza più elevati.

5.7.1 Prima proposta di metodologia di calcolo

Attualmente, la Commissione Europea e alcuni stakeholders stanno elaborando una metodologia di calcolo per tale indice, che dovrebbe terminare entro Giugno 2020.

I vari aspetti che sono stati presi in considerazione per la definizione dell'SRI sono:

- Capacità di mantenere il comfort ambientale: capacità dell'edificio di adattare il funzionamento degli impianti in funzione delle esigenze dell'occupante (esempio. uso di sensori di CO2 per regolare la velocità di ricambio dell'aria);
- Informare l'utente sull'andamento dei consumi energetici (esempio: utilizzo di cruscotto con indicazione di consumi storici e istantanei);
- Capacità di mantenere una gestione efficiente dell'edificio (es. gestione dell'impianto termico e di illuminazione attraverso sensori di presenza);
- Capacità di interagire in modo attivo con la rete (esempio applicazione di logiche di Demand Response, load shifting dei consumi, modulazione del carico nei momenti critici per la rete).

In aggiunta, sono stati individuati i servizi principali che saranno interessati dalle tecnologie intelligenti, divisi in dieci domini: riscaldamento, raffrescamento, acqua calda sanitaria, ventilazione meccanica, illuminazione, sistemi dinamici d'involucro, produzione energetica in loco, Demand Side Management (DSM), ricarica di veicoli elettrici, monitoraggio e controllo.



Figura 49: I dieci servizi interessati dalle tecnologie intelligenti

Per ogni servizio sono definiti dai 2 ai 5 livelli di funzionalità, dove a ogni livello corrisponde un grado di intelligenza (smart readiness) più elevato, che comporta maggiore efficacia nel rapporto con l'occupante o la rete.

Service	Functionality level 0 (as non-smart default)	Functionality level 1	Functionality level 2	Functionality level 3	Functionality level 4
Heat emission control	No automatic control	Central automatic control (e.g. central thermostat)	Individual room control (e.g. thermostatic valves, or electronic controller)	Individual room control with communication between controllers and to BACS	Individual room control with communication and presence control

Figura 50: Esempio di livelli di funzionalità

Ogni livello di funzionalità andrà a interessare diversi aspetti dell’edificio, definiti secondo delle categorie di impatto.



Figura 51: Sottocategorie per ogni livello di funzionalità

A questo punto, il calcolo dello SRI si articola in diversi step:

1. Individuazione dei servizi intelligenti rilevanti (alcuni possono essere assenti, quindi non rilevanti);
2. Sopralluogo per attestare il livello di funzionalità di ogni servizio;
3. Calcolo di punteggi di impatto;
4. Media pesata per definire punteggio finale, attraverso un’analisi multicriterio;
5. Calcolo dello SRI normalizzato, ovvero rapportato al massimo ottenibile per la tipologia di edificio considerata.

5.7.2 Seconda proposta di metodologia di calcolo

Nell’incontro della commissione di Ottobre 2019, la metodologia di calcolo dello SRI è stata rafforzata, per avvicinarsi sempre più a una versione finale. Si sono ridefiniti gli aspetti che definiscono il parametro stesso, i domini e le funzionalità. In figura sono riportati lo scenario originale e quello aggiornato.

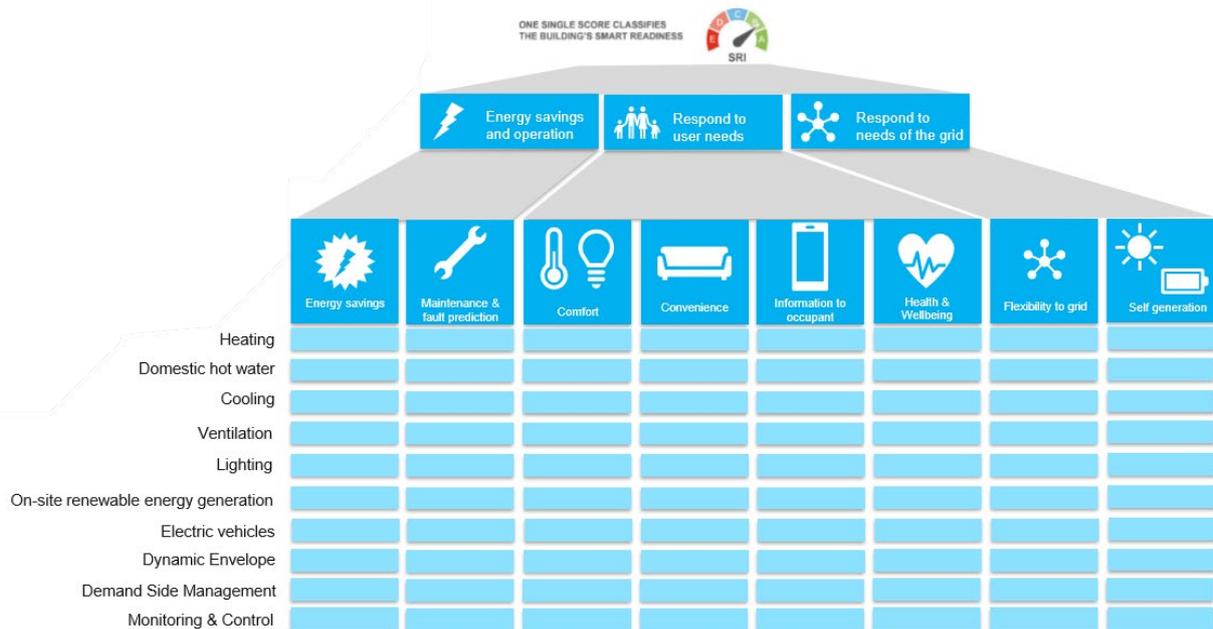


Figura 52: Classificazione originale

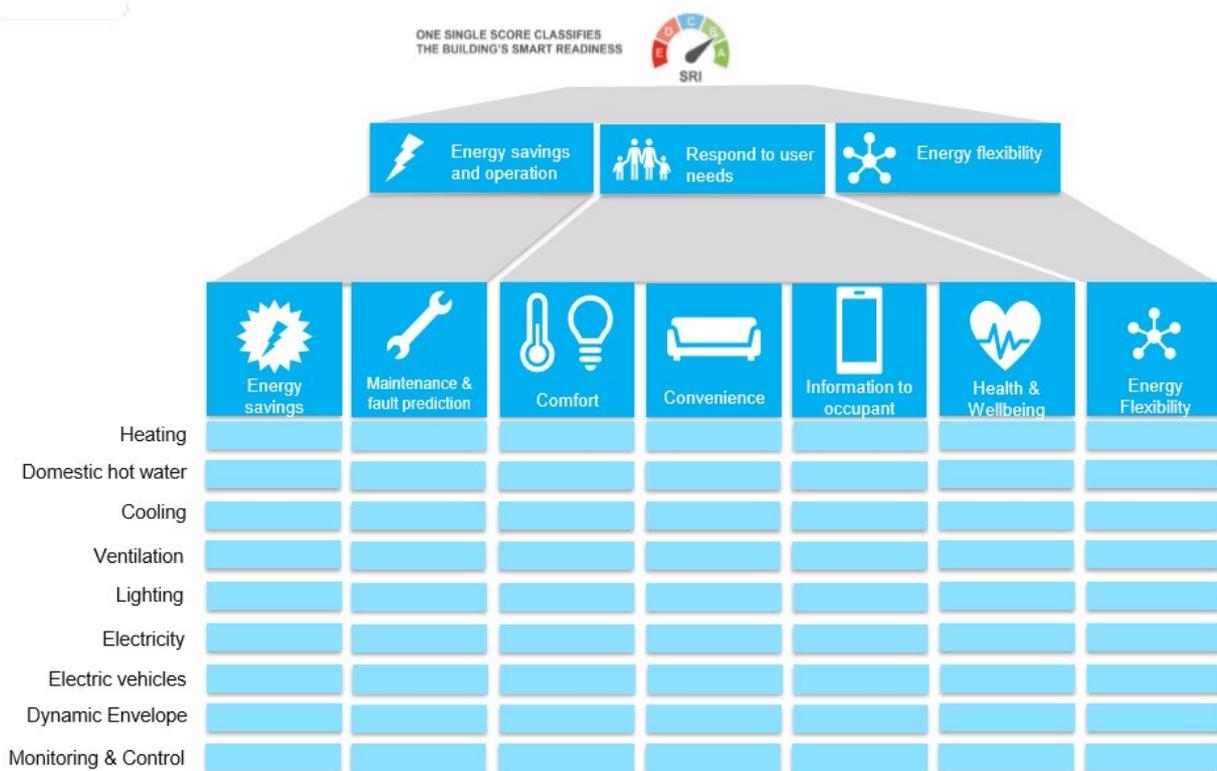


Figura 53: Classificazione aggiornata

Come nel caso precedente, si prevede di assegnare dei pesi a ogni dominio per poi calcolare il valore di SRI finale. In questo caso, però, la normalizzazione avviene su un processo triage per calcolare il punteggio massimo conseguibile, ovvero considerando sia il massimo ottenibile da quel tipo di edificio sia il massimo teorico, così da evitare penalizzazioni in caso di servizi assenti (e quindi non rilevanti).

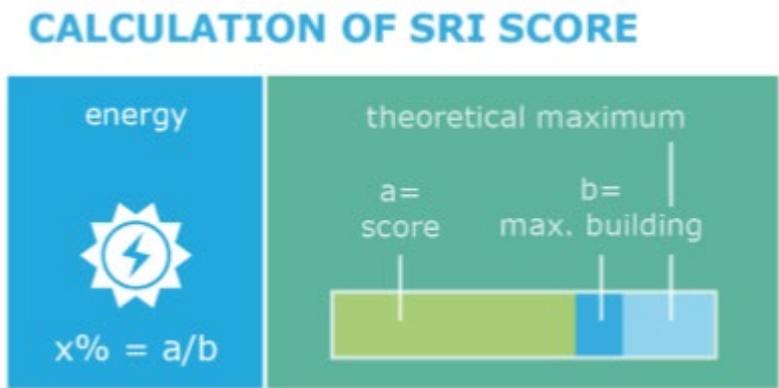


Figura 54: Normalizzazione SRI

A questo punto si pone il problema di definire quando un servizio è rilevante o meno. Si distinguono due casi:

- Servizio rilevante perché presente;
- Servizio assente ma rilevante perché sarebbe necessario;

Il secondo punto è visto anche come un incentivo per gli edifici a migliorare le tecnologie intelligenti installate.

In generale, si consiglia di ritenere rilevanti tutti gli elementi che sono consideranti rilevanti nelle normative che regolano la costruzione di un edificio.

Per il processo di calcolo e riconoscimento, i cinque step precedentemente presentati sono stati approfonditi e ampliati considerando tre scenari di applicazione.

A Simplified online quick-scan	B Expert SRI assessment	C In-use smart building performance
Example application set-up:	Example application set-up:	Example application set-up:
Checklist approach with limited, simplified services list	Checklist approach, covering catalogue of smart services cf. 1 st study outcomes	Measured / metered data (potentially restricted set of domains)
Online	On-site inspection	In-use buildings, metered data Part of the commissioning?
Self-assessment (or contractor,...)	Third-party qualified expert	TBS self-reporting their actual performance
15 minutes	Few hours	Gather data over a long period (e.g. 1 year)
residential buildings and small non-residential	Non-residential + Residential	Residential and non-residential Restricted to occupied buildings (not in design phase)

Figura 55: Scenari di applicazione secondo tre livelli

- Metodo A

Obiettivo: abbassare la soglia per l'applicazione dell'SRI, fornendo indicazioni di base sull'intelligenza di un edificio sulla base di domande di facile risposta. Data l'approssimazione del calcolo, il metodo risulta potenzialmente limitato agli edifici residenziali e potenzialmente a piccoli edifici non residenziali. Inoltre, data la mancanza di controllabilità, questo metodo non rilascerebbe una certificazione formale.

- Metodo B

Metodo di riferimento in linea con i risultati del primo studio. Richiede un'ispezione in loco da parte di un terzo esperto qualificato. La valutazione potrebbe richiedere da 1 ora a 2 giorni. Questo approccio si rivolge principalmente agli edifici non residenziali, ma si potrebbe prevedere anche edifici residenziali.

