



Ricerca di Sistema elettrico

Modello di microgrid per “smart building” come energy community con gestione ottimizzata delle risorse energetiche Parte 3- Modello di microrete con fotovoltaico condiviso per edifici condominali

L. Martirano, R. Araneo, C. Moscatiello, G. Di Lorenzo,
R. Loggia, A.L. Palma

MODELLO DI MICROGRID PER “SMART BUILDING” COME ENERGY COMMUNITY CON GESTIONE OTTIMIZZATA DELLE RISORSE ENERGETICHE.

PARTE 3- MODELLO DI MICRORETE CON FOTOVOLTAICO CONDIVISO PER EDIFICI CONDOMINIALI

L. Martirano, R. Araneo, C. Moscatiello, G. Di Lorenzo, R. Loggia, - Università di Roma “La Sapienza”, (DIAEE)

A. L. Palma - ENEA

Con il contributo di Ruvio Alessandro - Università di Roma “La Sapienza”, (DIAEE)

Dicembre 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico (oggi Ministero della Transizione Ecologica) - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 – III 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: *LA3.12 - Microgrid in scala per smart building*

Responsabile del Progetto: Ing. Giovanni Puglisi (ENEA)

Responsabile del Work package: Ing. 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: Dott. Ing. Alessandro Lorenzo Palma



Responsabile scientifico Sapienza Università di Roma – DIAEE: Prof. Ing. Luigi Martirano



Indice

SOMMARIO.....	5
1 INTRODUZIONE.....	6
1.1 COMUNITÀ ENERGETICA	8
1.2 QUADRO NORMATIVO.....	9
1.2.1 <i>Regolamentazione Europea</i>	10
1.2.2 <i>Regolamentazione Italiana</i>	12
2 UTILIZZO DELLA CORRENTE CONTINUA	14
2.1 PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEI GENERATORI E DEI CARICHI IN BT	14
2.2 CONVERSIONE DI ENERGIA SOLARE IN ENERGIA ELETTRICA.....	15
2.2.1 <i>Impianto fotovoltaico stand-alone</i>	16
2.2.2 <i>Impianto fotovoltaico connesso alla rete</i>	16
2.3 POSSIBILI SCENARI DI APPLICAZIONE PER UNA DISTRIBUZIONE IN CORRENTE CONTINUA	17
2.4 CAVI E MASSIMA POTENZA TRASMISSIBILE	18
2.5 PERICOLO DELLA CORRENTE CONTINUA E DELLA CORRENTE ALTERNATA	20
2.6 ELIMINAZIONE DELLA SINCRONIZZAZIONE	22
3 ANALISI DELLE SINGOLE UNITÀ DEL MODELLO DI POWER SHARING	23
3.1 UNITÀ 1	23
3.2 UNITÀ 2	24
3.3 UNITÀ 3	25
3.4 UNITÀ 4	25
3.5 UNITÀ 5	26
3.6 ARCHITETTURA MODELLO POWER SHARING PROPOSTO	27
3.6.1 <i>Allaccio degli utenti alla rete di distribuzione in BT</i>	28
4 MODELLO SIMULINK	31
4.1 PV ARRAY	31
4.2 CONVERTITORE BOOST DC-DC	32
4.2.1 <i>MPPT (Maximum Power Point Tracker)</i>	33
4.3 BUS DC.....	36
4.4 SISTEMA DI CONTROLLO PSM.....	36
4.5 INVERTER TRIFASE.....	38
4.5.1 <i>Controllo VSC</i>	39
4.5.1.1 <i>Regolatore di tensione</i>	40
4.5.1.2 <i>PLL & Measurements</i>	40
4.5.1.3 <i>Regolatore di corrente</i>	41
4.5.1.4 <i>Uabc_ref Generation</i>	42
4.5.1.5 <i>PWM Generator</i>	43
4.5.2 <i>Schema di controllo dell'inverter trifase</i>	44
4.6 INVERTER MONOFASE.....	45
4.6.1 <i>Controllo inverter monofase</i>	46
4.6.2 <i>PLL & Measurements</i>	46
4.6.3 <i>U_ref Generation</i>	47
4.6.4 <i>PWM Generator</i>	48
4.6.5 <i>Schema di controllo dell' inverter monofase</i>	48
4.7 FILTRI E TRASFORMATORI	49
4.8 BLOCCO DI BILANCIO DELLE POTENZE DELLA SINGOLA UTENZA.....	50
4.9 BLOCCO DI MISURA PV ARRAY	51
4.10 BLOCCO DI BILANCIO DELLE POTENZE DELL'INTERO SISTEMA	51

5	CASO STUDIO	52
5.1	DIMENSIONAMENTO DEL MODELLO	53
5.1.1	<i>Dimensionamento degli inverter</i>	53
5.1.2	<i>Dimensionamento filtri e trasformatori</i>	54
5.1.3	<i>Scenario 1</i>	54
5.1.4	<i>Scenario 2</i>	55
5.1.5	<i>Scenario 3</i>	56
5.1.6	<i>Scenario 4</i>	58
5.1.7	<i>Scenario 5</i>	58
5.1.8	<i>Scenario 6</i>	60
5.1.9	<i>Scenario 7</i>	61
6	MISURE SPERIMENTALI.....	63
7	CONCLUSIONI.....	68
8	PUBBLICAZIONI REALIZZATE CON IL CONTRIBUTO DEI FONDI DI RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO	69
9	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	70

Sommario

La linea di attività LA3.12 consiste nel ricreare un modello reale di edificio con implementazione del modello power sharing proposto.

Al fine di valutare sperimentalmente il modello si è svolta una campagna di misure su appartamenti tipo che hanno consentito di profilare i comportamenti

Il sistema è stato implementato all'interno del laboratorio LAMBDA dotato di rete elettrica comunicante con sistema BUS su standard Konnex per gestione carichi, è dotato inoltre di due impianti fotovoltaici comunicanti e di accumulo elettrico. Il quadro elettrico di alimentazione della microgrid sarà equipaggiato con sistemi di metering e controllo su standard aperti al fine di realizzare un sistema centralizzato di supervisione e monitoraggio.

L'attività è consistita nell'implementazione di una microgrid dotata di sistema di Building Energy Management System (BEMS) in scala ridotta realizzato tramite un sistema di controllo ad intelligenza distribuita sul quale testare le logiche di controllo proposto per il demand side management e l'ottimizzazione della profilazione della domanda energetica della rete.

L'appartamento tipo è stato implementato in un pannello domotico che rappresenta gli impianti di un'unità residenziale che ha consentito il test dei sistemi di controllo proposti con particolare riferimento alla gestione dei carichi.

La LA3.12 è dedicata quindi alle attività di natura sperimentale così schematizzabili:

- misure sperimentali su appartamenti tipo
- implementazione di un impianto tipo in laboratorio
- Implementazione del modello in un ambiente simulato

È stato messo a punto e sviluppato in modo simulativo un modello di condivisione energetica di risorse comuni denominato "power sharing" basato su una rete fisica funzionante a corrente continua e collettore della potenza generata da un sistema di generazione collegata in modo unidirezionale a un gruppo di utenti. Il modello può essere applicato sia ad edifici residenziali, sia ad edifici ad uso terziario o commerciale e può essere esteso anche a gruppi di edifici. Può essere applicato sia a impianti esistenti sia in edifici o strutture di nuova realizzazione.

Il modello si basa su una rete elettrica in DC per la condivisione di generazione e accumulo, dalla quale alimentare con speciali inverter DC/AC le singole utenze connesse alla comunità energetica.

Il modello si presta ad integrare in modo ottimale sistemi di generazione di calore a pompe di calore elettrica centralizzati e sistemi di ricarica di veicoli elettrici.

La ricerca ha implementato il sistema di controllo centrale e i controllori locali in un modello che ha consentito di ottenere risultati incoraggianti grazie a diverse simulazioni svolte.

1 Introduzione

In Europa si stima che il 40% del consumo totale di energia sia riconducibile al settore commerciale, terziario e agli edifici residenziali. Le nuove politiche nazionali e internazionali sull'energia e la sostenibilità hanno introdotto l'uso di nuove tecnologie in diversi settori (e.g., internet of things, internet of energy, blockchains) per promuovere un uso razionale dell'energia e il prosumer diventa una delle figure emergenti nel nuovo scenario dell'energia.

Se il ruolo sempre più dinamico dei clienti nel mercato energetico è uno dei tratti distintivi della transizione energetica in atto, ancora più incisiva è l'azione dei prosumer, che sta cambiando il profilo del sistema elettrico: da un modello rigido e unidirezionale, basato su un limitato numero di centrali che erogano top-down energia ai clienti, a un modello sempre più decentralizzato e multidirezionale. Un doppio ribaltamento di prospettiva: quello fisico del flusso dell'elettricità, che si inverte per viaggiare dal consumatore alla rete, e quello del cliente stesso, che da fruitore passivo di un'utenza ne diventa attore protagonista.

Le forme innovative di prosumer possono essere attuate attraverso le comunità energetiche, ossia una coalizione di utenti che, tramite la volontaria adesione ad un contratto, collaborano con l'obiettivo di produrre, consumare e gestire l'energia attraverso uno o più impianti energetici locali. Questo è un concetto ampio che identifica una varietà di esperienze comprendenti comunità di interessi e comunità di luogo che condividono lo sviluppo di un progetto per la produzione di energia rinnovabile e i benefici economici e sociali che ne derivano.

Inoltre, sono in atto importanti sviluppi sulle installazioni e sui dispositivi dei clienti a causa dei cambiamenti strutturali indotti dal mercato dell'energia liberalizzato. Questo scenario porta a domandarsi se le attuali reti di distribuzione siano ancora le più adeguate a soddisfare l'aumento della domanda, anche perché la maggior parte dei dispositivi di generazione e dei sistemi di accumulo d'energia generano in corrente continua o richiedono uno stadio intermedio in corrente continua prima dell'iniezione di potenza in una possibile rete in corrente alternata.

In quest'ottica si inserisce il progetto di ricerca che ha la finalità di mettere a punto e sviluppare in modo simulativo un modello di condivisione energetica di risorse comuni denominato "power sharing" basato su una rete fisica funzionante a corrente continua e collettrice della potenza generata da un sistema di generazione collegata in modo unidirezionale a un gruppo di utenti.

Il modello può essere applicato sia ad edifici residenziali, sia ad edifici ad uso terziario o commerciale e può essere esteso anche a gruppi di edifici. Può essere applicato sia a impianti esistenti sia in edifici o strutture di nuova realizzazione.

L'architettura in Figura 1, mostra una proposta di comunità power sharing caratterizzata da un edificio residenziale con cinque differenti utenti.

Tutte le unità fanno parte di una comunità energetica che ha l'obiettivo di condividere l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico installato sul tetto dell'edificio. Pertanto, oltre ad essere tutte connesse alla rete, ciascun utente potrà sfruttare l'energia elettrica prodotta dall'impianto in funzione delle proprie necessità andando a ridurre la richiesta alla rete di distribuzione. In alcuni casi sarà possibile prevedere anche un sistema di stoccaggio per garantire la continuità del servizio anche laddove l'alimentazione della rete dovesse venir meno. L'aspetto interessante consiste nel fatto che la condivisione di potenza non è virtuale ma fisica attraverso l'utilizzo di una rete condivisa. In particolare, la rete in esame è una rete DC caratterizzata da convertitori DC-DC.