- Metodo C

Soprattutto per applicazioni future. Quantifica le prestazioni effettive degli edifici in uso tramite valori opportunamente misurati. Richiede un'analisi comparativa per valutare quanto risparmio, flessibilità, miglioramenti del comfort, ecc. vengono forniti. Molte implicazioni pratiche e legali potrebbero ostacolare una rapida implementazione.

6 Proposta di un modello innovativo di microgrid per energy community: Power Sharing

6.1 Generalità sugli edifici multi unità: MURB e MURCB

L'efficienza energetica negli edifici è un elemento chiave delle politiche europee che riguardano la sostenibilità. Infatti, quasi il 40% del consumo energetico finale e il 36% delle emissioni di gas serra è correlato agli edifici.

Ai fini del presente lavoro, occorre richiamare le due definizioni di:

- multi-unit residential building (MURB),
- edificio a energia quasi zero (NZEB).

Un edificio detto MURB (multi-unit residential building) è un edificio a uso residenziale, o misto residenziale e commerciale, comprendente un insieme di unità residenziali, catastalmente separate e ognuna dotata di ingresso indipendente dall'esterno o da uno spazio comune.

Dal punto di vista della destinazione d'uso, le tipologie principali di MURB possono essere suddivisi in:

- edifici puramente residenziali (MURB)
- edifici misti residenziali, terziari e commerciali (MURCB)

Dal punto di vista costruttivo i MURCB possono essere suddivisi in:

- Edifici a due o tre piani, con unità commerciali a pianterreno fronte strada e unità residenziali ai piani rialzati;
- Edifici a più piani con unità a uso commerciale o pubblico a pianterreno;
- Unità residenziali multifamiliari all'interno di edifici a uso terziario.

6.2 Edificio a energia quasi zero (nZEB)

Attualmente gli edifici del tipo multi unità (MURB) di nuova costruzione vengono dotati di sistemi energetici alimentati da due vettori separati: energia elettrica e gas.

I sistemi energetici devono soddisfare la normativa europea e nazionale relativa agli edifici a energia quasi zero (nZEB).

Un edificio a energia quasi zero (NZEB) è definito come un edificio che ha una elevata efficienza energetica, il cui fabbisogno energetico, quasi nullo o comunque molto basso, deve essere soddisfatto in misura significativa da fonti rinnovabili, tra cui l'energia proveniente da sistemi di generazione a fonti rinnovabili siti in loco o nelle vicinanze. Il riferimento internazionale è la direttiva europea sull'efficienza energetica (EPBD).

L'approccio della normativa è di tipo valutativo, in fase di progettazione e le prestazioni energetiche dell'edificio devono essere determinate conformemente all'allegato I della direttiva citata, tenendo conto degli elementi riportati nella tabella seguente.

Involucro E caratteristiche	Caratteristiche termiche dell'edificio, comprese le sue partizioni interne
	Carichi interni
	Condizioni climatiche interne
	Ventilazione naturale
Progettazione	Progettazione, posizionamento e orientamento dell'edificio
	Sistemi solari passivi
Impianti e sistemi	Impianto di riscaldamento e approvvigionamento di acqua calda

	Impianti di climatizzazione
	Ventilazione meccanica
	Impianti di illuminazione
	Protezione solare meccanizzata

La definizione NZEB (Nearly Zero Energy Building) compare per la prima volta all'interno di un pacchetto di Direttive Europee definite dall'acronimo EPBD (Energy Performance of Buildings Directive) nel 2010, che prosegue la strategia di Europa 2020 in tema di sviluppo sostenibile, invitando gli stati membri ad introdurre normative sulla prestazione energetica degli edifici.

Ai fini dello studio presente è importante sottolineare la differenza rilevante tra i concetti di:

- Edificio ad Energia Zero (ZEB)
- Edificio ad Energia Quasi Zero (NZEB)

Il termine "energia zero" può essere riferito ad edifici energeticamente autonomi ossia off-grid.

L'edificio NZEB è generalmente collegato a una o più infrastrutture energetiche, siano esse la rete elettrica, il teleriscaldamento-raffreddamento, la rete del gas, e altre reti di distribuzione. In questo modo, quando la produzione di energia (da fonti rinnovabili) è maggiore del consumo dell'edificio, il surplus di energia elettrica o calore, può essere inviato alla rete elettrica o di teleriscaldamento. La produzione di energia ceduta alla rete va a compensare il consumo di energia primaria da combustibili fossili.

E' importante evidenziare che il concetto definito NZEB non fa riferimento ai flussi istantanei di potenze bensì alle partite energetiche annuali.

Gli aspetti fondamentali di un NZEB sono l'involucro, la produzione di energia rinnovabile e gli impianti.

L'involucro deve essere costruito seguendo le più avanzate tecniche di risparmio energetico, regolando al meglio il passaggio del calore, dell'umidità, della luce e della ventilazione, in modo da ottenere elevate prestazioni sia in inverno che in estate.

Tra le varie tecnologie utilizzate, per raggiungere un'efficienza energetica sempre più alta, ci sono: isolanti innovativi, sostanze a cambiamento di fase, "superfinestre" (finestre caratterizzate da trasmittanza bassissima), software capaci di gestire in modo intelligente i flussi energetici.

Il controllo della ventilazione svolge un ruolo importante nel contenere le perdite energetiche dell'edificio, per questo sarà necessario un sistema di ventilazione meccanica con recupero di calore, in grado di mantenere un corretto ricambio d'aria interno sia per il comfort che per la salubrità interna delle abitazioni.

La normativa inoltre impone verifiche termo-igrometriche, che prevedono la verifica di assenza di condensa interstiziale e la verifica di assenza del rischio di formazione di muffa, requisiti sicuramente più restrittivi rispetto a quanto previsto dall'attuale legislazione in merito.

Naturalmente poi, dovranno essere apportate le giuste correzioni in funzione della zona climatica, oggetto dell'intervento edilizio, delle diverse condizioni climatiche e del profilo delle utenti a cui è destinato l'edificio.

Tra gli NZEB sono varie le tipologie adottate, basate su tecnologie diverse, ma tutte efficaci, volte ad ottenere una richiesta energetica dell'edificio molto bassa, mantenendo però elevati livelli di comfort termo-igrometrico.

6.3 Edificio a zero emissioni (ZEB)

L'uso di una rete full elettrica ovvero priva di riscaldamento centralizzato a gas e di cogenerazione, rende di fatto l'edificio un edificio a emissioni zero o "zero emission building" (ZEB).

Tale aspetto è alla base del modello di rete proposto.

Un vantaggio importante è la possibilità di rendere altamente flessibile il profilo di consumo, perché è possibile implementare un sistema BEMS avanzato (come descritto al punto specifico), con un impatto rilevante sulle possibili politiche di demand response e demand side management elettrico, come schematizzato nella figura. In tale figura si illustrano le possibilità di evoluzione di un edificio fino alla qualifica di ZEB.

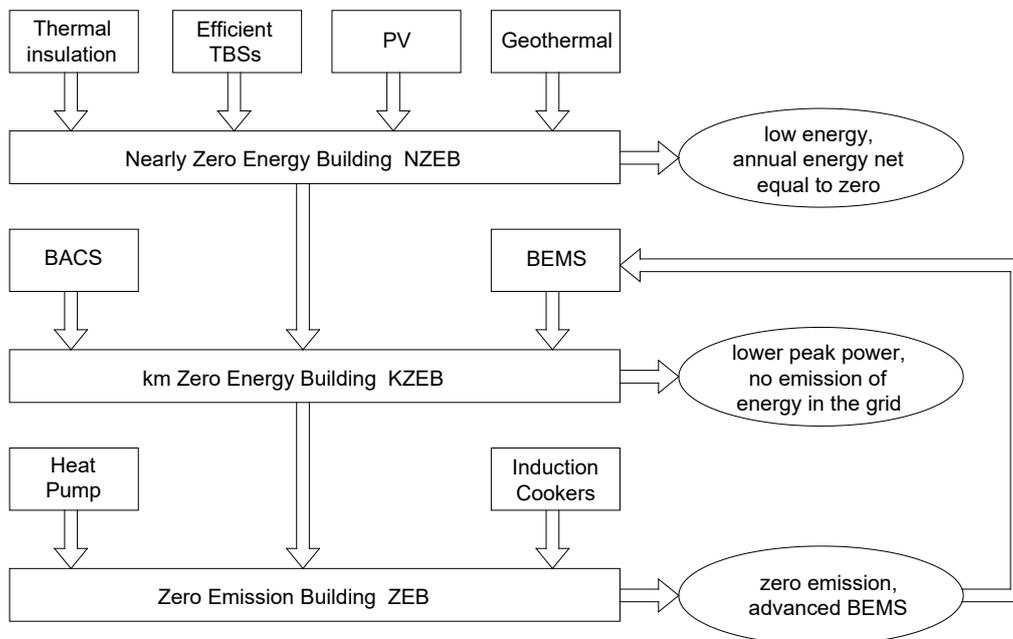


Figura 56. Schema di evoluzione da NZEB a ZEB

6.4 Modelli di reti per edifici attuali

Un edificio MURB o MURCB è dotato di una serie di servizi tecnici garantiti da impianti tecnici energivori. Tali impianti possono essere suddivisi in:

- impianti tecnici di servizio alle singole unità (residenziali, terziarie e commerciali),
- impianti tecnici comuni di edificio.

Gli impianti tecnici sono alimentati da utenze energetiche (tipicamente elettriche e gas, e a volte teleriscaldamento) che corrispondono ai punti di fornitura/allaccio con le reti pubbliche di distribuzione. Si possono individuare due tipologie di allaccio alle reti pubbliche come riportato nella tabella seguente.

Tabella 10. Tipologie di punti di allaccio

Punti di allaccio indipendenti per ogni unità	I
Punto di allaccio comune per l'edificio	C

Gli impianti tecnici possono essere classificati in funzione del vettore energetico impiegato, come nella tabella seguente, nella quale sono evidenziate le possibili alimentazioni energetiche.

Tabella 11. Impianti tecnici a servizio di MURB e MURCB
(C indica una fornitura centralizzata, I indica una fornitura indipendente per unità)

TBS	Sigla	Elettrico	Gas	Telerisc.
-----	-------	-----------	-----	-----------

riscaldamento invernale	H	X (C,I)	X (C,I)	X (C)
climatizzazione estiva	AC	X (C,I)	X (C)	X (C)
ventilazione meccanica	V	X (C,I)		
acqua calda sanitario	DHW	X (C,I)	X (C,I)	X (C)
cottura cibi	CK	X (C,I)	X (I)	
illuminazione	L	X (C,I)		
Lavaggi stoviglie	DW	X (C,I)		
Lavaggi panni	WM	X (C,I)		
Servizio prese, impianti elettrici	IE	X (C,I)		
Impianti elettrici speciali e elettronici	HBES	X (C,I)		
Impianti di comunicazione (nota)	ICT	X (C,I)		
Ascensori, impianti di servizio di edificio	AS	X (C)		

Nota. Per impianti di comunicazione (ICT) si intende quei sistemi ed apparecchiature, inclusi gli elementi di rete non attivi, che consentono di trasmettere segnali via cavo, via radio, a mezzo fibre ottiche e con altri mezzi elettromagnetici. Sono esclusi da questa famiglia gli impianti per l'automazione integrata dei servizi di edificio (domotica e building automation) che ricadono nella famiglia degli impianti elettrici speciali e elettronici (HBES).

In uno studio precedente era stato analizzato e schematizzato il fabbisogno per MURB e MURCB. La tabella seguente riporta in sintesi i risultati conseguiti.

Tabella 12. Fibre equivalenti, kW elettrici equivalenti e kW termici equivalenti per vari tipi di unità immobiliare

Unità immobiliare		FE [numero fibre]	KE [kW]	KT edificio tradizionale [kW]	KT NZEB [kW]	KF edificio tradizionale [kW]	KF NZEB [kW]
Residenziale	S<75 m ²		3	2,5	0,5	1,5	0,2
	75 m ² <S<150m ²	1/2	4,5	5	1	3	0,4
	S>150m ²		6	10	2,5	5,5	1
Commerciale	S<100 m ²		6	2,5	0,5	5,5	1
	100 m ² <S<200m ²	4	10	5	1,5	11	2,5
	S>200m ²		30*	10	2,5	22	5
Terziario: uffici, studi tecnici	S<100 m ²		4,5	3,5	1	4	1
	100 m ² <S<200m ²	12	6	7	1,5	8,5	2
	S>200m ²		10	14	3	17	3,5
Terziario: uffici aperti al pubblico di particolare rilievo e dimensione e della pubblica amministrazione	S<200 m ²		10	5	1	6,5	1,5
	200 m ² <S<400m ²	24	20	14	3	19	4,5
	S>400m ²		30*	24	4,5	31	7,5
Utenze condominiali	S°<400 m ²		4,5				
	400 m ² <S°<800m ²	1	10				
	S°>800m ²		15*				

Note. * Il fabbisogno dipende dalle dimensioni. ° Superficie in pianta della copertura dell'edificio. I parametri KT e KF dipendono dalle dimensioni oltre a numerosi altri fattori, tra cui le caratteristiche climatiche della località. I parametri riportati in tabella sono riferiti a Roma (zona climatica D)

Nella valutazione dei valori aggregati di fabbisogno elettrico e termico occorre considerare opportuni coefficienti di contemporaneità che dipendono dal numero di unità immobiliari dell'edificio.