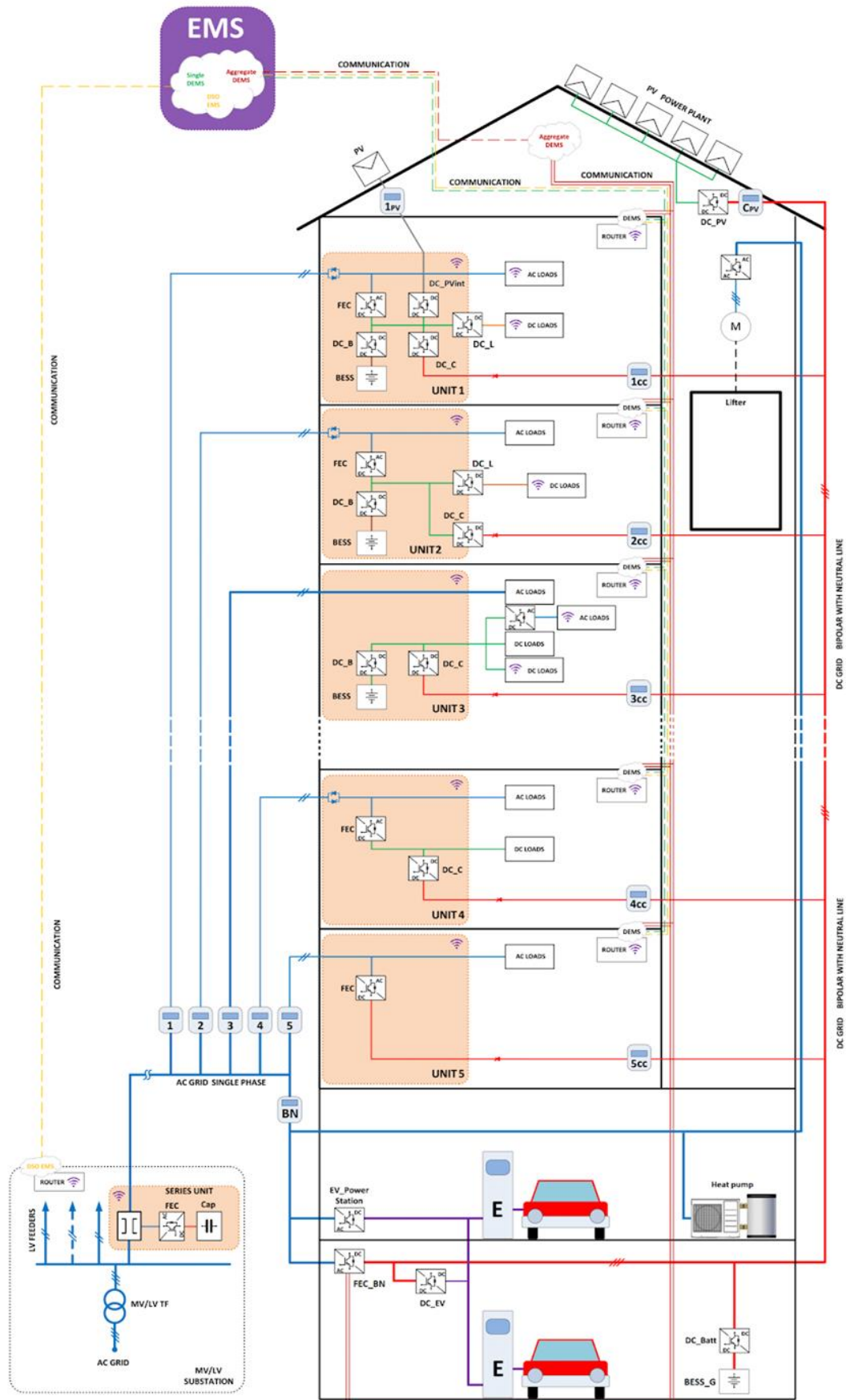


Figura 1: Schema completo del modello power sharing.

L'ingresso alle singole unità è interno a un'area comune dove sono presenti dei servizi comuni. Sul tetto dell'edificio è presente un impianto fotovoltaico collegato al bus DC principale (linea rossa) tramite un convertitore DC-DC denominato DC_PV.

Il convertitore DC_PV ha la funzione di adattare la tensione in uscita dell'array fotovoltaico alla tensione del bus DC principale e permette di tracciare la massima potenza dell'impianto fotovoltaico (MPPT) attraverso un algoritmo di conduttanza incrementale.

Ogni utente presente nell'edificio è collegato al bus DC principale tramite un convertitore DC-DC unidirezionale, denominato DC_C. La regola principale di questo modello è che gli utenti connessi al bus DC principale possono solo prelevare potenza da esso ma mai immetterla. Inoltre, ogni unità abitativa presenta anche un punto di connessione con il distributore ed esso può essere attivo o passivo come vedremo.

Un elemento di fondamentale importanza per il modello è il nodo di bilancio. In questo nodo è presente il convertitore unidirezionale DC-AC, denominato FEC_BN (Front End Converter – Balance Node). Esso ha il compito di immettere nella rete elettrica l'eccesso di potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico appartenente alla comunità energetica. Per eccesso s'intende il surplus di potenza che non è né prelevato dalle unità abitative, né immagazzinato nell'accumulatore BESS_G né prelevato dal convertitore DC_FV per eseguire la ricarica delle auto.

Il POC presente nel nodo di bilancio è di tipo attivo (POC BN), perché deve poter fornire potenza ai servizi comuni nel momento in cui l'impianto fotovoltaico non genera potenza o la potenza che genera è tutta condivisa tra gli utenti presenti nella comunità energetica.

Per servizi comuni s'intendono quei servizi presenti in un edificio e messi a disposizione degli utenti. In questo modello si sono considerati come servizi comuni:

- impianto di sollevamento persone (ascensore);
- impianto di ricarica delle auto elettriche o ibride plug-in;
- impianto di riscaldamento o raffrescamento tramite pompa di calore.

In questo documento verranno analizzate nel dettaglio tutte le unità presenti all'interno dell'edificio.

1.1 Comunità Energetica

Con le dovute distinzioni e differenze tra loro, le comunità energetiche sono tutte accomunate da uno stesso obiettivo: fornire energia rinnovabile a prezzi accessibili ai propri membri, piuttosto che dare la priorità al profitto economico come una società energetica tradizionale.

Decentramento e localizzazione della produzione energetica sono i principi su cui si fonda una comunità energetica che, attraverso il coinvolgimento di cittadini, attività commerciali e imprese del territorio, risulta in grado di produrre, consumare e scambiare energia in un'ottica di autoconsumo e collaborazione. Il concetto di autoconsumo si riferisce alla possibilità di consumare in loco l'energia elettrica prodotta da un impianto di generazione locale per far fronte ai propri fabbisogni energetici. Produrre, immagazzinare e consumare energia elettrica nello stesso sito prodotta da un impianto di generazione locale permette a ogni utente di contribuire attivamente alla transizione energetica e allo sviluppo sostenibile del Paese, favorendo l'efficienza energetica e promuovendo lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Oggi l'autoconsumo può essere attuato non solo in forma individuale ma anche in forma collettiva all'interno di condomini o comunità energetiche locali.

L'aumento della generazione distribuita, soprattutto tramite la diffusione di sistemi fotovoltaici, rende rilevante l'integrazione della produzione e il consumo di energia all'interno di quartieri e distretti, all'interno di reti di media e bassa tensione.

Per consentire al sistema elettrico nazionale di funzionare in maniera ottimale, è necessario abbinare l'offerta di energia alla domanda di consumo.

Una delle soluzioni per raggiungere tale obiettivo è sovrapporre la dimensione spaziale individuale a quella collettiva, ad esempio, facendo coincidere la produzione locale di energia con la domanda del circuito costituito da: casa, condominio e vicinato o azienda-edificio/centro commerciale.

La Figura 2 illustra la conformazione di autoconsumo individuale, di autoconsumo collettivo condominiale e di autoconsumo collettivo attraverso comunità energetiche, sotto la medesima cabina elettrica di bassa

tensione. In Italia, le due ultime tipologie (autoconsumo collettivo e comunità energetica) sono riconosciute legalmente dal 2020.



Figura 2: Tipologie di autoconsumo: individuale, collettivo e comunità energetica

- Auto consumatore individuale: un cliente finale che opera nei propri siti ubicati entro confini definiti o in altri siti, produce energia rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia autoprodotta .
- Autoconsumo collettivo: un gruppo di almeno due auto consumatori di energia rinnovabile che condividono energia generata e si trovano nello stesso edificio o condominio.
- Comunità energetica: soggetto giuridico, che si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed effettivamente controllato da azionisti o membri (privati o pubblici) che si trovano nelle vicinanze degli impianti di energia rinnovabile che appartengono e sono sviluppati dal ente in questione. Gli utenti collaborano tra loro con l'obiettivo di produrre, consumare e gestire l'energia attraverso uno o più impianti locali [1-6].

Secondo alcune Direttive che andremo di seguito ad analizzare, gli stati dell'Unione Europea potranno provvedere all'autorizzazione dello scambio energetico tra diversi soggetti auto consumatori di energia elettrica residenti in uno stesso edificio e facenti parte di una comunità di energia rinnovabile. Questo consentirà che produzione, accumulo e vendita di energia avvengano sulla base del modello "da uno a molti" (one to many). La delibera 663/2017/R/eel, fornisce un elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali indicando le modalità, le condizioni e i requisiti da soddisfare. Lo scopo delle comunità energetiche è quello di creare vere e proprie "isole" in cui i consumatori sono anche produttori, l'energia viene prodotta da fonti rinnovabili e lo scambio energetico e la sostenibilità ambientale siano le basi di questo sistema. Si cerca inoltre di massimizzare l'efficienza energetica, ridurre i consumi e ottenere una certa autosufficienza dalla rete elettrica. I cittadini sono quindi portati a diventare parte attiva del sistema energetico globale, in modo tale da non essere solo più consumatori, ma produttori e ora anche distributori. Di seguito verranno analizzate le nuove direttive energetiche che sono state introdotte in Europa e poi successivamente in Italia.

1.2 Quadro Normativo

Il concetto di comunità energetica fornisce un grande impulso per superare le resistenze allo sviluppo delle infrastrutture, aumentare l'accettazione e la penetrazione delle risorse energetiche distribuite, incoraggiare gli investimenti privati e stabilire partenariati pubblico-privato. Le comunità energetiche hanno ricevuto di recente un quadro e un riconoscimento giuridico da parte dell'Unione Europea. Si tratta, in sostanza, di un tassello fondamentale della politica Europea in materia di energie rinnovabili e nuove tecnologie, un binomio vincente su cui l'UE ha costruito la sua strategia per raggiungere l'ambizioso obiettivo d'impatto climatico zero entro il 2050 (raggiungere impatto climatico zero è l'obiettivo fissato dalla Commissione Europea nel Green Deal).

In questo contesto, le fonti energetiche rinnovabili sono uno strumento fondamentale per la riduzione dei cosiddetti gas serra, motivo per cui sono diventate il fulcro delle politiche europee per la creazione del mercato unico dell'energia.

1.2.1 Regolamentazione Europea

Nel 2019, l'Unione Europea ha concluso l'approvazione del pacchetto legislativo "energia pulita per tutti gli europei" (CEP – Clean Energy Package) composto da otto direttive che regolavano temi energetici, tra cui: prestazioni energetiche negli edifici, efficienza energetica, energie rinnovabili, mercato elettrico.

Le direttive UE stabilite dal CEP, cercano di mettere in atto quadri giuridici adeguati a consentire la transizione energetica e dare un ruolo di primo piano ai cittadini nel settore dell'energia. Le direttive Europee dovrebbero essere seguite dalle leggi nazionali sui rispettivi temi. Tra i diversi temi d'interesse, esamineremo qui soltanto due delle direttive del CEP:

la Direttiva sulle energie rinnovabili (Direttiva UE 2018/2001) anche denominata (RED II), in cui sono riportate le definizioni di autoconsumo collettivo e di comunità di energie rinnovabili (CER);

la Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica (Direttiva UE 2019/944) che definisce la comunità energetica dei cittadini (CEC).

L'articolo 21 della Direttiva sulle energie rinnovabili (2018/2001) definisce l'autoconsumo collettivo realizzato all'interno di un edificio, grazie ad un sistema che fornisce elettricità a più di un consumatore ("uno a molti"). L'esempio classico è quello di un edificio multi - unità con un sistema nell'area comune, in grado di soddisfare il fabbisogno di energia sia per le utenze condominiali che per quelle delle unità autonome.

Quando l'autoconsumo collettivo trascende l'ambito di un unico edificio o condominio, siamo di fronte ad una comunità energetica.

Le Direttive, sebbene presentino definizioni diverse tra loro, definiscono entrambe la comunità energetica come "un soggetto giuridico" fondato sulla "partecipazione aperta e volontaria", il cui scopo prioritario non è la generazione di profitti finanziari, ma il raggiungimento di benefici ambientali, economici e sociali per i suoi membri o soci o al territorio in cui opera.

Per garantire il carattere "no profit" delle comunità energetiche, non è ammessa la partecipazione, in qualità di membri della comunità, di aziende del settore energetico (fornitori) che possono, invece, prestare servizi di fornitura e di infrastruttura.