Per la valutazione energetica dei fabbisogni elettrico e termico occorre stimare il numero di ore equivalenti di impiego della potenza.

Tabella 13. Coefficiente di contemporaneità e ore equivalenti per fabbisogno elettrico e termico

	Coefficiente di contemporaneità [p.u.]	Ore equivalenti annue [ore]
Elettrico	0,3	1500
Termico residenziale	0,6	900
Termico commerciale	0,6	300
Termico terziario	0,6	350
Frigorifero residenziale	0,3	300
Frigorifero commerciale	0,6	1250
Frigorifero terziario	0,6	900

Il fabbisogno in potenza dell'edificio è stimabile tramite:

$$P = cc_E (\sum KE_{R,r} + \sum KE_{T,t} + \sum KE_{C,c} + KE_E) [kW]$$

Dove:

P è il fabbisogno in potenza dell'edificio

KE_{R,r} è il fabbisogno dell'unità residenziale r esima

KE_{T,t} è il fabbisogno dell'unità terziaria t esima

KE_{C,c} è il fabbisogno dell'unità commerciale c esima

KE_E è il fabbisogno condominiale di edificio

cc_E è il coefficiente di contemporaneità elettrico

Il fabbisogno energetico annuale dell'edificio è stimabile tramite:

$$E = P \cdot t_E [kWh]$$

Dove

t_E è il numero di ore equivalenti per le utenze elettriche.

Nel caso di uso dell'energia elettrica per i fabbisogni termici e frigoriferi il fabbisogno in potenza dell'edificio è stimabile tramite::

$$P = cc_E (\sum KE_{R,r} + \sum KE_{T,t} + \sum KE_{C,c} + KE_E) + cc_R \sum KT_{R,r} + cc_{F,T} \sum KF_{T,t} + cc_{F,C} \sum KF_{C,c} [kW]$$

Dove:

KT_{R,r} è il fabbisogno dell'unità residenziale r esima per usi termici

KF_{T,t} è il fabbisogno dell'unità terziaria t esima per usi frigoriferi

KF_{C,c} è il fabbisogno dell'unità commerciale c esima per usi frigoriferi

cc_R è il coefficiente di contemporaneità per usi termici

cc_{F,T} è il coefficiente di contemporaneità per usi frigoriferi delle unità terziarie

cc_{F,C} è il coefficiente di contemporaneità per usi frigoriferi delle unità commerciali

Il fabbisogno energetico annuale dell'edificio è stimabile tramite:

$$E = t_E \cdot cc_E (\sum KE_{R,r} + \sum KE_{T,t} + \sum KE_{C,c} + KE_E) + cc_T (t_{T,R} \sum KT_{R,r} + t_{T,T} \sum KT_{T,t} + t_{T,C} \sum KT_{C,c}) + t_{F,R} \cdot cc_{F,R} \sum KF_{R,r} + t_{F,T} \cdot cc_{F,T} \sum KF_{T,t} + t_{F,C} \cdot cc_{F,C} \sum KF_{C,c} [kWh]$$

Dove:

KT_{T,t} è il fabbisogno dell'unità terziaria t esima per usi termici

KT_{C,c} è il fabbisogno dell'unità commerciale c esima per usi termici

KF_{R,r} è il fabbisogno dell'unità residenziale r esima per usi frigoriferi

cc_{F,R} è il coefficiente di contemporaneità per usi frigoriferi delle unità residenziali

t_{T,R} è il numero di ore equivalenti per le utenze termiche delle unità residenziali

$t_{T,T}$ è il numero di ore equivalenti per le utenze termiche delle unità terziarie
 $t_{T,C}$ è il numero di ore equivalenti per le utenze termiche delle unità commerciali
 $t_{F,R}$ è il numero di ore equivalenti per le utenze frigorifere delle unità residenziali
 $t_{F,T}$ è il numero di ore equivalenti per le utenze frigorifere delle unità terziarie
 $t_{F,C}$ è il numero di ore equivalenti per le utenze frigorifere delle unità commerciali

L'architettura di rete energetica attualmente impiegata per MURB e MURCB, tenendo conto dei vincoli regolatori, e delle tecnologie attualmente più diffuse e commercializzate prevede:

- riscaldamento di invernale (H) centralizzato di edificio, con un'unica centrale termica di edificio (CT) avente un unico punto di fornitura gas dalla rete pubblica.
- Servizio di acqua calda sanitaria (DHW) con fornitura di gas naturale ad uso riscaldamento, per ogni utenza (UGA).
- Servizio di cottura cibi (CK) con fornitura di gas ad uso cottura, per ogni utenza (UGA).
- Servizio di aria condizionata (AC) con fornitura elettrica indipendente (UEA) integrata in quella di appartamento/unità.

Le utenze energetiche presenti in un NZEB sono quindi quelle riportate nella tabella seguente.

Tabella 14. Vettori energetici

	TBS	Vettore	Tipo	Sigla
Utenze elettriche delle unità residenziali, terziarie e commerciale	L, DW, WM, IE, AC, HBES, ICT	E	I	UEA
Utenze gas delle unità residenziali, terziarie e commerciale	DHW, CK	G	I	UGA
Centrale termica di edificio	H	G	C	CT
utenze condominiali	IE, L, AS	E	C	UEC

La figura seguente mostra l'architettura delle reti elettriche e gas a partire dalle reti pubbliche di distribuzione.

Nello schema di rete attuale, un impianto fotovoltaico necessario per ottenere la qualifica NZEB è allacciato al punto di allaccio condominiale PODC come nella figura seguente. Nel modello di rete descritto, il PODC è caratterizzato da una potenza contrattuale necessaria a sopperire ai soli fabbisogni condominiali (luci e ascensori) con consumi annuali modesti, dell'ordine dei 5.000 kWh per edifici di piccole dimensioni (minore di 50 unità), fino a 10.000 per edifici più grandi (maggiore di 50 unità).

Negli edifici con dimensioni ancora più grandi, dotati di spazi comuni più estesi, (specialmente edifici MURCB) la fornitura condominiale può essere maggiore dell'ordine di 15-20 kW con consumi annuali che possono raggiungere i 15000-20000 kWh.

La potenza massima installabile per l'impianto fotovoltaico dipende dalla disponibilità di superficie in copertura.

La potenza installabile sulla copertura di un edificio è dell'ordine di 100 W/m², ovvero 100 kW / 1000 m².

Pertanto, la potenza massima installabile può raggiungere valori anche dell'ordine dei 100 kW e oltre.

Il risultato dal punto di vista dei flussi di potenza è che una quota significativa dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico è immessa in rete ed è pertanto contabilizzata con il prezzo di vendita, significativamente minore del prezzo di acquisto.

Tabella 15. valori statistici indicativi di consumi annuali per utenze condominiali di edifici tipici e generazione massima da fotovoltaico

Area copertura	Appartamenti a piano	Potenza utenze condominiali	Energia annuale utenze condominiali	Potenza massima fotovoltaico	Energia generata da fotovoltaico	Energia in esubero
m ²	#	kW	MWh	kW	MWh	MWh
200	2	5	5	20	30	25
400	4	5	5	40	60	55
600	6	10	10	60	90	80
800	8	10	10	80	120	110
1000	10	15	15	100	150	135
2000	20	20	20	200	300	280

Inoltre, non è possibile realizzare sistemi BEMS per l'ottimizzazione del profilo elettrico.

Lo scenario attuale può essere sintetizzato nello schema di impianti seguente.

Nello schema è rappresentato un edificio multi unità con dotazione impiantistica avanzata e dotato di sistema di generazione fotovoltaica in copertura allacciata al punto di consegna delle utenze condominiali POC CS (point of connection common services).

Inoltre nello schema sono ipotizzate alcune colonnine di ricarica di veicoli derivati a monte del punto di connessione POC CS, gestiti direttamente dal distributore con punti di connessione separati definiti POC EV. Infatti, nello scenario regolatorio attuale i punti di fornitura per ricarica di veicoli hanno un sistema di contabilizzazione degli oneri di rete diverso rispetto agli altri usi.

Il riscaldamento invernale è garantito da una caldaia centralizzata a gas e da un sistema di distribuzione con terminali tipo termosifone a elevata entalpia.

La produzione di acqua calda sanitaria è realizzata tramite caldaie a condensazione locali.

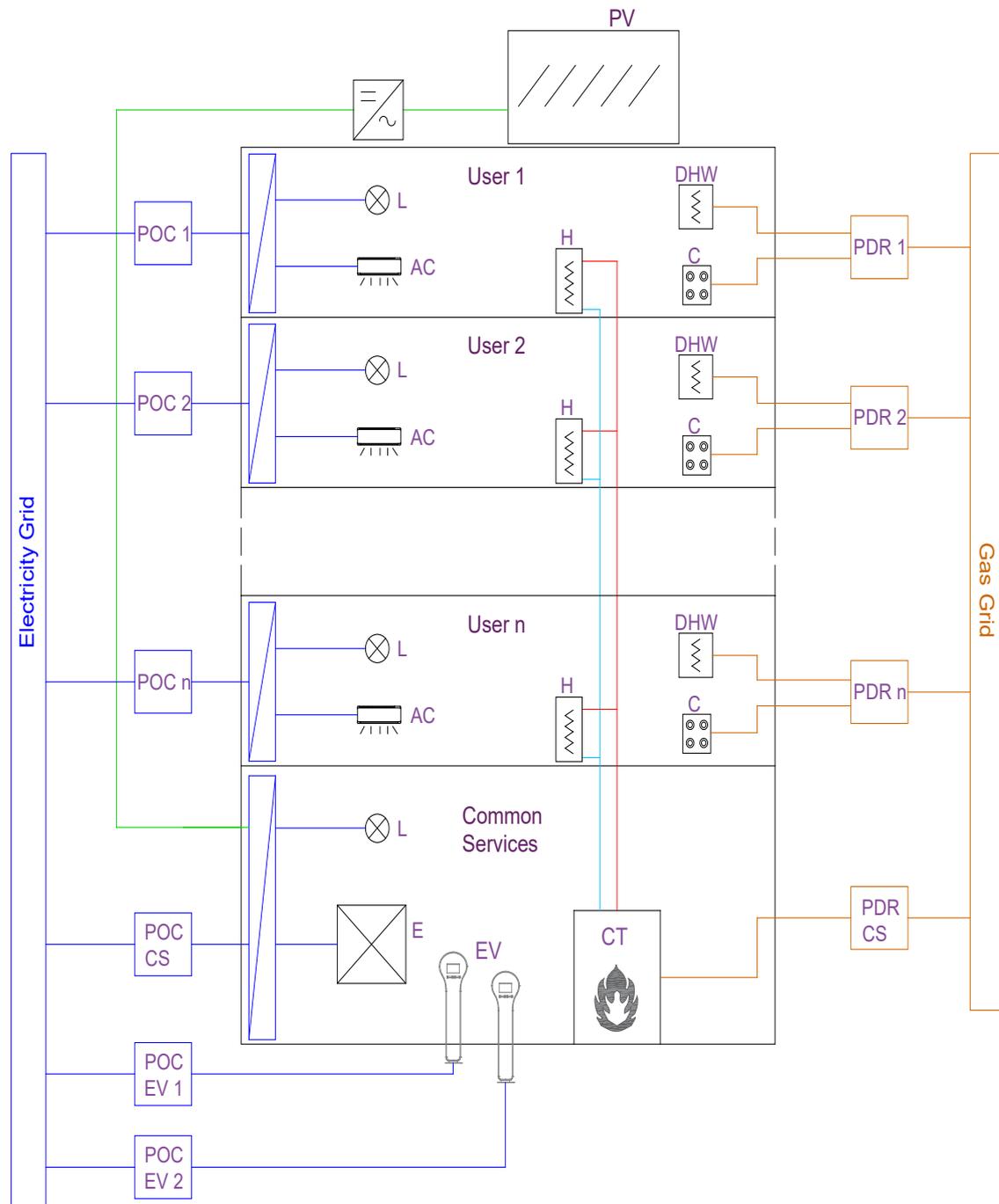


Figura 57. Schema degli impianti a servizio di un edificio MURB nello scenario attuale

6.5 Modello proposto per la riqualificazione di edifici MURB esistenti: "power sharing"

Il modello di riqualificazione proposto si basa su una soluzione innovativa e su impiego di componenti innovativi.