Le principali differenze tra le CER e CEC sono:

a) la CER (comunità di energia rinnovabile) si basa sul principio di autonomia tra i membri e sulla necessità di prossimità con gli impianti di generazione. La CER può gestire l'energia in diverse forme (elettricità, calore, gas) a patto che siano generate da una fonte rinnovabile.

b) La CEC (comunità energetica dei cittadini) non prevede i principi di autonomia e prossimità e può gestire solo l'elettricità, prodotta sia da fonte rinnovabile, sia fossile.

Di seguito si riportano gli articoli 20 e 21 della Direttiva UE 2018/2001.

Articolo 21: Autoconsumatori di energia da fonti rinnovabili.

1. Gli Stati membri provvedono affinché i consumatori siano autorizzati a divenire autoconsumatori di energia rinnovabile, fatto salvo il presente articolo.

2. Gli Stati membri provvedono affinché gli autoconsumatori di energia rinnovabile, individualmente o attraverso aggregatori, siano autorizzati a:

a) produrre energia rinnovabile, anche per il proprio consumo; immagazzinare e vendere le eccedenze di produzione di energia elettrica rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, fornitori di energia elettrica e accordi per scambi tra pari, senza essere soggetti:

i) in relazione all'energia elettrica proveniente dalla rete che consumano o a quella che vi immettono, a procedure e oneri discriminatori o sproporzionati e oneri di rete che non tengano conto dei costi;

ii) in relazione all'energia elettrica rinnovabile autoprodotta da fonti rinnovabili che rimane nella loro disponibilità, a procedure discriminatorie o sproporzionate e a oneri o tariffe;

b) installare e gestire sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica abbinati a impianti di generazione di energia elettrica rinnovabile a fini di autoconsumo senza essere soggetti ad alcun duplice onere, comprese le tariffe di rete per l'energia elettrica immagazzinata che rimane nella loro disponibilità;

c) mantenere i loro diritti e obblighi in quanto consumatori finali;

d) ricevere una remunerazione, se del caso anche mediante regimi di sostegno, per l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta che immettono nella rete, che corrisponda al valore di mercato di tale energia elettrica e possa tener conto del suo valore a lungo termine per la rete, l'ambiente e la società.

3. Gli Stati membri possono applicare oneri e tariffe non discriminatori e proporzionali agli autoconsumatori di energia rinnovabile, in relazione alla loro energia elettrica rinnovabile autoprodotta che rimane nella loro disponibilità, in uno o più dei casi seguenti:

a) se l'energia elettrica autoprodotta da fonti rinnovabili è effettivamente beneficiaria di regimi di sostegno, solo nella misura in cui non siano pregiudicati la sostenibilità economica del progetto e l'effetto incentivante di tale sostegno;

b) dal 1o dicembre 2026, se la quota complessiva di impianti in autoconsumo supera l'8 % della potenza elettrica totale installata di uno Stato membro, e se è dimostrato, mediante un'analisi costi-benefici effettuata dall'autorità nazionale di regolamentazione di tale Stato membro, condotta mediante un processo aperto, trasparente e partecipativo, che la disposizione di cui al paragrafo 2, lettera a), punto ii), ha comportato un significativo onere sproporzionato per la sostenibilità finanziaria a lungo termine del sistema elettrico oppure crea un incentivo che supera quanto oggettivamente necessario per conseguire la diffusione economicamente [7] efficiente dell'energia rinnovabile e che sarebbe impossibile minimizzare tale onere o incentivo adottando altre misure ragionevoli; o

c) se l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta è prodotta in impianti con una potenza elettrica totale installata superiore a 30 kW.

4. 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 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.

5. L'impianto dell'autoconsumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà di un terzo o gestito da un terzo in relazione all'installazione, all'esercizio, compresa la gestione dei contatori, e alla manutenzione, purché il terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore di energia rinnovabile. Il terzo non è di per sé considerato un autoconsumatore di energia rinnovabile.

6. Gli Stati membri istituiscono un quadro favorevole alla promozione e agevolazione dello sviluppo dell'autoconsumo di energia rinnovabile sulla base di una valutazione delle barriere ingiustificate esistenti per l'autoconsumo di energia rinnovabile, nonché del potenziale di quest'ultimo, nei loro territori e nelle loro reti energetiche. Tale quadro favorevole, tra l'altro:

a) si occupa dell'accessibilità dell'autoconsumo di energia rinnovabile a tutti i consumatori finali, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili;

b) si occupa degli ostacoli ingiustificati al finanziamento di progetti sul mercato e di misure che facilitano l'accesso ai finanziamenti;

c) si occupa di altri ostacoli normativi ingiustificati per l'autoconsumo di energia rinnovabile, anche per i locatari;

d) si occupa degli incentivi per i proprietari degli immobili, affinché creino possibilità di autoconsumo di energia rinnovabile, anche per i locatari;

e) concede agli autoconsumatori di energia rinnovabile, a fronte dell'energia elettrica rinnovabile autoprodotta che immettono nella rete, un accesso non discriminatorio ai pertinenti regimi di sostegno esistenti, nonché a tutti i segmenti del mercato dell'energia elettrica;

f) garantisce che gli autoconsumatori di energia rinnovabile contribuiscano in modo adeguato e bilanciato alla ripartizione complessiva dei costi del sistema quando l'energia elettrica è immessa nella rete.

Gli Stati membri includono una sintesi delle politiche e delle misure previste dal quadro favorevole, nonché una valutazione della loro attuazione nei loro piani nazionali integrati per l'energia e il clima e nelle relazioni sullo stato di avanzamento ai sensi del regolamento (UE) 2018/1999.

7. Il presente articolo si applica fatti salvi gli articoli 107 e 108 TFUE.

Articolo 22: Comunità di energia rinnovabile.

1. Gli Stati membri assicurano che i clienti finali, in particolare i clienti domestici, abbiano il diritto di partecipare a comunità di energia rinnovabile, mantenendo al contempo i loro diritti o doveri in qualità di clienti finali e senza essere soggetti a condizioni o procedure ingiustificate o discriminatorie che ne impedirebbero la partecipazione a una comunità di energia rinnovabile, a condizione che, per quanto riguarda le imprese private, la loro partecipazione non costituisca l'attività commerciale o professionale principale.

2. Gli Stati membri assicurano che le comunità di energia rinnovabile abbiano il diritto di:

a) produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile;

b) scambiare, all'interno della stessa comunità, l'energia rinnovabile prodotta dalle unità di produzione detenute da tale comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile, fatti salvi gli altri requisiti di cui al presente articolo e il mantenimento dei diritti e degli obblighi dei membri della comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile

come clienti;

c) accedere a tutti i mercati dell'energia elettrica appropriati, direttamente o mediante aggregazione, in modo non discriminatorio.

3. Gli Stati membri procedono a una valutazione degli ostacoli esistenti e del potenziale di sviluppo delle comunità di energia rinnovabile nei rispettivi territori.

4. Gli Stati membri forniscono un quadro di sostegno atto a promuovere e agevolare lo sviluppo delle comunità di energia rinnovabile. Tale quadro garantisce, tra l'altro, che:

a) siano eliminati gli ostacoli normativi e amministrativi ingiustificati per le comunità di energia rinnovabile;

b) le comunità di energia rinnovabile che forniscono energia o servizi di aggregazione, o altri servizi energetici commerciali siano soggette alle disposizioni applicabili a tali attività;

c) il gestore del sistema di distribuzione competente cooperi con le comunità di energia rinnovabile per facilitare i trasferimenti di energia all'interno delle comunità di energia rinnovabile;

d) le comunità di energia rinnovabile siano soggette a procedure eque, proporzionate e trasparenti, in particolare quelle di registrazione e di concessione di licenze, e a oneri di rete che tengano conto dei costi, nonché ai pertinenti oneri, prelievi e imposte, garantendo che contribuiscano in modo adeguato, equo ed equilibrato alla ripartizione generale dei costi del sistema in linea con una trasparente analisi costi-benefici delle risorse energetiche distribuite realizzata dalle autorità nazionali competenti;

e) le comunità di energia rinnovabile non siano oggetto di un trattamento discriminatorio per quanto concerne le loro attività, i loro diritti e obblighi in quanto consumatori finali, produttori, fornitori, gestori del sistema di distribuzione, o altri partecipanti al mercato;

f) la partecipazione alle comunità di energia rinnovabile sia aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili;

g) siano disponibili strumenti per facilitare l'accesso ai finanziamenti e alle informazioni;

h) alle autorità pubbliche sia fornito un sostegno normativo e di sviluppo delle capacità per favorire la creazione di comunità di energia rinnovabile e aiutare le autorità a parteciparvi direttamente;

i) siano disponibili norme per assicurare il trattamento equo e non discriminatorio dei consumatori che partecipano a una comunità di energia rinnovabile.

5. I principi essenziali del quadro favorevole di cui al paragrafo 4 e della sua attuazione fanno parte degli aggiornamenti dei piani nazionali per l'energia e il clima degli Stati membri e delle relazioni sullo stato di avanzamento ai sensi del regolamento (UE) 2018/1999.

6. Gli Stati membri possono prevedere che le comunità di energia rinnovabile siano aperte alla partecipazione transfrontaliera.

7. Fatti salvi gli articoli 107 e 108 TFUE, gli Stati membri tengono conto delle specificità delle comunità di energia rinnovabile quando elaborano regimi di sostegno, al fine di consentire loro di competere alla pari con altri partecipanti al mercato per l'ottenimento di un sostegno.

1.2.2 Regolamentazione Italiana

Ad inizio 2020, l'Italia ha avviato un processo di recepimento della direttiva Europea (RED II), il percorso è iniziato con il Decreto Milleproroghe, entrato in vigore a febbraio 2020, a cui sono state introdotte per la prima volta nella legislazione Italiana, in accordo con la direttiva, le definizioni di "autoconsumatori di energie rinnovabili che agiscono collettivamente" e di "comunità di energia rinnovabile". Successivamente poi si è arrivati al decreto legislativo 199/2021 in attuazione della direttiva RED II.

Il nuovo Decreto, entrato in vigore il 15 dicembre 2021, definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari al raggiungimento degli obiettivi europei sulla quota di energia da fonti rinnovabili entro il 2030 incrementando proprio la quota di produzione di energia rinnovabile.

Il presente decreto reca disposizioni necessarie all'attuazione delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) in materia di energia da fonti rinnovabili, conformemente al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), con la finalità di individuare un insieme di misure e strumenti coordinati, già orientati all'aggiornamento degli obiettivi nazionali da stabilire ai sensi del Regolamento (UE)

n. 2021/1119, con il quale si prevede, per l'UE, un obiettivo vincolante di riduzione delle emissioni di gas serra di almeno il 55 per cento rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.

Per l'applicazione di questo nuovo decreto però, dovremo attendere fino a giugno 2022, data limite per la pubblicazione di tutti i decreti attuativi che definiranno incentivi e dettagli operativi.

All'interno del Decreto legislativo c'è un articolo, il numero 31, dedicato alle comunità energetiche con numerose novità, che andremo ora ad analizzare.

Fino a oggi le comunità energetiche avevano forti limitazioni sia per il perimetro sia per la potenza degli impianti rinnovabili dedicati, che, di fatto ne riducevano la diffusione.

Con l'approvazione del decreto, la possibilità di allaccio passa dalla cabina secondaria a quella primaria, in questo modo si potranno connettere un numero decisamente maggiore di utenze, e la potenza dell'impianto dedicato alla comunità energetica cresce, passando da 200 kW a 1MW. Si potranno realizzare comunità energetiche più grandi che interessano un numero maggiore di cittadini.

È stata ampliata anche la platea dei soggetti che possono accedere a una comunità energetica, infatti oggi oltre alle famiglie, agli enti locali e alle piccole e medie imprese (PMI) possono partecipare anche gli enti religiosi, del terzo settore e quelli di ricerca.

Una comunità energetica, inoltre, può essere costituita sia da un impianto nuovo, realizzato a partire dal 15 dicembre di quest'anno, sia da un impianto esistente con una quota, comunque, non superiore al 30 per cento della potenza complessiva che fa capo alla comunità. Il decreto prevede anche che una comunità energetica possa promuovere interventi integrati di domotica, di efficienza energetica, e offrire servizi di ricarica dei veicoli elettrici ai propri membri.