Il riscaldamento invernale è realizzato mediante sistema a pompa di calore alimentato da vettore elettrico.

Il sistema di generazione del calore diventa quindi del tipo ibrido con un accumulo termico (boiler) alimentato sia dalla caldaia a gas sia dalla pompa di calore elettrica.

La pompa di calore centralizzata è alimentata dalla fornitura condominiale POC-CS.

Trattandosi di edifici esistenti, non sono previsti interventi di riqualificazione dei terminali che restano del tipo a termosifone. Si può immaginare una integrazione con tecnologie innovative di terminali a bassa entalpia ed elevata inerzia termica del tipo pareti radianti e soffitti radianti.

La produzione di acqua calda sanitaria è realizzata tramite generatori di acqua calda a pompa di calore alimentati da elettricità in sostituzione delle caldaie a gas.

L'uso del gas è limitato quindi alla sola cottura dei cibi che resta in modalità gas per evitare l'impatto elettrico sulla cottura con necessità di rifacimento delle montanti elettriche.

Si può immaginare una integrazione parziale con punti di cottura elettrica.

La parte più innovativa del modello proposto riguarda la realizzazione di un sistema fotovoltaico in modalità "power sharing".

Il generatore fotovoltaico è allacciato ad un convertitore DC/DC che genera un BUS DC connesso alle varie unità e al quadro delle utenze comuni condominiali che costituisce il nodo di saldo del sistema.

Ciascuna unità è dotata di un inverter speciale e innovativo DC/AC con potenza controllata e monodirezionale, controllato da un sistema di gestione distribuito che definisce la quota di potenza disponibile in base all'effettivo consumo del sistema.

Lo schema del sistema è riportato nella figura seguente.

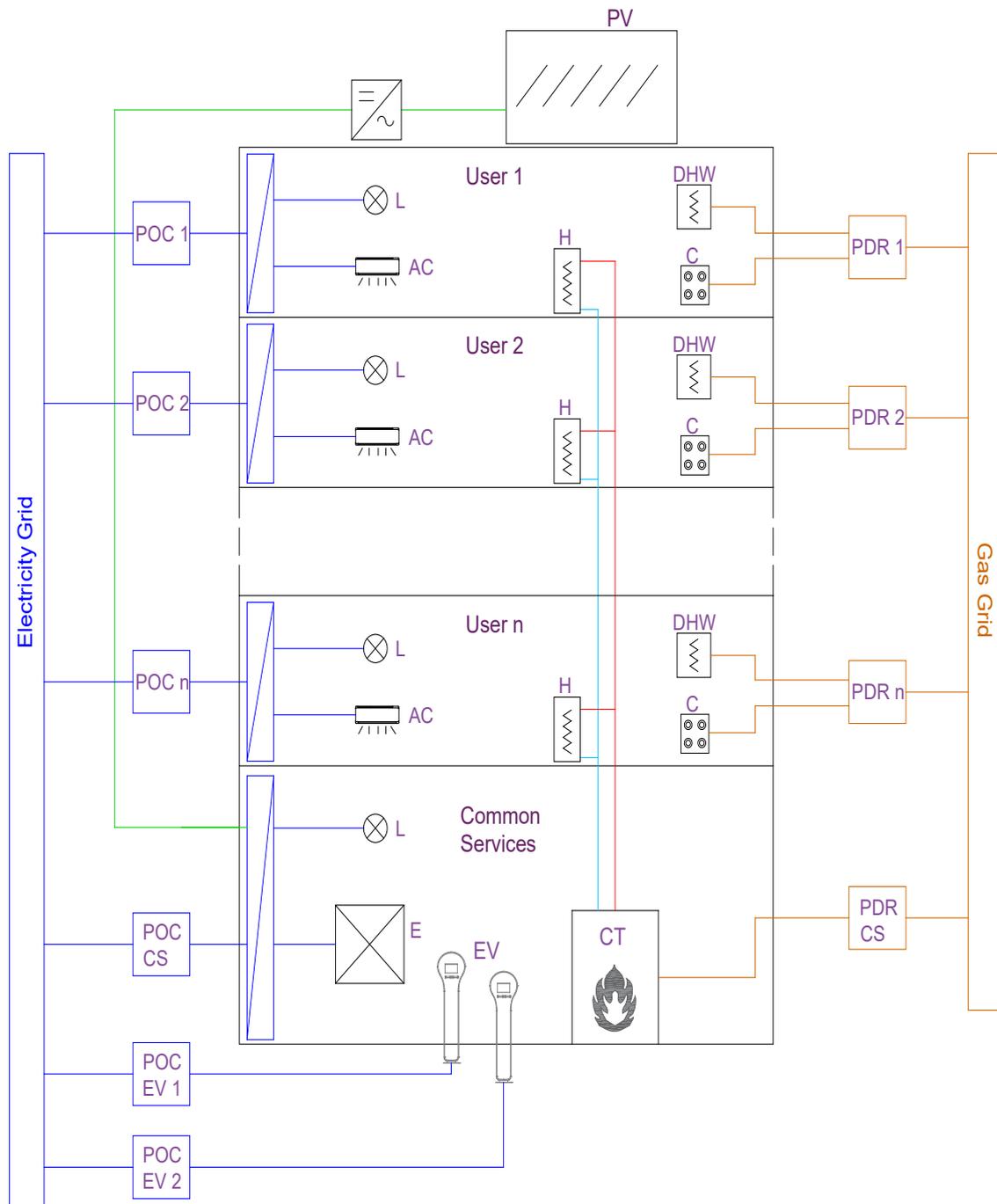


Figura 58. Schema del modello proposto degli impianti a servizio di un edificio MURB: “power sharing”

In questo schema il sistema fotovoltaico è dimensionato sulla base del fabbisogno della centrale termica, ma nei momenti in cui la potenza generata non è autoconsumata dalla centrale, essa viene ripartita tra gli utenti che ne hanno bisogno in quel momento.

6.6 Modello proposto per la riqualificazione di edifici MURB di nuova realizzazione: “power sharing” e “full electric”

Il modello di riqualificazione proposto per la realizzazione di edifici nuovi del tipo MURB qualificati nZEB, si basa su una soluzione innovativa e su impiego di componenti innovativi.

La proposta è di utilizzare il solo vettore elettrico eliminando connessioni alla rete del gas.

La cottura dei cibi è realizzata mediante cucine elettriche.

Il sistema di riscaldamento invernale è full electric con pompa di calore ad alto rendimento collegata a sistema geotermico per lo sfruttamento della temperatura costante del sottosuolo.

In questo modello di microgrid per l'edificio tutte le utenze comuni sono allacciate ad un sistema di edificio comprese le colonnine di ricarica dei veicoli.

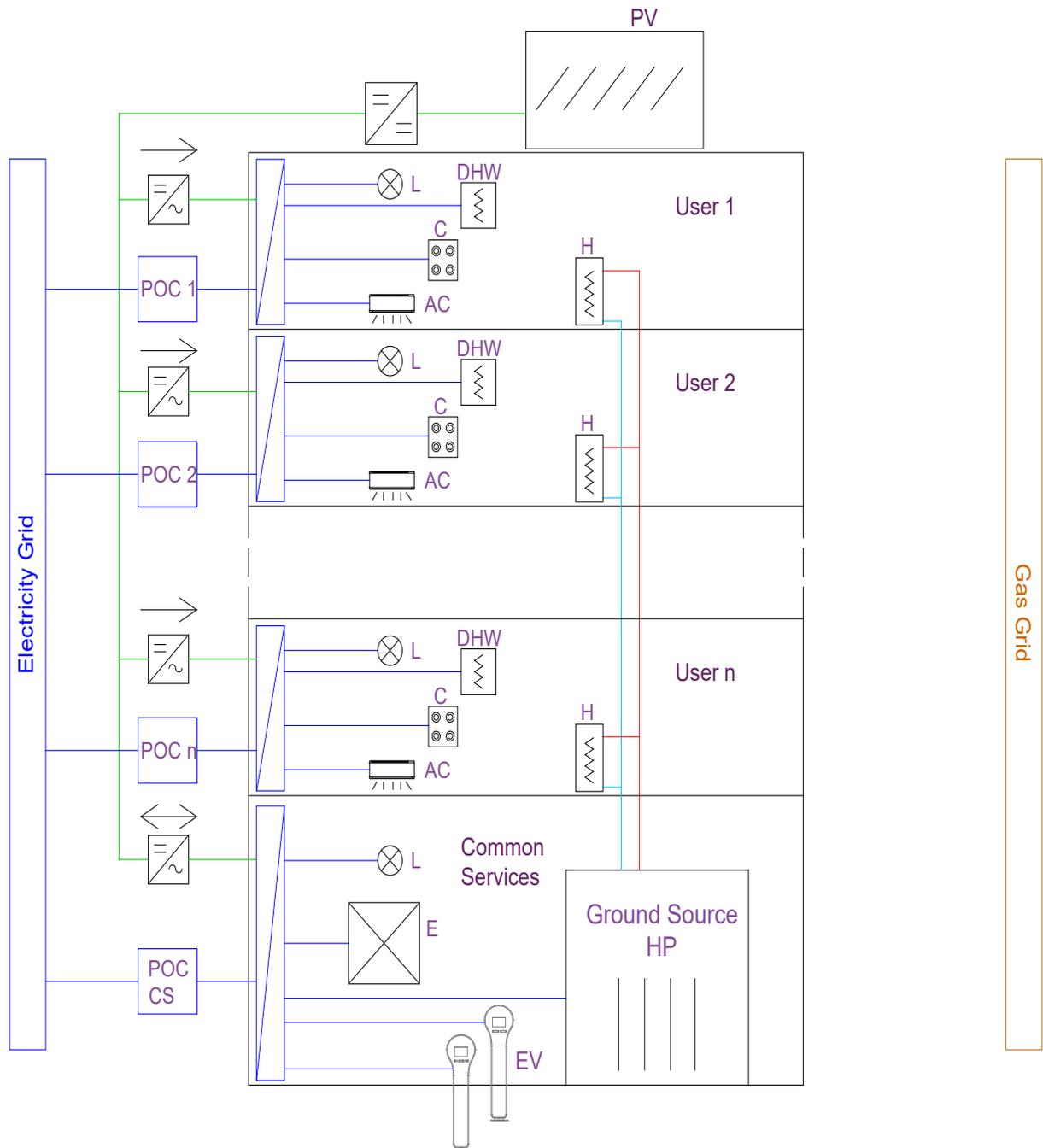


Figura 59. Schema del modello proposto degli impianti a servizio di un edificio MURB di nuova realizzazione: "power sharing" e "full electric".

Il sistema di generazione fotovoltaico può essere sovradimensionato perché l'impiego del power sharing consente di valorizzare l'energia elettrica prodotta mediante la condivisione della risorsa.

6.7 Modello proposto per il “power sharing”

6.7.1 Descrizione del modello di rete proposto

Viene definito “power sharing” perché tale sistema evita lo scambio di potenza da una unità all’altra, e consente solo l’uso in sharing della potenza di un generatore condiviso.

Dal punto di vista regolatorio, tale modello non impatta sui vincoli relativi alla concessione della distribuzione elettrica e sposta in pieno il modello di energy community.