Si riporta di seguito l'articolo 31 del Decreto legislativo 199/2021.

Articolo 31: Comunità energetiche rinnovabili

1. I clienti finali, ivi inclusi i clienti domestici, hanno il diritto di organizzarsi in comunità energetiche rinnovabili, purché siano rispettati i seguenti requisiti:

a) l'obiettivo principale della comunità è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi soci o membri o alle aree locali in cui opera la comunità e non quello di realizzare profitti finanziari;

b) la comunità è un soggetto di diritto autonomo e l'esercizio dei poteri di controllo fa capo esclusivamente a persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali, ivi incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall'Istituto Nazionale di Statistica (di seguito: ISTAT) secondo quanto previsto all'articolo 1, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196, che sono situate nel territorio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti per la condivisione di cui al comma 2, lettera a);

c) per quanto riguarda le imprese, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale;

d) la partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili, fermo restando che l'esercizio dei poteri di controllo è detenuto dai soggetti aventi le caratteristiche di cui alla lettera b).

2. Le comunità energetiche rinnovabili di cui al comma 1 operano nel rispetto delle seguenti condizioni:

a) fermo restando che ciascun consumatore che partecipa a una comunità può detenere impianti a fonti rinnovabili realizzati con le modalità di cui all'articolo 30, comma 1, lettera a), punto 1, ai fini dell'energia condivisa rileva solo la produzione di energia rinnovabile degli impianti che risultano nella disponibilità e sotto il controllo della comunità;

b) l'energia autoprodotta è utilizzata prioritariamente per l'autoconsumo istantaneo in sito ovvero per la condivisione con i membri della comunità secondo le modalità di cui alla lettera c), mentre l'energia eventualmente eccedentaria può essere accumulata e venduta anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, direttamente o mediante aggregazione;

c) i membri della comunità utilizzano la rete di distribuzione per condividere l'energia prodotta, anche ricorrendo a impianti di stoccaggio, con le medesime modalità stabilite per la comunità energetiche dei cittadini. L'energia può essere condivisa nell'ambito della stessa zona di mercato, ferma restando la sussistenza del requisito di connessione alla medesima cabina primaria per l'accesso agli incentivi di cui all'articolo 8, e alle restituzioni di cui all'articolo 32, comma 3, lettera a), secondo le modalità e alle condizioni ivi stabilite;

d) gli impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica realizzati dalla comunità sono entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, fermo restando la possibilità di adesione per impianti esistenti, sempre di produzione di energia elettrica rinnovabile, per una misura comunque non superiore al 30 per cento della potenza complessiva che fa capo alla comunità;

e) i membri delle comunità possono accedere agli incentivi di cui al Titolo II alle condizioni e con le modalità ivi stabilite;

f) nel rispetto delle finalità di cui al comma 1, lettera a), la comunità può produrre altre forme di energia da fonti rinnovabili finalizzate all'utilizzo da parte dei membri, può promuovere interventi integrati di domotica, interventi di efficienza energetica, nonché offrire servizi di ricarica dei veicoli elettrici [8] ai propri membri e assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio e può offrire servizi ancillari e di flessibilità.

2 Utilizzo della Corrente Continua

2.1 Principali caratteristiche dei generatori e dei carichi in BT

Le risorse energetiche distribuite sono costituite da un insieme di sistemi di tecnologie, collegati alla rete principale o autonomi, che possono essere integrati nelle costruzioni residenziali, commerciali o istituzionali e/o nei complessi industriali. Questi sistemi energetici includono:

- la generazione distribuita, comprese le energie rinnovabili;
- l'accumulo di energia;
- tecnologie che sfruttano il calore recuperato da altri processi per il raffreddamento, riscaldamento e la generazione di energia elettrica;
- procedure di trasmissione e distribuzione.

Queste risorse decentralizzate forniscono diversi vantaggi rispetto alla sola energia proveniente dalla rete elettrica, offrendo agli utenti finali la possibilità di impiegare combustibili differenziati; maggiore affidabilità, qualità ed efficienza dell'alimentazione; minori emissioni e una maggiore flessibilità ai cambiamenti delle esigenze energetiche.

Le tecnologie moderne mettono a disposizione diverse tipologie di generatori di piccola taglia, da pochi a centinaia di kW, che generano direttamente in corrente continua, come ad esempio gli impianti fotovoltaici che richiedono uno stadio in corrente continua prima dell'interfacciamento con la rete pubblica in corrente alternata.

Questi sistemi di generazione si interfacciano singolarmente alla rete di distribuzione e questo crea problemi di qualità della fornitura di energia elettrica. È perciò ipotizzabile di affiancare alla rete di distribuzione tradizionale in corrente alternata, una rete in corrente continua che connetta le varie tipologie di generatori. Questo potrebbe permettere di interfacciare tutte le generazioni in un unico punto della rete in corrente alternata e di risolvere quindi i problemi associati ai disturbi. Inoltre, verrebbero notevolmente semplificati i convertitori di interfaccia tra i generatori e la rete in corrente continua, diminuendone i costi e quindi permettendo una diffusione più ampia della generazione distribuita [9-11].

Rispetto alla tradizionale distribuzione in corrente alternata, peraltro economica e funzionale in sistemi passivi anche se di qualità talvolta modesta, la rete in corrente continua permette un'integrazione migliore dei generatori (convertitori di interfaccia più semplici, mancanza della necessità di sincronismo) e può garantire una qualità e una continuità di esercizio superiori.

La distribuzione di una nuova rete in corrente continua può però essere anche vista come un'opportunità per l'allacciamento di quei carichi che per loro natura impiegano questo tipo di alimentazione. Si pensi ad esempio agli azionamenti industriali, in cui i motori sono alimentati in corrente continua attraverso un chopper, oppure attraverso un inverter che genera una tensione regolabile ad una frequenza variabile.

Anche in ambito civile la diffusione dell'elettronica, sia di controllo che di potenza, nella realizzazione di apparecchi per applicazioni in impianti elettrici BT richiede la conversione dell'energia elettrica da alternata a continua attraverso uno stadio raddrizzatore generalmente costituito da un ponte a diodi, ma sempre più spesso realizzato tramite ponti a IGBT per la riduzione del contenuto armonico e l'impiego di trasformatori ad alta frequenza. Inoltre molte applicazioni in ca possono essere facilmente "convertite" in cc senza l'interposizione di alcun apparecchio di adattamento dell'alimentazione.

Inoltre, molte applicazioni in corrente alternata, che non richiederebbero una conversione ca/cc, vengono essere alimentate attraverso gruppi di continuità (UPS) per garantire un livello di qualità elevato e una stabilità del servizio anche in mancanza della rete pubblica.

I carichi allacciati a questa nuova rete usufruiscono quindi di un'alimentazione di qualità superiore rispetto a quella fornita da una tradizionale rete ca. Questa caratteristica può essere sfruttata anche per l'alimentazione ad elevata qualità di quei carichi in corrente alternata già esistenti, che non necessitano della cc, attraverso un inverter [12-20].

2.2 Conversione di energia solare in energia elettrica

La necessità di ridurre l'inquinamento ambientale ha accresciuto l'interesse in tutto il mondo di sfruttare le fonti primarie rinnovabili connesse direttamente alla rete di distribuzione per mezzo di piccoli e medi generatori.

L'elemento base di un impianto fotovoltaico è la cella fotovoltaica costituita da materiale semiconduttore, ad esempio silicio amorfo o silicio monocristallino/policristallino. Questa cella, esposta alla radiazione solare, è in grado di fornire una corrente massima ad una tensione massima, cui corrisponde una potenza massima. Più celle fotovoltaiche possono essere collegate in serie a formare una stringa per raggiungere un determinato livello di tensione e si collegando più stringhe in parallelo per raggiungere un desiderato livello di corrente.

Nonostante la disponibilità della fonte primaria su tutto il territorio, i sistemi fotovoltaici inizialmente non hanno avuto una grossa diffusione per gli elevati costi e i bassi rendimenti conseguiti.

Negli ultimi tempi, tuttavia, si sta assistendo ad un notevole progresso delle celle fotovoltaiche, sia per la riduzione dei costi, sia per il miglioramento dei rendimenti conseguito grazie alle nuove tecnologie delle celle, che tendono a sfruttare tutta la radiazione elettromagnetica proveniente dal sole.

Le celle fotovoltaiche trovano una facile integrazione architettonica nelle moderne costruzioni, nelle quali possono essere integrate dal punto di vista funzionale. In passato questi sistemi di generazione erano usati per lo più in applicazioni isolate, nelle quali non era disponibile la rete elettrica (es. baite di montagna).

Oggi, anche in seguito a provvedimenti d'incentivazione, si sta assistendo a numerose installazioni in ambito urbano. Diventa quindi importante la loro interazione con la rete di distribuzione, che ora diventa fisicamente accessibile.

Un impianto fotovoltaico può essere connesso alla rete o può essere utilizzato in modalità stand-alone.

2.2.1 Impianto fotovoltaico stand-alone

In questo caso, l'impianto deve essere dotato di un sistema d'accumulo di energia per fornire alimentazione in caso di mancanza di radiazione solare.

In generale, un impianto fotovoltaico stand-alone è costituito dai seguenti dispositivi:

- array fotovoltaico: costituito dai moduli fotovoltaici opportunamente interconnessi e utilizzati per la conversione dell'energia solare in energia elettrica;
- regolatore di carica: è un dispositivo elettronico in grado di regolare la carica e la scarica degli accumulatori;
- sistema di accumulo dell'energia: può fornire alimentazione in caso di mancanza di radiazione solare;
- inverter DC/AC: ha la funzione di trasformare la corrente continua in corrente alternata controllandola e stabilizzandone la frequenza e la forma d'onda.

La struttura generica dell'impianto appena analizzato è visibile in Figura 3.

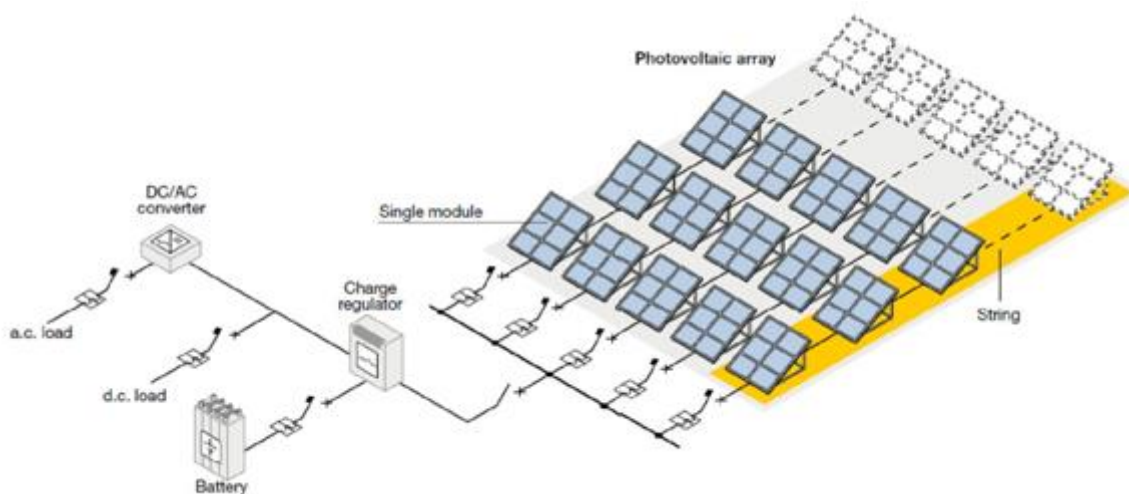


Figura 3: Architettura impianto fotovoltaico stand-alone

2.2.2 Impianto fotovoltaico connesso alla rete

Lo schema di un impianto fotovoltaico connesso alla rete, a differenza di uno stand-alone, può tralasciare il sistema di accumulo dell'energia in quanto, quando la radiazione solare non è disponibile, l'utente è alimentato dalla rete. Un impianto fotovoltaico di questo tipo è costituito dalle seguenti apparecchiature:

- array fotovoltaico: costituito dai moduli fotovoltaici opportunamente interconnessi ed utilizzati per la conversione dell'energia solare in energia elettrica;
- inverter DC/AC: ha la funzione di trasformare la corrente continua in corrente alternata controllandola e stabilizzandone la frequenza e la forma d'onda;
- dispositivo d'interfaccia: è costituito da un interruttore dotato di sganciatore di minima tensione o di interruttore di manovra-sezionatore in grado di garantire la totale separazione dei gruppi di generazione dall'Utilità;
- contatori di energia: sono presenti per misurare e fatturare l'energia fornita e assorbita dalla rete di distribuzione.