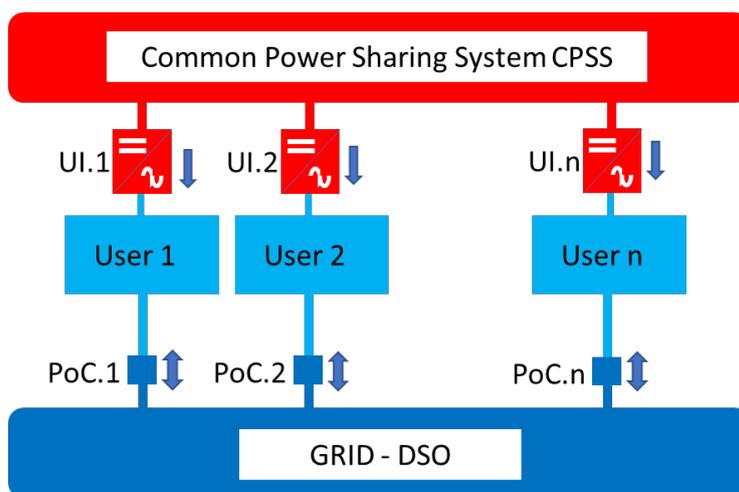


Figura 60. Modello “power sharing”

Lo schema seguente illustra meglio il principio di funzionamento della rete proposta, schematizzabile nei seguenti punti:

1. L’impianto fotovoltaico di condominio è collegato ad un inverter (DC/DC) INV1 che alimenta un BUS in DC comune alle utenze. Esso costituisce di fatto una risorsa energetica condivisa.
2. Ciascuna utenza ha il suo punto di allaccio con la rete pubblica (POC) tramite il quale preleva energia dalla rete.
3. L’utenza condominiale è allacciata alla rete tramite il punto di connessione POC SC.
4. Le utenze che aderiscono al “power sharing” si dotano di un inverter speciale (DC/AC) controllato dal sistema centrale di gestione del “power sharing”.
5. L’inverter di utenza INV1 è dotato di controllo che non consente immissione in rete di potenza. Il collegamento dal punto di consegna di utenza POC1 al quadro di unità è monodirezionale.
6. Di conseguenza le unità singole non sono utenze attive.
7. L’utenza condominiale è dotata di un inverter connesso al “power sharing” che svolge il compito di effettuare il saldo. Tale inverter è dotato di controllo locale che permette il passaggio di potenza dal BUS DC verso l’utenza condominiale a prescindere dell’entità del carico condominiale.
8. L’utenza condominiale è l’unico utente attivo della rete.
9. Ciascun utente è dotato di un contatore certificato sull’inverter in arrivo dal BUS DC. In questo modo il sistema è predisposto ad eventuali tariffazioni speciali.

10. L'impianto fotovoltaico costituisce una risorsa energetica condivisa e l'immissione verso le varie utenze in modalità "sharing" sono valorizzate come "ripartizione". Non si configura alcuna situazione di vendita.

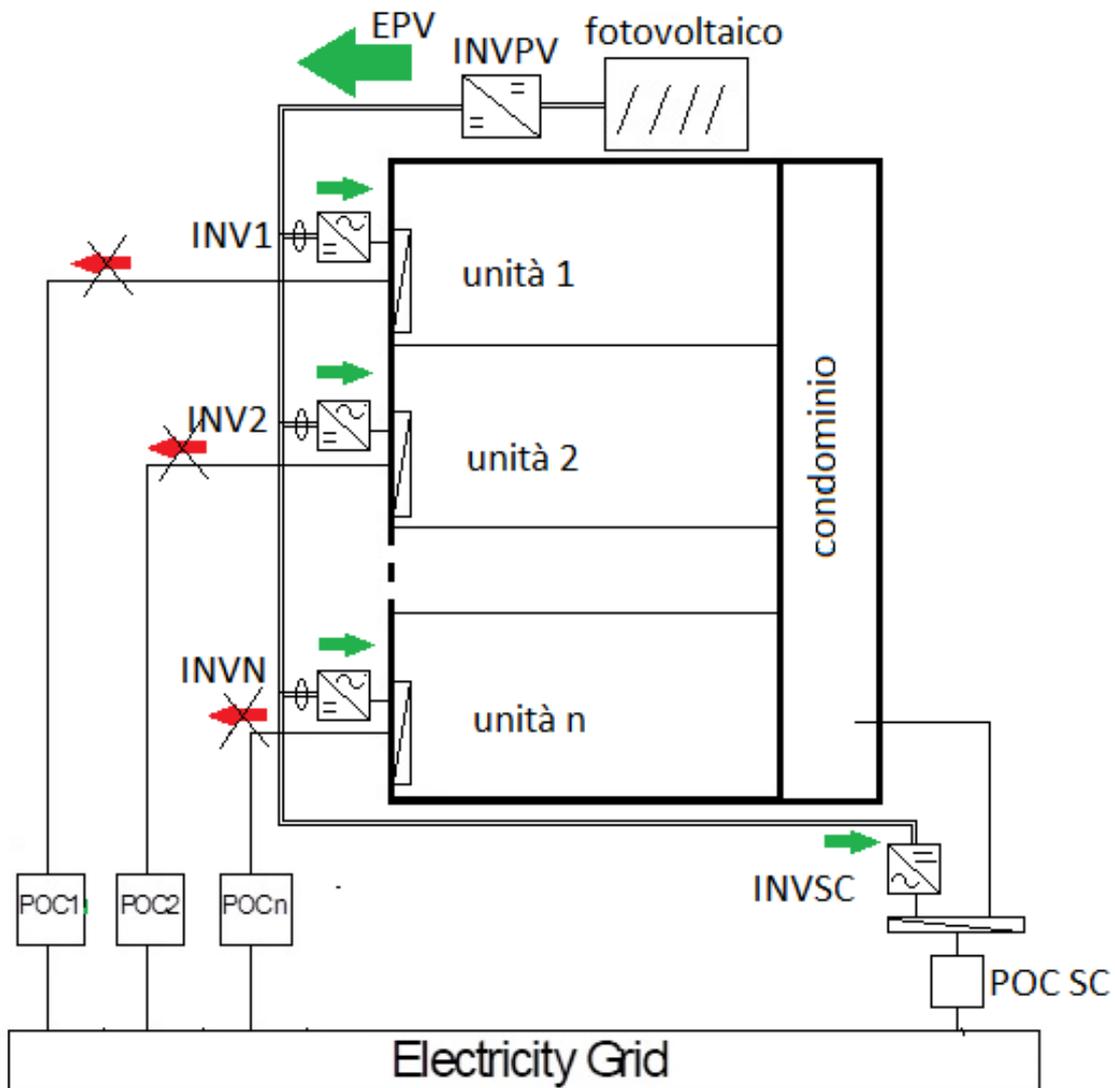


Figura 61. Schema della rete di "power sharing"

6.7.2 Sistema di controllo

La parte finale del lavoro è stata dedicata alla messa a punto preliminare del controllo proposto per il power sharing che è stato simulato e analizzato tramite un modello realizzato in ambiente Simulink.

Come riferimento di base, si è considerato un sistema semplice costituito da un impianto fotovoltaico in "power sharing" da 6kW in un edificio costituito da 3 utenze da 3 kW ognuna, avente lo stesso schema della Figura 62 con un nodo di saldo costituito dalle utenze condominiali.

L'impianto è dotato di inverter DC/DC di alimentazione del BUS.

Ogni utenza è provvista di un proprio inverter unidirezionale da 3 kW.

Nella Figura 62 è riportato lo schema del controllo.

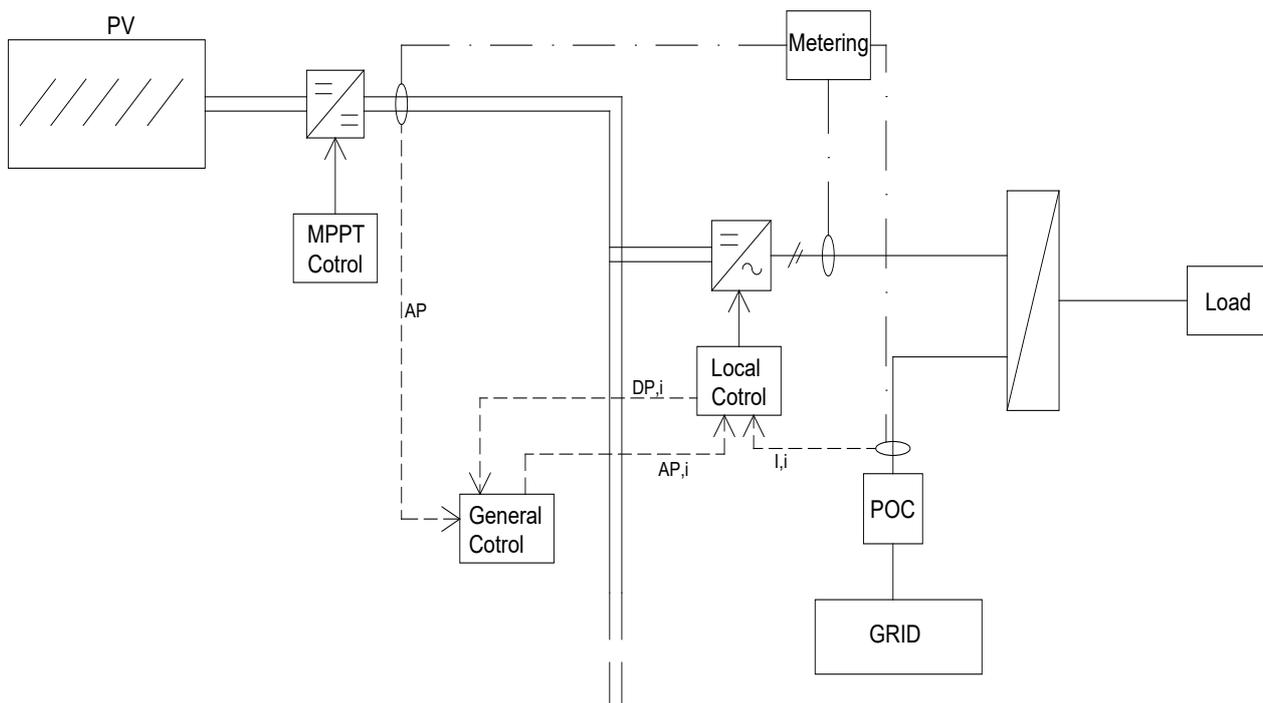


Figura 62. Schema a blocchi del controllo proposto di “Power Sharing”

Il sistema di controllo deve essere semplice, affidabile e robusto.

Il modello è stato realizzato sulla base di un controllo a doppio livello:

- un blocco “local control” costituisce il controllo locale che opera sull’inverte di unità;
- un blocco “general control” costituisce il controllo generale del sistema.

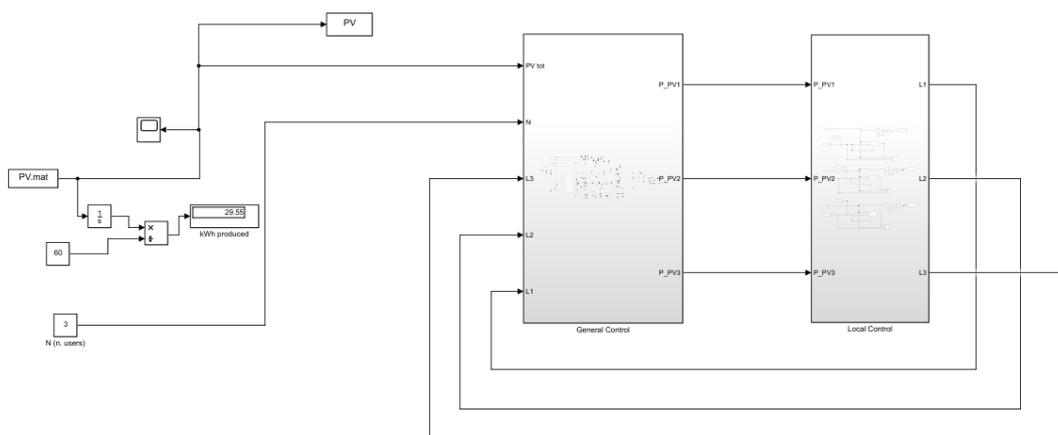


Figura 63. Schema del controllo “Power Sharing” sviluppato in ambiente Simulink

Nella Figura 63 è rappresentato lo schema del controllo implementato in ambiente Simulink.

Il sistema di controllo sviluppato per ora in fase preliminare è pensato per raggiungere il massimo sfruttamento della produzione fotovoltaica tramite redistribuzione dell’energia resa disponibile alle utenze a seconda della loro domanda.

Il generatore FV è collegato ad un DC BUS attraverso un inverter DC/DC con un tradizionale controllo MPPT (Maximum Power Point Tracking).

La potenza massima proveniente dai pannelli viene trasferita al DC BUS e memorizzata con un campionamento dell'ordine di un minuto.

A questo punto, il controllo è suddiviso in generale e locale.

Il sistema di controllo generale suddivide inizialmente la produzione FV equamente tra le utenze connesse al DC BUS e le invia alle unità locali.

$$AP_i = AP/n$$

Dove:

AP_i : potenza disponibile alla singola utenza;

AP: potenza totale disponibile dal pannello FV;

n: numero di utenti.

Le utenze sono connesse al BUS tramite un inverter unidirezionale dove agisce il controllo locale.

In ogni time-step l'inverter deciderà la potenza FV effettiva da inviare al carico.

- $AP_i > P_{load,i}^{-1}$: la potenza inviata sarà pari a $P_{load,i}^{-1}$
- $AP_i < P_{load,i}^{-1}$: la potenza inviata sarà pari a AP_i

Dove:

$P_{load,i}^{-1}$ indica la potenza richiesta dal carico al time-step precedente.

La potenza che verrà effettivamente inviata al carico, ovvero l'unità dell'edificio, sarà quella minore tra la potenza risultante dal controllo sopra e la potenza nominale dell'inverter, così da non compromettere il funzionamento della macchina in caso di potenze troppo alte. Inoltre, l'inverter registrerà la differenza fra la potenza FV inviata e quella richiesta dal carico:

- $AP_i > P_{load,i}^{-1} \rightarrow \Delta P_i = AP_i - P_{load,i}^{-1}$
- $AP_i < P_{load,i}^{-1} \rightarrow \Delta P_i = 0$

Tali valori vengono inviati direttamente al controllo generale.

Questo ha il compito di definire in ogni time-step la potenza FV disponibile a ogni utenza.

Le differenze di potenza ΔP_i rappresentano la potenza extra disponibile che può essere ridistribuita, quindi il controllo somma tutte quelle ricevute e ridistribuisce la potenza extra tra le utenze che presentavano $\Delta P_i \neq 0$.

$$\Delta P_i' = (\sum \Delta P_i) / N$$

Con N le utenze con $\Delta P_i \neq 0$.

La nuova potenza disponibile alle utenze sarà:

- $\Delta P_i \neq 0 \rightarrow AP_i' = AP_i - \Delta P_i$
- $\Delta P_i = 0 \rightarrow AP_i' = AP_i + \Delta P_i'$

Dove AP_i' è la nuova potenza disponibile.

Infine, il punto di connessione dei servizi comuni, POC_CS, serve come nodo di saldo. Tale utenza è l'unica, infatti, a essere collegata al DC BUS tramite un inverter bidirezionale, potendo inviare alla rete la produzione del fotovoltaico che è rimasta inutilizzata.

La legge di bilancio che definisce tale nodo è:

$$P_{grid} = P_{CS} + \sum PV_i - P_{Vtot}$$

A questo punto il ciclo si ripete per il time-step successivo.

6.7.3 Simulazione preliminare del modello

Le simulazioni svolte in ambiente Simulink sono relative ad una giornata tipo di riferimento, assumendo come diagrammi di assorbimento delle singole unità e di produzione fotovoltaico quelli riportati nella figura seguente.

Il modello simulato considera un generatore fotovoltaico della potenza nominale di 6 kW e 3 utenze domestiche da 3 kW di consegna oltre ad una utenza condominiale.

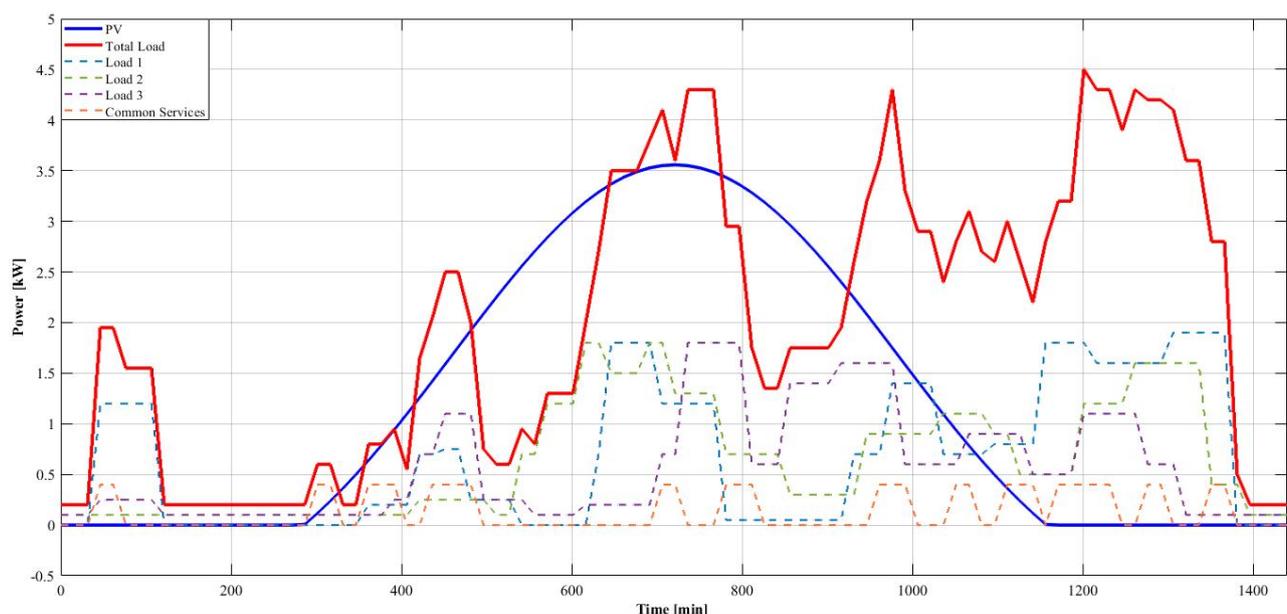


Figura 64: Profili di assorbimento e profilo di generazione

Nell'esempio di giornata considerata per le simulazioni si sono considerati:

- un profilo di generazione dell'impianto fotovoltaico con potenza di picco pari a circa 3,5 kW;
- utenze 1, 2 e 3 (load 1, 2 e 3) con un profilo avente potenza di picco pari a circa 2 kW e andamento per come rappresentato in figura;
- una utenza condominiale con un assorbimento dell'ordine di 0,5 kW.

In figura è rappresentato, oltre ai profili singoli, anche il profilo di assorbimento aggregato dell'edificio.

I risultati mostrano che per una produzione giornaliera ipotizzata di 30 kWh, a livello di cluster complessivo ne vengono assorbiti 22 kWh, ovvero più del 70 %.

Di seguito sono riportati i risultati per il giorno tipo considerato per le varie utenze e per il nodo di saldo.