La struttura dell'impianto fotovoltaico appena analizzato è visibile in Figura 4.

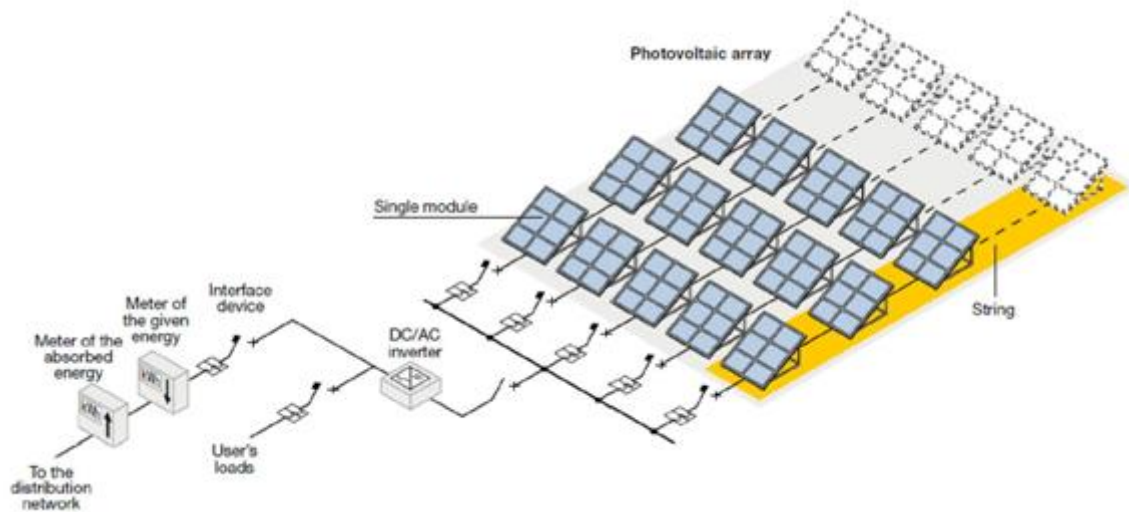


Figura 4: Architettura impianto fotovoltaico connesso alla rete

Nel documento tratteremo gli impianti fotovoltaici connessi alla rete, in quanto parlando di comunità energetiche si ha anche la presenza della rete.

2.3 Possibili scenari di applicazione per una distribuzione in corrente continua

Nelle comunità energetiche come vedremo, è presente sia una distribuzione dell'energia in corrente alternata che in corrente continua. Ora analizziamo le grandi differenze che questi due sistemi di distribuzione hanno partendo dalla Figura 5.

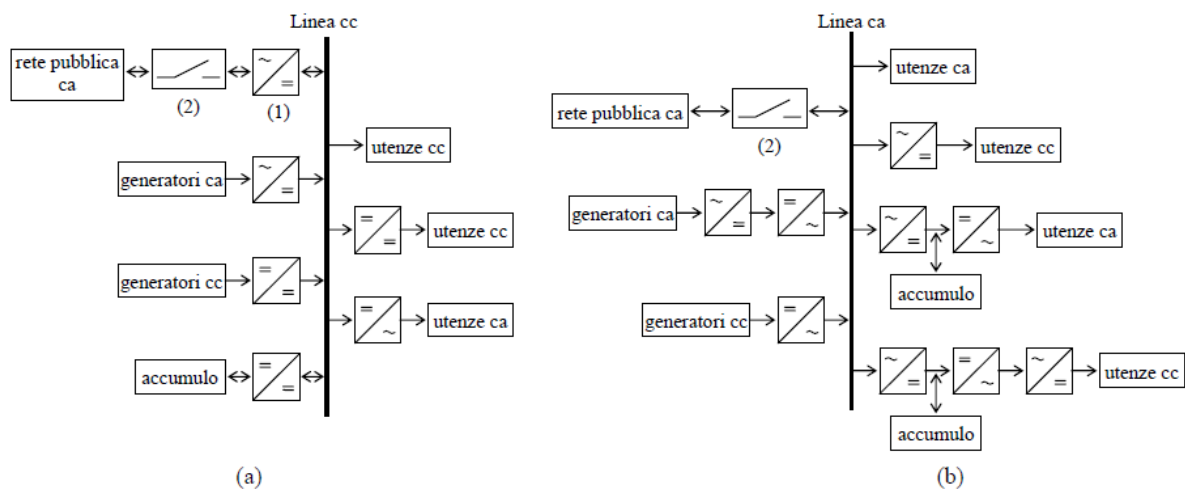


Figura 5: Confronto tra distribuzione in corrente continua (a) e in corrente alternata (b)

In caso di malfunzionamento della rete pubblica, le normative internazionali impongono che la rete di produzione locale venga disconnessa tramite il dispositivo di interfaccia: in seguito a ciò i generatori possono continuare ad alimentare i carichi locali nella condizione di funzionamento in isola. Nel sistema in alternata è comunque necessario prevedere dei gruppi di continuità per le utenze sensibili in quanto, in caso contrario, esse subirebbero le perturbazioni della tensione legate al transitorio di passaggio dalla condizione di funzionamento in parallelo alla rete pubblica a quello in isola.

Nel sistema in continua, al contrario, il convertitore AC/DC realizza un disaccoppiamento tra rete in alternata e rete in continua, che può continuare a essere alimentata dai generatori locali e dai sistemi di accumulo con transitori limitati.

Inoltre, durante il funzionamento in isola, il controllo del sistema in continua è più semplice, poiché non sussiste il problema del mantenimento della frequenza.

Analogamente, la connessione di un generatore al sistema in continua è semplificata, giacché non richiede alcuna operazione di sincronizzazione.

Nel sistema di distribuzione in alternata il numero di convertitori complessivamente presenti risulta maggiore, anche se nella soluzione in continua è necessario interporre il convertitore di interfaccia AC/DC, che deve essere dimensionato per la potenza totale dei carichi. Tuttavia, i convertitori DC/DC sono più semplici di quelli AC/DC o DC/AC; quindi, anche dal punto di vista del rendimento complessivo, la soluzione in corrente continua potrebbe essere vantaggiosa. Inoltre, un numero elevato di convertitori AC/DC risulta penalizzante anche dal punto di vista della qualità dell'assorbimento dalla rete pubblica, in quanto molto spesso, in modo particolare per le apparecchiature di tipo elettronico, il raddrizzatore in ingresso è costituito da un semplice ponte a diodi, che presenta una distorsione armonica elevata.

La presenza di utilizzatori monofasi nelle reti AC non sempre permette di conseguire una perfetta equilibratura del carico. Questo problema non sussiste nel caso del sistema in continua, presentando sempre il convertitore AC/DC un assorbimento equilibrato; per di più, esso può essere a commutazione forzata e controllato in modo da garantire un assorbimento di corrente sinusoidale in fase con la tensione, in modo da contenere la distorsione armonica e la potenza reattiva assorbita, minimizzando così anche le perdite di trasmissione. In questo caso anche la qualità garantita ai carichi risulterebbe più elevata, potendo disporre di una sezione in continua a tensione stabilizzata svincolata dalle fluttuazioni della tensione di alimentazione. Nel sistema in alternata si possono verificare dei problemi legati alle fluttuazioni della potenza istantanea assorbita dai carichi monofase o ai carichi trifase squilibrati: ad esempio, nei motori esse provocano pendolazioni di coppia che possono causare un aumento della rumorosità, mentre nelle lampade a scarica possono generare effetti stroboscopici. Nel sistema in continua tali problemi non esistono poiché la potenza istantanea è costante.

2.4 Cavi e massima potenza trasmissibile

Un sistema in corrente alternata trifase con messa a terra richiede cinque conduttori.

(tre conduttori per le fasi, un neutro e una terra). Un sistema in corrente continua richiede tre conduttori (due conduttori di fase e un conduttore di terra). Un cavo a cinque conduttori utilizzato per un sistema in corrente alternata può essere utilizzato per un sistema in corrente continua in due differenti configurazioni. La prima configurazione consiste nell'utilizzare due conduttori per ogni polo (due conduttori per il polo positivo e due conduttori per il polo negativo) e un conduttore di terra. La seconda configurazione utilizza un conduttore per ogni polo (uno per il polo positivo e uno per il polo negativo), due conduttori per il neutro ed uno per la terra, con il carico collegato tra un polo e il neutro.

Lo stesso discorso può essere fatto per un sistema monofase in corrente alternata, il cui cavo è composto da tre conduttori (un conduttore di fase, un conduttore di neutro ed un conduttore di terra). Questo cavo utilizzato per un sistema monofase in corrente alternata può essere utilizzato per un sistema in corrente continua. La configurazione consiste nell'utilizzare un conduttore per il polo positivo, uno per il polo negativo ed un conduttore per la terra.

Le diverse configurazioni sono mostrate nella Figura 6.

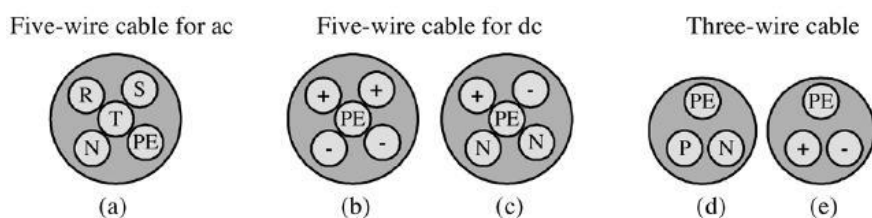


Figura 6: . Formazione dei cavi in corrente alternata e in corrente continua

Le nuove configurazioni in corrente continua sono confrontate con le configurazioni di partenza in corrente alternata. Per il confronto si considera che il cavo è composto da conduttori di uguale sezione pari a $1,5 \text{ mm}^2$, con valori nominali di 450/750 V e 10 A. Nel caso della corrente alternata s'ipotizza che i carichi abbiano un $\cos\phi = 0,9$. Si considera che la tensione di carico in corrente continua è uguale al valore della tensione di

picco in corrente alternata. La potenza massima che può essere trasmessa da ciascuna configurazione è mostrata nella Tabella 1.

Tabella 1: Confronto di differenti configurazioni di cavi

	AC (a)	DC (b)	DC (c)	AC (d)	DC (e)
V_{RMS} [V]	230	325	650	230	325
I_{RMS} [A]	10	20	10	10	10
P [W]	6210	6500	6500	2185	3250

Il risultato mostra che in un'installazione a cinque conduttori, è meglio usare la corrente continua rispetto alla corrente alternata, mentre in un'installazione a tre conduttori, la corrente continua è superiore alla corrente alternata.

Considerando la potenza massima trasmissibile, le soluzioni in DC (distribuzione a due conduttori “polo positivo e polo negativo” o tre conduttori “polo positivo, polo negativo e neutro”) sono state confrontate con la tradizionale distribuzione in AC, che in Italia è solitamente costituita da linee in cavo trifase (3 conduttori di fase, il neutro di sezione minore e la terra), con una tensione nominale di 400V. La potenza trasmissibile per i vari sistemi può essere espressa come segue:

$$P_{AC} = \sqrt{3} \cdot V_{AC} \cdot I_{AC} \cdot \cos \varphi \quad (2.1)$$

- Sistema tradizionale AC
- Sistema DC 3 conduttori

$$P_{DC3} = 2 \cdot V_{DC3} \cdot I_{DC3} \quad (2.2)$$

- Sistema DC 2 conduttori

$$P_{DC2} = V_{DC2} \cdot I_{DC2} \quad (2.3)$$

Dove V_{DC3} è la tensione tra il polo positivo o negativo e il conduttore di neutro, mentre V_{DC2} è la tensione tra polo positivo e negativo.

Assumiamo $V_{AC} = 400$ V; $V_{DC3} = 400$ V; $V_{DC2} = 800$ V, il confronto tra la distribuzione in corrente alternata e in corrente continua è effettuata secondo le seguenti ipotesi:

i cavi hanno la stessa sezione in tutti i casi esaminati e sono caricati fino al limite termico, in modo che $I_{AC} = I_{DC3} = I_{DC2}$;

tutto il carico è collegato a fine linea e si trascura l'eventuale presenza di dispositivi di generazione;

il fattore di potenza dei carichi in corrente alternata è 0,9.

Il confronto tra i due sistemi, AC e DC a 3 conduttori, mostra che in corrente continua può essere trasportata una potenza 1,28 volte maggiore di quella in AC. Lo stesso risultato si ottiene nel caso di sistema di distribuzione in DC a 2 conduttori. Le relazioni tra le potenze trasmissibili in AC e in DC sono le seguenti:

$$\frac{P_{DC3}}{P_{AC}} = \frac{2 \cdot V_{DC3}}{\sqrt{3} \cdot V_{AC} \cdot \cos \varphi} \quad (2.4)$$

$$\frac{P_{DC2}}{P_{AC}} = \frac{V_{DC2}}{\sqrt{3} \cdot V_{AC} \cdot \cos \varphi} \quad (2.5)$$

Tuttavia, per la massima corrente che può circolare in una linea elettrica, vi sono due vincoli: il limite termico del cavo e la massima caduta di tensione lungo la linea.

La Figura 7 mostra un confronto tra le tre soluzioni esaminate, tenendo conto sia dei limiti di caduta di tensione termica che massima e utilizzando un cavo in rame con sezione $3 \times 95 + 50$ mm². In particolare è indicata la potenza massima trasmissibile in funzione della lunghezza della linea. Si può osservare che esiste una lunghezza limite sotto alla quale il vincolo principale è il limite termico (parte piatta delle curve) e sopra la quale il vincolo principale è la massima caduta di tensione (parte decrescente delle curve).

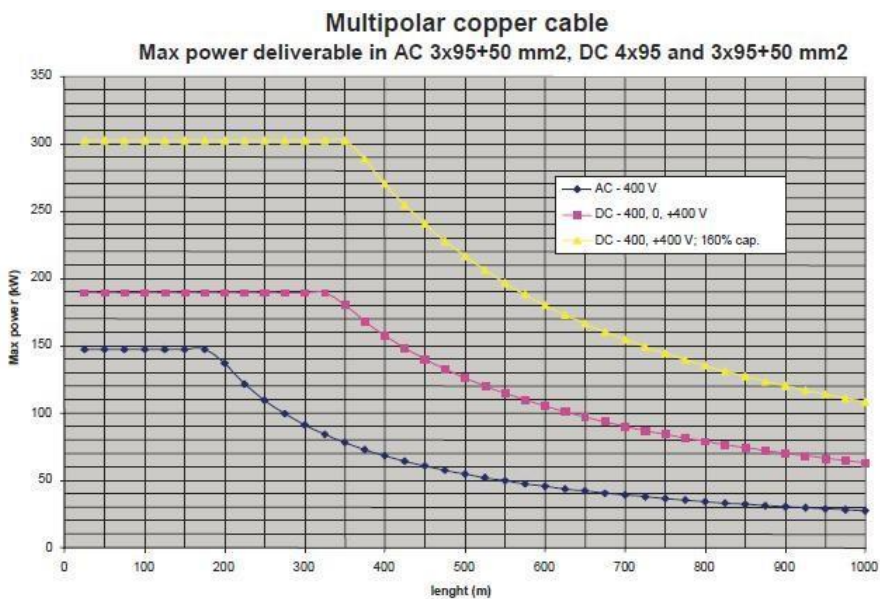


Figura 7: . Potenza massima trasmissibile in funzione della lunghezza per la distribuzione in AC ($\cos\phi=0,9$), DC a tre conduttori e DC a due conduttori

Inoltre, si può osservare che le relazioni precedentemente definite sono corrette solo per le lunghezze di linea per le quali il limite termico è il vincolo principale.

Aumentando la lunghezza della linea, le soluzioni in DC possono trasportare una quantità di energia elettrica fino a 2,2÷3,9 volte di quella in AC. Si può concludere che a parità di estensione della rete di distribuzione le soluzioni in DC possono fornire un carico maggiore, mentre a parità di carico i sistemi di distribuzione in DC possono avere un'estensione maggiore di quella in AC .

2.5 Pericolo della corrente continua e della corrente alternata

La corrente continua è meno pericolosa della corrente alternata. Questo secondo il principio generale che il corpo umano è più sensibile alle sollecitazioni variabili nel tempo rispetto a quelle continue (fenomeno di “accomodamento “). Quando il corpo umano è attraversato dalla corrente elettrica, a seconda che la corrente sia alternata o continua, si possono distinguere quattro zone con pericolosità differenti. In Figura 8 sono mostrate le zone di pericolo relative alla corrente alternata a 50 Hz, mentre in Figura 9 quelle relative alla corrente continua [21-22].

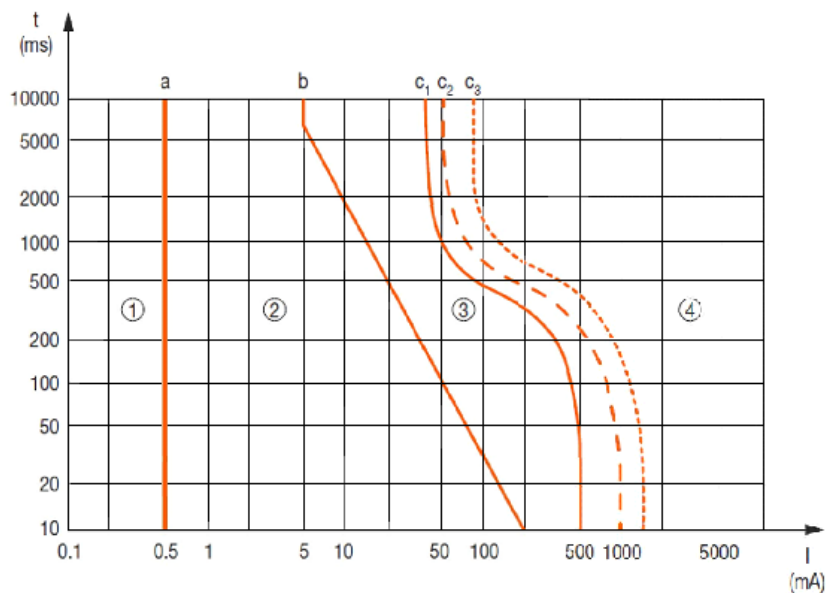


Figura 8: Zone di pericolo di Corrente Alternata (15-100 Hz)

- 1) Solitamente assenza di reazioni fino alla soglia di percezione (dita).
- 2) Di solito nessun effetto fisiologico dannoso fino alla soglia di tetanizzazione.
- 3) Possono verificarsi effetti fisiologici generalmente reversibili; aumentano all'aumentare dell'intensità della corrente e del tempo. Sono: contrazioni muscolari, difficoltà respiratorie, aumento della pressione sanguigna, disturbi nella formazione e trasmissione degli impulsi elettrici cardiaci, fibrillazione atriale e arresto cardiaco temporaneo inclusi, ma senza fibrillazione ventricolare.
- 4) Probabilità di fibrillazione ventricolare, arresto cardiaco, arresto respiratorio, gravi ustioni. Le curve c2 e c3 corrispondono a una probabilità di fibrillazione ventricolare rispettivamente del 5% e del 50%.

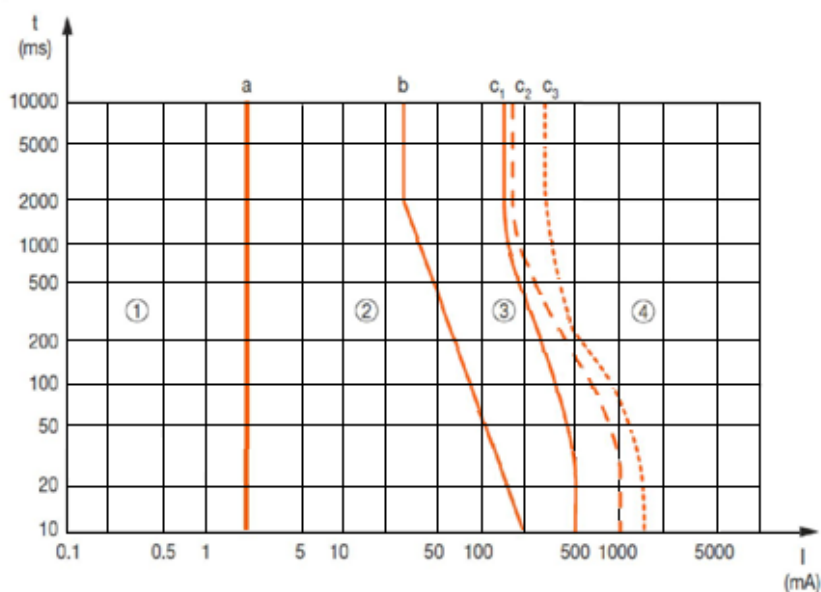


Figura 9: Zone di pericolo di corrente continua

Come visibile in Figura 10, la corrente continua può fluire dalla testa ai piedi (corrente discendente) o viceversa (corrente ascendente), considerando per convenzione che il verso della corrente è quello delle cariche positive.

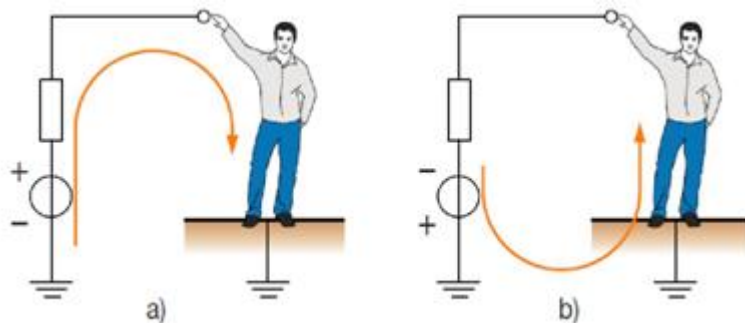


Figura 10: Corrente discendente e ascendente

Nella Figura 8 le curve c1, c2 e c3 si riferiscono alla corrente ascendente, che è più pericolosa di quella discendente, in quanto per avviare la fibrillazione ventricolare è necessaria una corrente discendente doppia di quella ascendente. Pertanto, per la sicurezza elettrica, negli impianti DC con polo messo a terra, si consiglia di collegare a terra il polo negativo.

Inoltre, il percorso trasversale mano-mano è meno pericoloso del percorso longitudinale mano-piede, indipendentemente dalla direzione della corrente continua: per avviare la fibrillazione ventricolare nel percorso mano-mano la corrente necessaria è del 250% della corrente ascendente con percorso mano-piedi. Nel complesso la corrente continua è comunque meno pericolosa della corrente alternata poiché si deduce anche dai valori di tensione riportati nella Tabella 2 e considerati sicuri: sono più alti in DC che in AC.

Tabella 2: Livelli di tensione di sicurezza

	Contatto diretto	Contatto indiretto
Corrente alternata (rms)	25 V	50 V
Corrente continua	60 V	120 V

Il limite di 60 V è da riferirsi alla tensione tra i poli dell'impianto in un contatto a due terminali. In caso di contatti a un terminale, il pericolo dipenderebbe dalla tensione verso terra. In linea di principio, a parità di tensione, un sistema isolato da terra è meno pericoloso di un sistema con un polo a terra, ma è comunque pericoloso, a causa delle correnti di dispersione, che crescono con l'espansione del sistema DC.

2.6 Eliminazione della sincronizzazione

Ultimo, ma non meno importante, l'eliminazione della sincronizzazione è un vantaggio significativo che ha il sistema in DC rispetto a AC. Le sorgenti di corrente AC devono essere accuratamente sincronizzate prima di poter essere collegate. Una mancata sincronizzazione può provocare correnti e forze catastrofiche, poiché due sorgenti lavorano l'una contro l'altra. Nella migliore delle ipotesi, tali eventi provocano l'arresto del sistema di alimentazione; nel peggiore dei casi, si verificano danni significativi ai componenti di generazione, distribuzione e controllo. La prevenzione di questo danno richiede l'installazione di relè di sincronizzazione e schemi di controllo. Questo è un compito semplice con due fonti, ma può diventare complesso e instabile con un numero crescente di fonti. I sistemi in DC, avendo una tensione costante, non presentano questo problema.