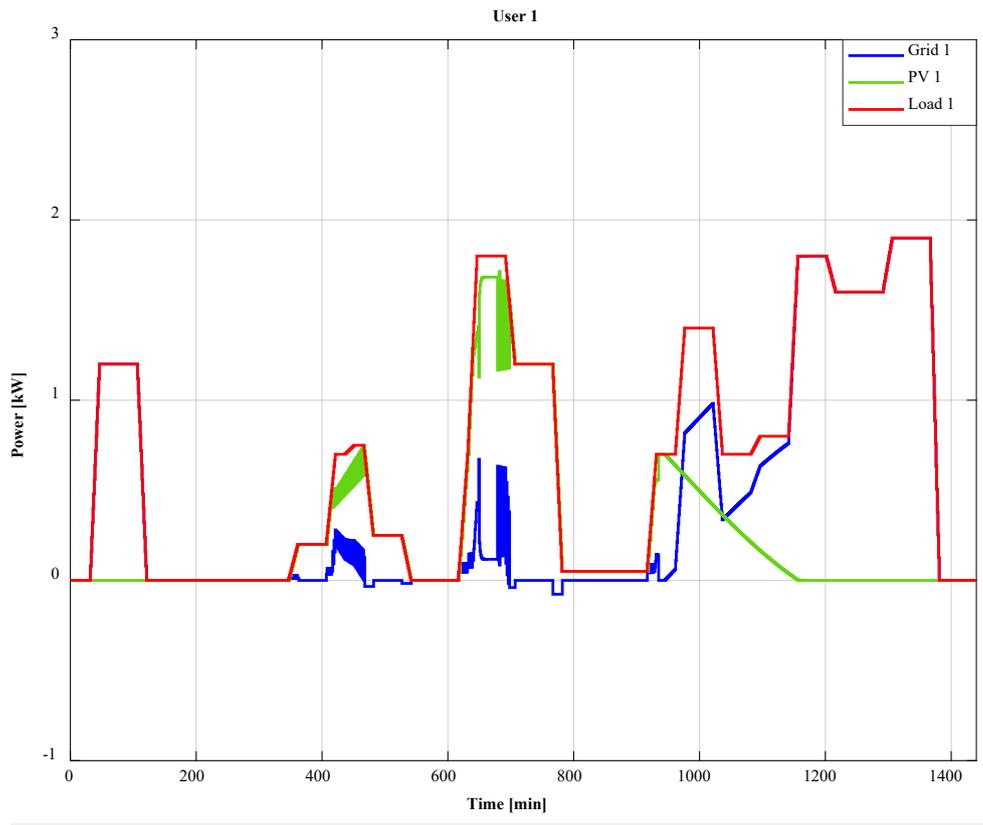


Figura 65: Profilo Utenza 1

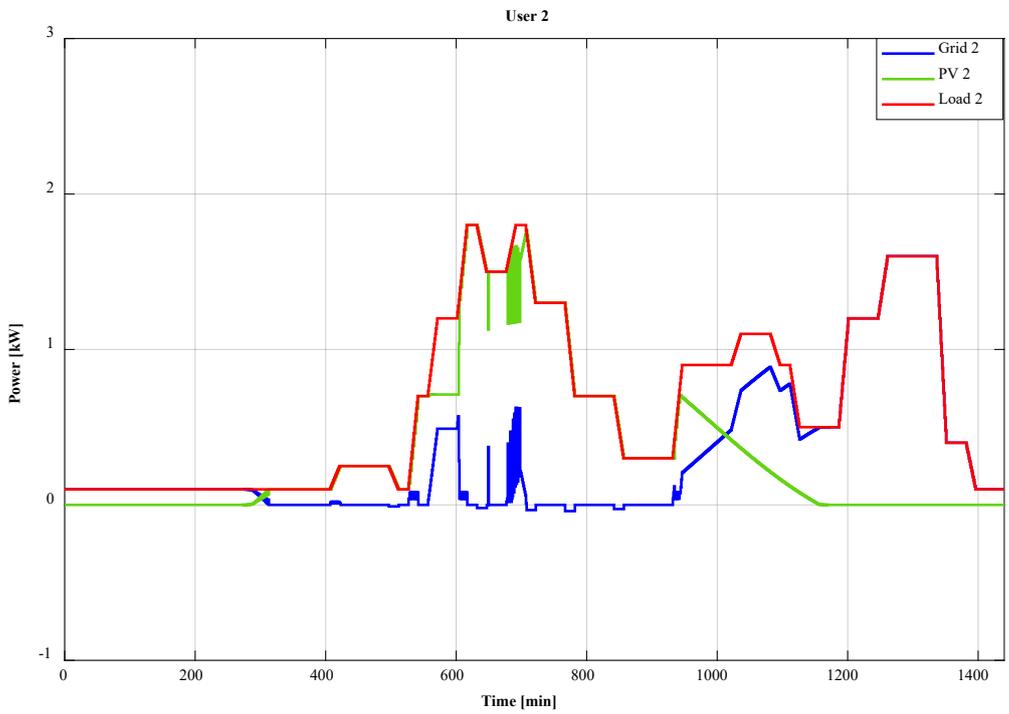


Figura 66: Profilo Utenza 2

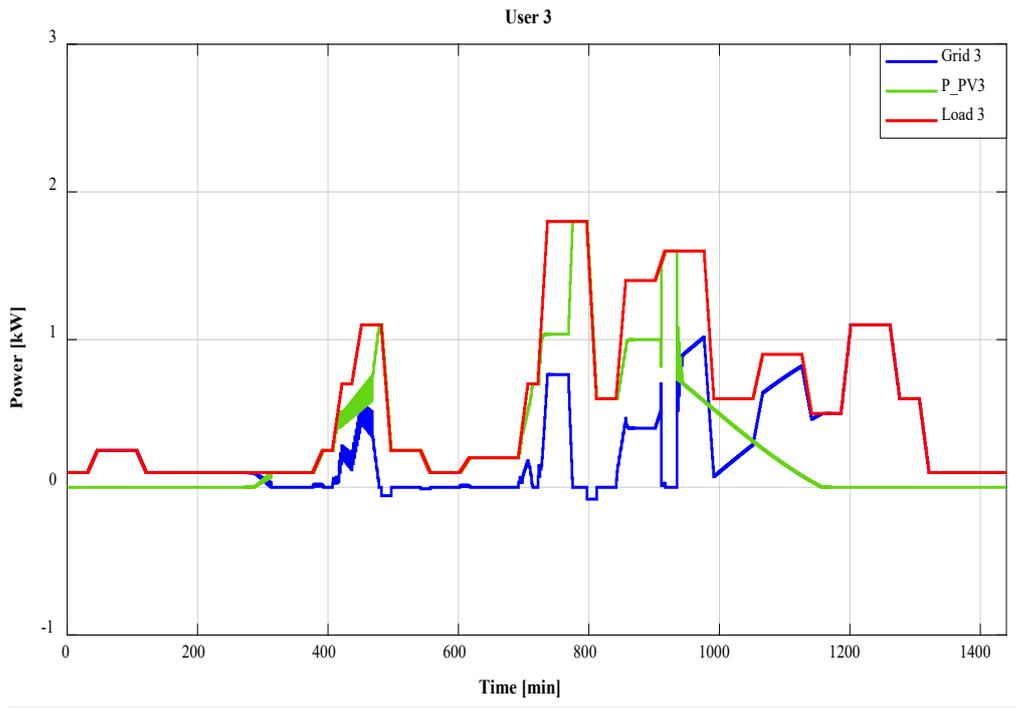


Figura 67: Profilo Utenza 3

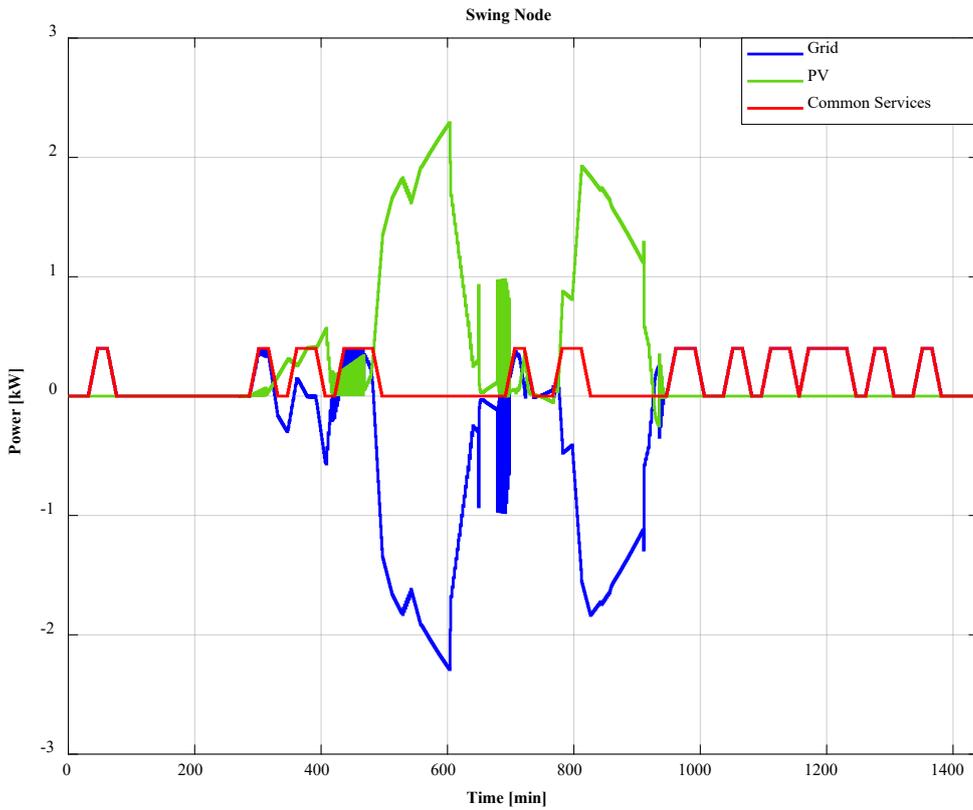


Figura 68: Profilo Nodo di Saldo

7 Case study

Come esempio di calcolo si consideri un edificio ad uso residenziale costituito da 20 unità.

7.1 Scenario tradizionale

L'edificio sia dotato dei seguenti impianti:

- Unità abitative
- Allaccio elettrico da 4,5 kW per usi domestici e climatizzazione estiva
- Allaccio gas per acqua calda sanitaria a caldaia a condensazione e uso cottura

Servizi condominiali

Allaccio elettrico da 6 kW per usi condominiali e ascensore

Allaccio gas per riscaldamento invernale centralizzato con sistema a termosifoni tradizionale

Applicando le tabelle di dimensionamento proposte risulta un quadro di consumi energetici pari a quello riportato nella seguente tabella.

Tabella 16. Scenario tradizionale: costi energetici per singola unità

		Elettrico			Gas		
		KE	Energia anno		KT	Energia anno	
		kW	kWh	Euro/anno	kWT	NMC	Euro/anno
Unità	Usi abitativi	4,5	3000	750,00 €			
	Cottura			- €		200	80,00 €
	ACS			- €	30	800	320,00 €
	Climatizzazione		1500	375,00 €			- €
Totale Unità			4500	1.125,00 €		1000	400,00 €
Totale Edificio			90000	22.500,00 €		20000	8.000,00 €
Servizi comuni	Usi condominiali	6	6000	1.500,00 €			
	Riscaldamento				300	50000	20.000,00 €
Totale Servizi condominiali				1.500,00 €			20.000,00 €
Totale			102000	24.000,00 €	300	71000	28.000,00 €
Totale singola unità	2.600,00 €						

Si è considerato il costo di un kWh elettrico di 25 centesimi di euro e il costo di un metro cubo normalizzato di gas pari a 40 centesimi di euro.

La spesa stimata per ogni singola unità è di 2.600 euro/anno.

7.2 Scenario pompa di calore: full electric

L'edificio sia rinnovato installando un sistema centralizzato di produzione di acqua calda per riscaldamento invernale a pompa di calore ad alta efficienza.

La cottura dei cibi e la produzione di acqua calda sanitaria siano realizzate mediante vettore elettrico.

L'edificio sia dotato di un impianto fotovoltaico dimensionato per soddisfare in potenza la centrale termica centralizzata, ovvero con potenza di 35 kW.

Il quadro sinottico dei consumi annuali e delle spese per singola unità sono riportate nella tabella seguente.

Tabella 17. Scenario "full electric": costi energetici per singola unità

MODELLO FULL ELECTRIC				
		Elettrico		
		KE	Energia anno	
		kW	kWh	Euro/anno
Unità	Usi abitativi	6	3000	750,00 €
	Cottura		300	75,00 €
	ACS		1000	250,00 €
	Climatizzazione		1500	375,00 €
Totale Unità			5800	1.450,00 €
Totale Edificio			116000	29.000,00 €
Servizi comuni	Usi condominiali	6	6000	1.500,00 €
	Riscaldamento	50	70000	17.500,00 €
Totale servizi condominiali				19.000,00 €
Totale			199300	48.000,00 €
Generazione	Fotovoltaico	35	45500	
	Autoconsumo	50%	22750	5.687,50 €
	Ceduto alla rete	50%	22750	1.137,50 €
	Flusso di cassa			6.825,00 €
Totale servizi condominiali				12.175,00 €
Totale pro unità	2.058,75 €			

Si è stimato un autoconsumo dell'energia prodotta dalla rete fotovoltaica pari a circa il 50%.

Il resto dell'energia è ceduta alla rete elettrica.

Il risparmio annuale per singola unità risulta pari a circa 450 euro per anno.

7.3 Scenario power sharing

L'edificio sia rinnovato installando oltre al sistema centralizzato di produzione di acqua calda per riscaldamento invernale a pompa di calore ad alta efficienza con un sistema fotovoltaico avente un modello di allaccio del tipo "power sharing" proposto. In questo caso l'impianto fotovoltaico può essere sovradimensionato fino alla potenza di circa 70 kW, ipotizzata come massima disponibilità in copertura.

In questa ipotesi l'autoconsumo dell'energia prodotta dalla rete fotovoltaica per servizi condominiali si riduce al 25%.

Il resto dell'energia pari al 75% è auto consumata dalle singole unità mediante il modello power sharing.

Il quadro sinottico dei consumi annuali e delle spese per singola unità sono riportate nella tabella seguente.

Tabella 18. Scenario “power sharing”: costi energetici per singola unità

		MODELLO POWER SHARING		
		Elettrico		
		KE	Energia anno	
		kW	kWh	Euro/anno
Unità	Usi abitativi	6	3000	750,00 €
	Cottura		300	75,00 €
	ACS		1000	250,00 €
	Climatizzazione		1500	375,00 €
Totale Unità			5800	1.450,00 €
Totale Edificio			116000	29.000,00 €
Servizi comuni	Usi condominiali	6	6000	1.500,00 €
	Riscaldamento	50	70000	17.500,00 €
Totale servizi condominiali				19.000,00 €
Totale			199300	48.000,00 €
Generazione	Fotovoltaico	70	91000	
	Autoconsumo	25%	22750	5.687,50 €
	Power sharing	75%	68250	17.062,50 €
	Flusso di cassa			22.750,00 €
Totale servizi condominiali				- 3.750,00 €
Totale pro unità	1.262,50 €			

Nel caso di adozione del modello “power sharing” si è valutato un risparmio per unità di circa 1.400 euro per anno per ciascuna unità condominiale.

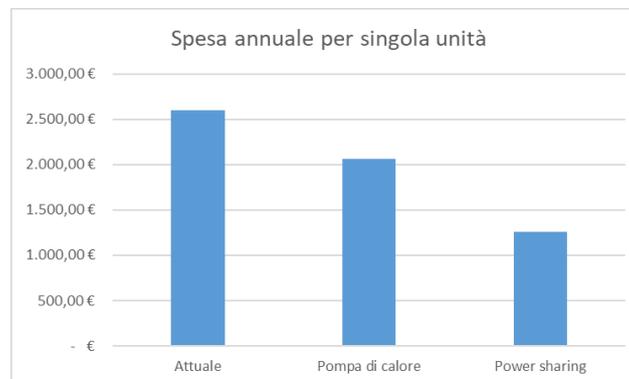


Figura 69: Confronto di spesa energetica per singola unità nei tre scenari considerati

8 Conclusioni

L'attività svolta riguarda l'analisi di tecnologie e soluzioni di impianti e sistemi abilitanti alla realizzazione di un modello di comunità energetica a livello di edificio/condominio che offra soluzioni concrete ed implementative dei modelli previsti a livello regolatorio con particolare riferimento al parco degli edifici esistenti.

Obiettivo dell'attività è l'implementazione di un modello di rete elettrica ed energetica applicabile sia per edifici esistenti e di nuova realizzazione.

Le conclusioni conducono ad una esigenza, ormai condivisa, di creare un modello implementabile di rete che ponga al centro il cliente attivo inteso come "autoconsumatore" in forma aggregata. Già il modello nZEB ha aperto alla visione di edificio come cluster e non come multi unità indipendenti.

Sono stati valutati i vincoli di natura tecnica, regolatoria e di natura economica che possono rallentare il processo di transizione energetica verso comunità energetiche. Uno dei nodi fondamentali che potrebbe determinare un rallentamento alla nascita delle comunità energetiche riguarda il riconoscimento degli oneri di sistema (ASOS e ARIM), che nel caso di aggregazione potrebbero costituire una forma di incentivazione indiretta. Nella parte dello studio rivolta all'analisi delle tecnologie e delle soluzioni impiantistiche considerate abilitanti per la creazione di community energetiche, sono state valutate le tecnologie abilitanti considerate più significative: - impiego del solo vettore elettrico per l'alimentazione dell'edificio; - utilizzo di pompe di calore ad alta efficienza abbinata a sistemi di diffusione a bassa entalpia; - predisposizione a sistemi di ricarica di veicoli elettrici; - impiego di fotovoltaico; - impiego di storage elettrico e termico; - home automation a livello di singola unità e opportunamente integrata con la building automation per la gestione energetica ottimizzata; - utilizzo di smart metering basato sulla tecnologia blockchain. Particolarmente interessante sembra la possibilità di impiego delle blockchain per lo smart metering e la tracciatura delle partite energetiche nei modelli di comunità energetica.