Il parallelo di più sorgenti in un sistema DC non richiede alcun controllo. Pertanto, un sistema in corrente continua è particolarmente adatto per applicazioni in cui più sorgenti devono lavorare insieme. I sistemi che

includono alimentazione di rete, batterie per il backup e fonti "verdi" variabili come il solare possono essere integrati facilmente e in modo affidabile in un'architettura DC.

3 Analisi delle singole unità del modello di Power Sharing

L'architettura descritta nel sommario e illustrata in Figura 1, mostra una proposta di comunità power sharing caratterizzata da un edificio residenziale con cinque differenti utenti.

Tutte le unità fanno parte di una comunità energetica che ha l'obiettivo di condividere l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico installato sul tetto dell'edificio.

Nel presente capitolo saranno analizzate nel dettaglio, partendo dalla più complessa, tutte le unità presenti all'interno dell'edificio.

3.1 Unità 1

L'unità abitativa 1, visibile in Figura 11, presenta sia carichi in corrente continua che carichi in corrente alterata. Essa contiene al suo interno un bus DC di proprietà dell'utente (linea verde) che permette di collegare tra loro cinque convertitori.

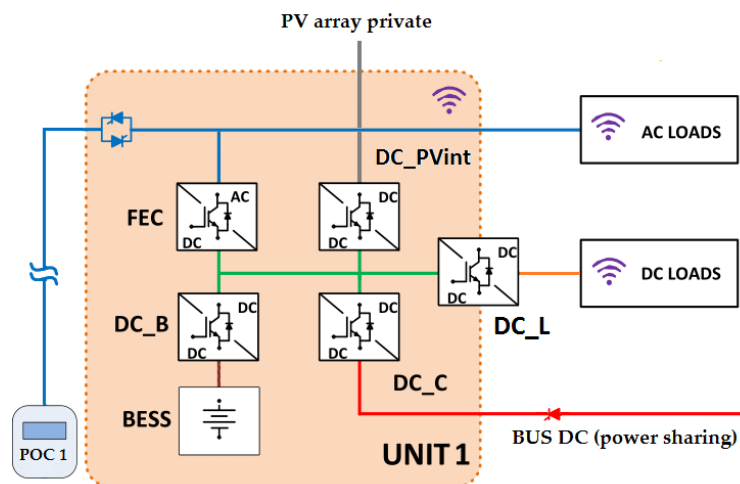


Figura 11. Unità abitativa 1

- 1) Il DC_C è un convertitore buck DC-DC unidirezionale, permette di adattare la tensione del bus DC principale (linea rossa) a quella del bus DC di proprietà dell'utente (linea verde) che si trova a una tensione inferiore. Esso ha la funzione di prelevare la potenza dalla rete DC principale ma non immetterla in essa. La potenza che questo convertitore deve fornire all'utente è decisa da una logica di controllo. Essa in funzione della potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico e in funzione della potenza che ogni unità richiede, attribuisce a ciascun convertitore DC_C la quota parte di potenza che può prelevare dal bus DC principale.
- 2) Il DC_L è un convertitore buck DC-DC unidirezionale che permette di alimentare a una tensione idonea i carichi in corrente continua. Esso quindi collega i carichi in corrente continua al bus DC di proprietà dell'utente.
- 3) Il DC_PVint che è un convertitore DC-DC che permette di interconnettere l'impianto fotovoltaico di proprietà dell'utente al bus DC (linea verde). All'interno di questo convertitore è presente un sistema di controllo identico a quello analizzato per il convertitore DC_PV.
- 4) Il DC_B è un convertitore buck-boost DC-DC che interconnettere il BESS (Battery Energy Storage System) al bus DC di proprietà dell'utente. Esso permette di caricare o scaricare il BESS prelevando o immettendo potenza dal bus DC di proprietà dell'utente (linea verde). Quando il BESS è scarico ed è presente un surplus di potenza non utilizzata sul bus DC dell'utente, questo convertitore preleva potenza dal bus DC caricando le batterie. Mentre, quando il BESS è carico e il bus DC dell'utente

richiede maggiore potenza di quella fornita dallo sharing, questo convertitore immette potenza sul bus DC scaricando le batterie. Lo scopo è di prelevare minor potenza possibile da rete.

- 5) Il FEC (Front End Converter), è un convertitore DC-AC che permette di collegare il bus DC di proprietà dell'utente al punto di connessione con il distributore e ai carichi in corrente alternata. Questo convertitore è bidirezionale, quindi può sia prelevare potenza dal bus DC (linea verde) e immetterla bus AC (linea blu), sia immettere potenza sul bus DC prelevandola dal bus AC e quindi da rete.

Di conseguenza il punto di connessione dell'unità 1 (POC 1) deve essere di tipo attivo. Il FEC funziona mantenendo la tensione del bus DC al valore di riferimento desiderato, utilizzando un circuito di controllo. La tensione presente sul bus DC è confrontata con una tensione di riferimento, l'errore che si genera dal confronto, rappresenta l'ingresso dell'intero sistema di controllo.

Il segnale di errore è utilizzato per gestire il controllo ON/OFF degli interruttori elettronici presenti all'intero del FEC. In questo modo, la potenza può fluire dal bus AC al bus DC e viceversa, secondo i requisiti di tensione presenti sul bus DC. Se sul bus DC dell'utente è presente un innalzamento della tensione rispetto al valore nominale, significa che c'è un surplus di potenza. In un primo momento, il convertitore DC_B prova a ristabilire la tensione del bus DC al valore nominale caricando il BESS, quindi prelevando potenza dal bus DC. Se questo non è sufficiente, il convertitore FEC, per riportare la tensione del bus DC al valore nominale, immette il surplus di potenza sul bus AC.

In base alla potenza resa disponibile dal FEC lato alternata, i carichi in corrente alternata possono prelevare tutta la potenza messa a disposizione dal FEC oppure no.

Questo dipende da due fattori: dalla potenza che i carichi in corrente alternata stanno richiedendo e dalla potenza resa disponibile dal FEC. Nel caso in cui, la potenza resa disponibile dal FEC non sia sufficiente a soddisfare la potenza richiesta dai carichi in alternata, il surplus di potenza è fornito da rete attraverso il POC. Mentre, nel caso in cui la potenza richiesta dai carichi in corrente alternata è inferiore rispetto a quella messa a disposizione dal FEC, la potenza rimanente viene immessa in rete.

Se invece sul bus DC dell'utente è presente un abbassamento di tensione rispetto al valore nominale, significa che c'è mancanza di potenza. In un primo momento, il convertitore DC_B prova a ristabilire la tensione del bus DC al valore nominale scaricando il BESS, quindi immettendo potenza dal bus DC. Se questo non è sufficiente, il convertitore FEC, per riportare la tensione del bus DC al valore nominale, preleva potenza da rete e la immette sul bus DC.

L'abbassamento di tensione sul bus DC è dovuto al fatto che i carichi richiedono una potenza maggiore rispetto a quella fornita dallo sharing.

3.2 Unità 2

Questa unità è riportata in Figura 12 ed è molto simile all'unità 1, l'unica differenza è che non presenta un impianto fotovoltaico di proprietà dell'utente.

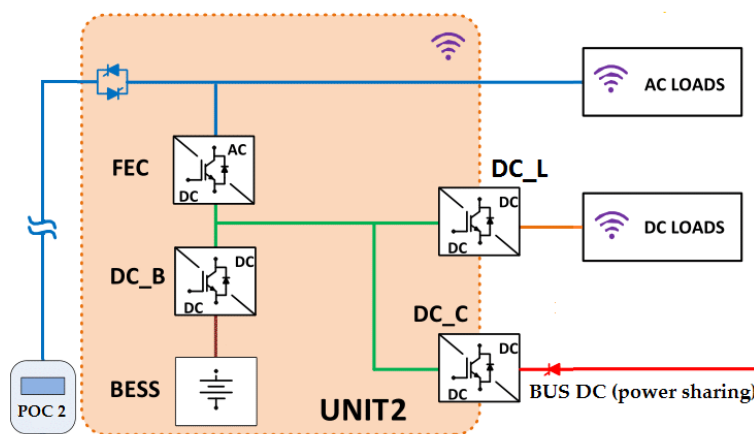


Figura 12. Unità abitativa 2

In questo caso il bus DC di proprietà dell'utente (linea verde) permette di interconnettere tra loro 4 convertitori:

- DC_C
- DC_L
- DC_B
- FEC

I convertitori appena elencati non vengono analizzati in quanto sono già stati visti precedentemente.

3.3 Unità 3

In Figura 13 è visibile l'unità 3 che è differente rispetto a quelle finora analizzate. Una parte dei carichi in corrente alternata è direttamente alimentata da rete attraverso un punto di connessione con il distributore di tipo passivo (POC 3). Questi carichi non risentono della potenza messa a disposizione dallo sharing, ma tutta la potenza che richiedono è fornita da rete. Nel momento in cui si ha un guasto sulla rete di distribuzione questi carichi non possono essere alimentati, quindi la continuità dell'alimentazione non può essere mantenuta. La restante parte dei carichi in corrente alternata è alimentata insieme ai carichi in corrente continua attraverso il bus DC di proprietà dell'utente (linea verde). I carichi in corrente alternata sono collegati al bus DC attraverso un convertitore DC-AC unidirezionale. Esso permette di convertire la corrente da continua ad alternata e adatta la tensione ai carichi AC.

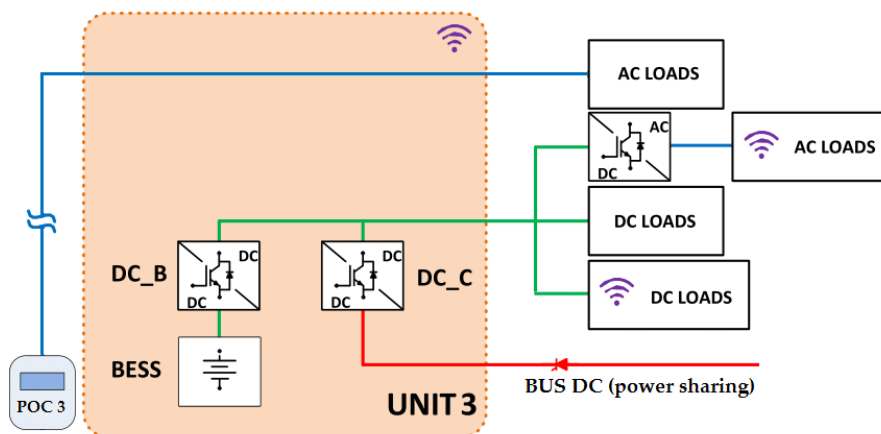


Figura 13. Unità abitativa 3

I carichi in corrente continua invece, sono direttamente collegati al bus DC di proprietà dell'utente. Ad esso, sono interconnessi anche due convertitori: il DC-B e DC_C, che già conosciamo. I carichi AC e DC collegati al bus DC di proprietà dell'utente funzionano a isola, cioè si fornisce potenza a essi solamente dallo sharing. Nel momento in cui l'impianto fotovoltaico non produce potenza (durante le ore notturne), la potenza proveniente dallo sharing è nulla; quindi, i carichi collegati al bus DC possono solamente essere alimentati dal BESS, se carico e per poco tempo. Se invece, l'impianto fotovoltaico genera poca potenza (giornata nuvolosa), la potenza proveniente dallo sharing è ridotta. Quindi i carichi collegati al bus DC di proprietà dell'utente, se richiedono una potenza superiore di quella fornita dallo sharing, inizialmente possono essere tutti alimentati, se il BESS è carico e riesce a fornire la potenza mancante. Se invece il BESS è scarico, una parte dei carichi può essere alimentata dallo sharing mentre la restante parte non è alimentata.

3.4 Unità 4

Questa unità, riportata in Figura 14, è molto semplice, presenta sia carichi in corrente continua che carichi in corrente alterata. Essa contiene al suo interno un bus DC di proprietà dell'utente (linea verde) che permette

di collegare tra loro 2 convertitori: il FEC e il DC_C, che già abbiamo analizzato. Il punto di connessione con il distributore concernente unità in esame è di tipo attivo, in quanto il FEC è bidirezionale.