La terza parte dello studio è stata rivolta all'individuazione di modelli di reti applicabili a casi concreti di edifici sia esistenti sia di nuova realizzazione, per analizzarne aspetti realizzativi e performance energetiche, mediante l'analisi di aggregazioni di utenze come profili energetici e come reti energetiche, con scenari di gestione più o meno avanzati. In questa parte sono state gettate le basi di un progetto preliminare di modello innovativo di autoconsumo di risorse rinnovabili, definito "power sharing" che consente l'implementazione efficace di comunità energetiche a livello di edificio sia esistente sia di nuova realizzazione. Il modello consente l'impiego in autoconsumo dell'energia generate a livello comune con tecniche di ottimizzazione mediante controllo carichi e storage elettrico e termico. Il modello sposa un concetto di edificio full elettrico flessibile e a zero emissioni. Il modello di Power Sharing è visto come una possibile attuazione dell'obiettivo prefissato dalla RED II affinché gli autoconsumatori di energia rinnovabile che si trovano nello stesso edificio, compresi condomini, siano autorizzati a esercitare collettivamente le attività di autoconsumo e a organizzare tra di loro lo scambio di energia rinnovabile prodotta presso il loro sito o i loro siti, fatti salvi gli oneri di rete e altri oneri, canoni, prelievi e imposte pertinenti applicabili a ciascun autoconsumatore di energia rinnovabile. Il modello di riqualificazione proposto si basa su una soluzione innovativa e su impiego di componenti innovativi. Il riscaldamento invernale è realizzato mediante sistema a pompa di calore alimentato da vettore elettrico. Il sistema di generazione del calore diventa quindi del tipo ibrido con un accumulo termico (boiler) alimentato sia dalla caldaia a gas sia dalla pompa di calore elettrica. La pompa di calore centralizzata è alimentata dalla fornitura condominiale POC-CS. Trattandosi di edifici esistenti, non sono previsti interventi di riqualificazione dei terminali che restano del tipo a termosifone. Si può immaginare una integrazione con tecnologie innovative di terminali a bassa entalpia ed elevata inerzia termica del tipo pareti radianti e soffitti radianti. La produzione di acqua calda sanitaria è realizzata tramite generatori di acqua calda a pompa di calore alimentati da elettricità in sostituzione delle caldaie a gas. L'uso del gas è limitato quindi alla sola cottura dei cibi che resta in modalità gas per evitare l'impatto elettrico sulla cottura con necessità di rifacimento delle montanti elettriche. La parte più innovativa del modello proposto riguarda la realizzazione di un sistema fotovoltaico in modalità "power sharing". Viene definito "power sharing" perché tale sistema evita lo scambio di potenza da una

unità all'altra, e consente solo l'uso in sharing della potenza di un generatore condiviso. Dal punto di vista regolatorio, tale modello non impatta sui vincoli relativi alla concessione della distribuzione elettrica e sposa in pieno il modello di energy community.

La parte finale del lavoro è stata dedicata alla messa a punto preliminare del controllo proposto per il power sharing che è stato simulato e analizzato tramite a preliminare tramite un modello realizzato in ambiente Simulink. I risultati mostrano un livello di autoconsumo dell'energia generata in forma condivisa che incoraggia l'impiego di tale modello negli edifici multiunità.

In conclusione, si può affermare che il modello proposto di power sharing consente di realizzare comunità energetiche a livello di edificio con impiego ottimizzato della risorsa rinnovabile, elettrificazione totale dei servizi tecnici, possibilità di impiego di storage elettrico e possibilità di integrazione ottimizzata di strutture di ricarica dei veicoli elettrici.

Tale modello consente l'implementazione di sistemi domotici locali e collegati ad un sistema di building automation generali per l'implementazione di strategie di demand response.

Il modello proposto impatta positivamente nella valutazione dell'indicatore SRI con particolare riferimento alle componenti di: on-site renewable generation, demand side management e monitoring and control per gli aspetti che riguardano energy savings, flexibility to grid e self generation.

9 Riferimenti bibliografici

- [1]. Direttiva UE 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, definita Direttiva RED II
- [2]. Direttiva 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE definita Direttiva Elettrica
- [3]. Direttiva sul rendimento energetico degli edifici (2018/844),
- [4]. Direttiva sull'efficienza energetica (2018/2002)
- [5]. Memoria dell'autorità di regolazione per energia reti e ambiente in merito all'affare sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica (atto N. 59), ARERA, 094-19
- [6]. ARERA, Delibera 05 maggio 2017 300/2017/R/eel
- [7]. Legge regionale del Piemonte 3 agosto 2018 , n. 12 . Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche.
- [8]. Legge Regionale della Puglia 23 luglio 2019, n. 34 "Norme in materia di promozione dell'utilizzo di idrogeno e disposizioni concernenti il rinnovo degli impianti esistenti di produzione di energia elettrica da fonte eolica e per conversione fotovoltaica della fonte solare e disposizioni urgenti in materia di edilizia"
- [9]. UNI/TS 11300-1 Determinazione del fabbisogno di energia termica dell'edificio per la climatizzazione estiva ed invernale
- [10]. UNI CEI EN ISO 50001, Sistemi di gestione dell'energia - Requisiti e linee guida per l'uso
- [11]. UNI CEI EN 16247-1:2012 "Diagnosi energetiche - Parte 1: Requisiti generali".
- [12]. UNI EN 15232 Efficienza Energetica: impatto dell'automazione sulle prestazioni energetiche degli edifici
- [13]. UNI 13786 Caratteristiche termiche dinamiche. Metodi di calcolo
- [14]. Norma CEI EN 50090 del CLC/CT 205;
- [15]. Norme EN ISO 16484 del CEN/TC 247;
- [16]. CEI 64-8/8.1 Efficienza energetica degli impianti elettrici
- [17]. CEI 205-2 Guida ai sistemi BUS su doppino per l'automazione della casa e negli edifici, secondo le norme CEI EN 50090
- [18]. CEI 205-14 Guida alla progettazione, installazione e collaudo degli impianti HBES
- [19]. CEI 205-18 Guida all'impiego dei sistemi di automazione degli impianti tecnici negli edifici
- [20]. L. Martirano, "Domotica e building automation per l'efficienza energetica degli edifici", Rivista AEIT, N.9, Settembre 2009.
- [21]. Parise, G.; Martirano, L., "Impact of building automation, controls and building management on energy performance of lighting systems," Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference - Conference Record 2009 IEEE , vol., no., pp.1,5, 3-7 May 2009
- [22]. Brenna, M.; Falvo, M.C.; Foadelli, F.; Martirano, L.; Poli, D., Sustainable Energy Microsystem (SEM): preliminary energy analysis, Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), Washington DC, USA, 16-20 Jan. 2012, 2012 IEEE PES
- [23]. M. Brenna, M.C. Falvo, F. Foadelli, L. Martirano, F. Massaro, D. Poli, A. Vaccaro, Challenges in Energy Systems for the Smart-Cities of the Future, 2nd ENERGYCON Conference & Exhibition, 2012 (Future Energy Grids and Systems Symposium, Firenze, 9-12 Settembre 2012

- [24]. G. Parise, L. Martirano, L. Parise, M. Mitolo, Safety Evolution of Residential Microsystems, 2nd ENERGYCON Conference & Exhibition, 2012 (Future Energy Grids and Systems Symposium, Firenze, 9-12 Settembre 2012)
- [25]. G. Parise, L. Martirano, L. Parise, Evoluted Architectures for Smart Micro Grids, 2013 IEEE IAS Annual Meeting, Orlando (USA), 6-11 October 2103
- [26]. L. Martirano, S. Fornari, A. Di Giorgio, and F. Liberati, "A case study of a commercial/residential microgrid integrating cogeneration and electrical local users," in Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2013 12th International Conference on, 2013, pp. 363–368.
- [27]. G. Parise, L. Martirano, L. Parise, Ecodesign of Ever Net-Load Microgrids, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 50 Issue 1, 2014
- [28]. R. Lamedica, A. Capasso, A Bottom-Up approach to residential load modeling", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, n.2, Maggio 1994.
- [29]. I. A. Sajjad, M. Manganelli, L. Martirano, R. Napoli, G. Chicco, G. Parise "Net Metering Benefits for Residential Buildings: A Case Study in Italy", Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2015 15th International Conference on, 2015
- [30]. G. Graditi, M.G. Ippolito, R. Lamedica, A. Piccolo, A. Ruvio, E. Santini, P. Siano, G. Zizzo, Innovative control logics for a rational utilization of electric loads and air-conditioning systems in a residential building, Energy and Buildings, Volume 102, 1 September 2015, Pages 1-17, ISSN 0378-7788
- [31]. Intisar A. Sajjad; Roberto Napoli; Gianfranco Chicco; Luigi Martirano, A conceptual framework for the business model of smart grids, 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)
- [32]. M. Brenna; M. C. Falvo; F. Foadelli; L. Martirano; D. Poli, From Virtual Power Plant (VPP) to Sustainable Energy Microsystem (SEM): An opportunity for buildings energy management, Industry Applications Society Annual Meeting, 2015 IEEE
- [33]. Tarek Samarji; Adnan Jouni; Ali Karaki, Net zero energy buildings: Application in Lebanon on a typical residential building, 2012 International Conference on Renewable Energies for Developing Countries (REDEC)
- [34]. L. Martirano ; G. Parise ; G. Greco ; M. Manganelli ; F. Massarella ; M. Cianfrini ; L. Parise ; P. di Laura Frattura ; E. Habib Aggregation of users in a residential/commercial building managed by a building energy management system (BEMS), IEEE Transactions on Industry Applications, 2018
- [35]. Luigi Martirano; Emanuele Habib; Giuseppe Parise; Giacomo Greco; Matteo Manganelli; Ferdinando Massarella; Luigi Parise; Demand Side Management in Micro-grids for Load Control in Nearly Zero Energy Buildings, IEEE Transactions on Industry Applications, Year: 2017, Volume: 53, Issue: 3, Pages: 1769 – 1779
- [36]. Luigi Martirano; Emanuele Habib; Giacomo Greco; Matteo Manganelli; Alessandro Ruvio; Biagio di Pietra; Alessandro Pannicelli; Sara Piccinelli; Giovanni Puglisi; Pasquale Regina, An example of smart building with a km zero energy performance, 2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Cincinnati (Ohio, USA), 1-5- Oct. 2017
- [37]. Luigi Martirano, Emanuele Habib, Alessandro Giuseppi, Alessandro Di Giorgio, Nearly Zero Energy Building Model Predictive Control for efficient heating, IEEE IAS Annual Meeting, 2018 September, Portland, USA
- [38]. "Smart home and building solutions. Global. Secure. Connected. Introduction", available at www.knx.org

- [39]. T. Sato, D.M. Kammen, et. al., "Smart Grid Standards: Specifications, Requirements and Technologies", first edition, 2015.
- [40]. Electric Power Research Institute, "EPRI Journal", volume 9, number 10, December 1984.
- [41]. C. W. Gellings, "Demand side management, vol. 1". Palo Alto, CA: EPRI; 1984.
- [42]. C. W. Gellings, "The Smart Grid. Enabling Energy Efficiency and Demand Response," The Fairmont Press Inc., Lilburn, 2009.
- [43]. Luigi Martirano ; Franco Bua ; Loredana Cristaldi ; Giacomo Grigis ; Luca Guido Mongiovì ; Silvia Polverini ; Enrico Tironi; Assessment for a Distributed Monitoring System for Industrial and Commercial Applications; IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 55. Issue 6, 2019
- [44]. Francesco Liberati ; Alessandro Di Giorgio ; Alessandro Giuseppi ; Antonio Pietrabissa ; Emanuele Habib ; Luigi Martirano; Joint Model Predictive Control of Electric and Heating Resources in a Smart Building; IEEE Transactions on Industry Applications; 2019 Volume: 55, Issue: 6
- [45]. Matteo Manganelli ; Giacomo Greco ; Luigi Martirano; Design of a New Architecture and Simulation Model for Building Automation Toward Nearly Zero Energy Buildings, 2019 Volume: 55, Issue: 6