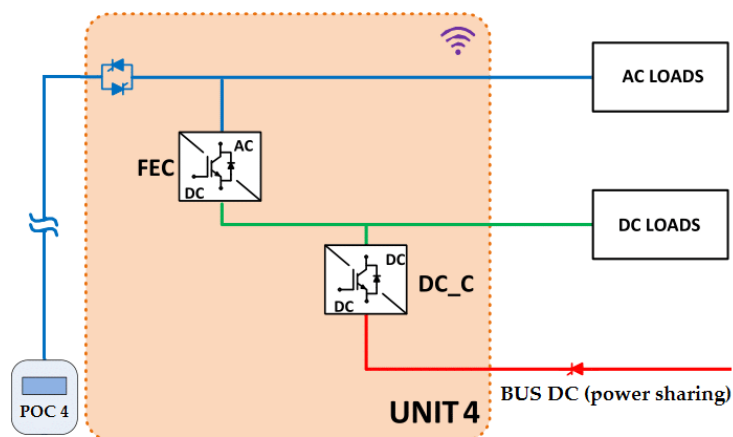


Figura 14. Unità abitativa 4

3.5 Unità 5

L'unità 5 riportata in Figura 15 è la più semplice presente nell'edificio. Presenta solo carichi in corrente alternata e non contiene il bus DC di proprietà dell'utente. Il FEC è un convertitore DC-AC che permette di collegare il bus DC principale (linea rossa) al punto di connessione con il distributore e ai carichi in corrente alternata. Questo convertitore è di tipo unidirezionale, quindi può solamente prelevare potenza dal bus DC principale e immetterla sul bus AC (linea blu) per alimentare i carichi in corrente alternata. In questo caso, il FEC non può immettere sul bus AC una potenza superiore rispetto a quella che richiedono i carichi in corrente alternata. Questo perché il punto di connessione (POC 5) è di tipo passivo; quindi, esso può soltanto fornire potenza all'utente ma non prelevarla. La logica che gestisce questo FEC è completamente differente rispetto a quella introdotta per gli utenti precedenti e sarà analizzata in dettaglio nel capitolo 4.

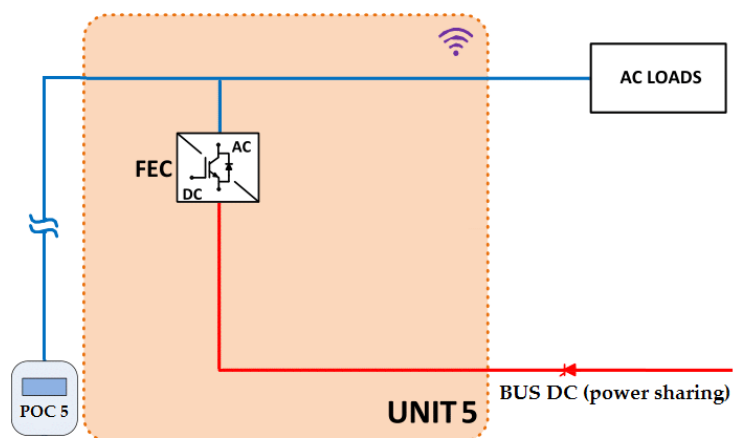


Figura 15. Unità abitativa 5

Le unità abitative finora analizzate, a meno dell'unità 3 e 5, prendono il nome di prosumer. Il termine prosumer è utilizzato per riferirsi all'utente che non si limita al ruolo di consumatore (consumer), ma partecipa attivamente alle diverse fasi del processo produttivo (producer). In pratica, il prosumer è colui che ha un impianto di produzione di energia, della quale ne consuma una parte. La rimanente quota di energia può essere immessa in rete, scambiata con i consumatori fisicamente prossimi al prosumer o anche accumulata in un apposito sistema e dunque restituita alle unità di consumo nel momento più opportuno. Pertanto, il prosumer è un protagonista attivo nella gestione dei flussi energetici, e può godere non solo di una relativa autonomia ma anche di benefici economici. Mentre le unità 3 e 5, avendo un punto di

connessione con il distributore di tipo passivo, non sono dei veri e propri prosumer perché non possono direttamente immettere energia in rete.

Essi sono dei produttori indiretti perché se il nodo di bilancio immette potenza in rete una quota parte di essa è fornita anche grazie al contributo delle unità 3 e 5, in quanto sono parte integrante della comunità energetica.

L'architettura analizzata in Figura 1 rappresenta il modello generale di una comunità energetica. Per eseguire le simulazioni il modello è stato semplificato.

Di seguito si propone un nuovo modello con un'architettura semplificata in cui le unità abitative sono come l'unità 5. Inoltre, la logica con cui funziona questo nuovo modello è completamente differente da quella vista per il modello generale, e ora la andiamo ad analizzare.

3.6 Architettura modello power sharing proposto

L'architettura di questo modello è riportata nella Figura 16.

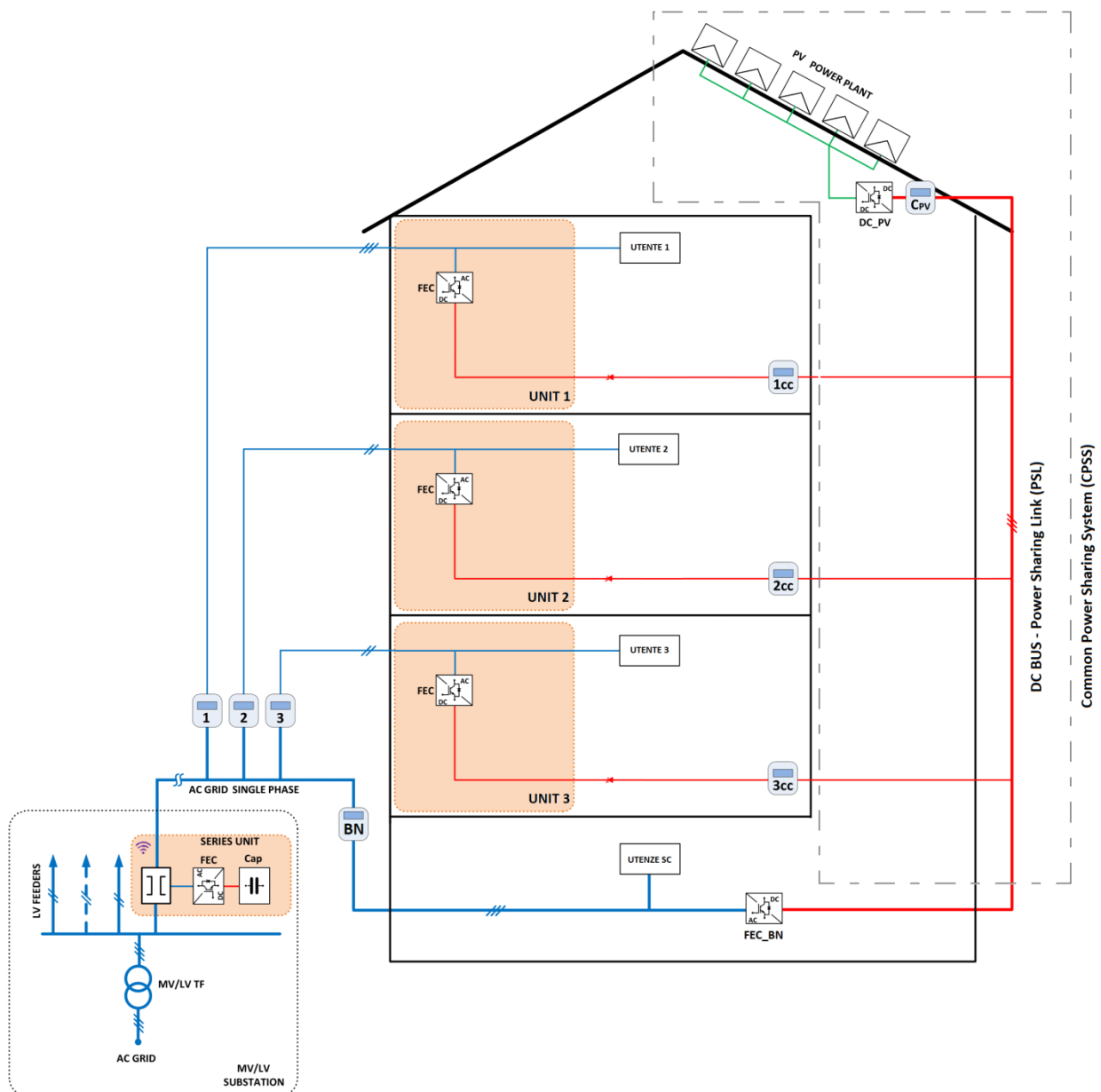


Figura 16. Architettura modello power sharing proposto

Il modello proposto è composto dall'insieme di più unità abitative, l'ingresso alle singole unità è interno ad un'area comune dove sono presenti i servizi comuni (SC). Un punto di connessione con il distributore (POC BN) alimenta i servizi comuni indipendentemente dagli utenti privati.

Ogni utente ha un punto di connessione (POC) con il distributore (DSO) e un inverter unidirezionale che permette di collegare l'utente al bus in corrente continua denominato Power Sharing Link (PSL). Questo modello si basa sulla capacità degli utenti di auto consumare l'energia elettrica generata e gestita da un Common Power Sharing System (CPSS), evitando scambi di potenza tra le unità stesse.

In questo caso il CPSS è composto da :

- un impianto fotovoltaico;
- un convertitore boost DC-DC (DC_PV)
- un bus in corrente continua
- un sistema di supervisione e controllo

La regola principale di questo modello è che gli utenti possono consumare solo l'energia proveniente da CPSS e non immettono mai energia in esso, quindi gli utenti finali prelevano solo energia dal bus DC. Le utenze presenti nell'architettura, esclusi i servizi comuni, sono utenze passive nei confronti del distributore. Ogni utente è connesso al bus DC tramite un inverter unidirezionale di potenza pari alla potenza nominale dell'utenza. L'unico nodo attivo del sistema è il nodo di bilancio che coincide con il POC dei servizi comuni (POC BN). Ha il compito di immettere nella rete elettrica l'eccesso di potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico. Per eccesso s'intende un surplus di potenza che non viene né prelevato dagli utenti né immagazzinato in un eventuale accumulatore presente nel sistema. Inoltre il POC presente nel nodo di bilancio deve poter fornire potenza ai servizi comuni nel momento in cui l'impianto fotovoltaico non genera potenza o la potenza che genera è tutta condivisa tra gli utenti presenti nella comunità energetica.

La presenza di questo nodo rende il modello applicabile sia agli edifici esistenti che a quelli di nuova costruzione, evitando scambi di potenza tra gli utenti nel pieno rispetto della normativa nazionale.

Il power sharing link (PSL) rappresenta il cuore del sistema perché permette di condividere la potenza generata dall'impianto fotovoltaico alle varie utenze collegate ad esso, diminuendo così la potenza richiesta alla rete da parte di ogni utenza. La tensione del bus DC è mantenuta ad un valore costante grazie a dei controlli situati all'interno di ogni inverter. L'impianto fotovoltaico è collegato al PSL tramite un convertitore boost DC-DC che ha il compito di adattare la tensione dell'array fotovoltaico alla tensione del bus ed inoltre permette di tracciare la massima potenza (MPPT) dell'impianto fotovoltaico [23-24].

3.6.1 Allaccio degli utenti alla rete di distribuzione in BT

Ogni utente sia passivo sia attivo è allacciato alla rete elettrica di distribuzione attraverso un "punto di connessione" POC, esso costituisce il confine fisico tra due reti:

- la rete di distribuzione gestita dal DSO;
- l'impianto di utenza gestita dal titolare.

L'impianto d'utenza è allacciato alla rete pubblica in funzione della potenza richiesta dall'utente valutata nella fase di analisi della domanda elettrica.

Gli impianti d'utenza che si possono incontrare nel modello possono essere connessi in due modi:

- bassa tensione con allaccio monofase, fino a potenze dell'ordine di 6-10 kW;
- bassa tensione con allaccio trifase, per potenze superiori a 6-10 kW e fino a 100 kW;

In generale, i punti di connessione per potenze fino a 16,5 kW sono dotati di un Dispositivo Limitatore di Potenza (DLP) che è un dispositivo atto a limitare il prelievo/immissione di potenza da parte dell'utente entro i valori contrattuali [25-29].

La norma CEI 0-21 costituisce la regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

Ogni utente passivo presente nel modello è connesso con il distributore attraverso un impianto per la connessione.

Esso è costituito da:

- impianto di rete per la connessione

- impianto di utenza per la connessione

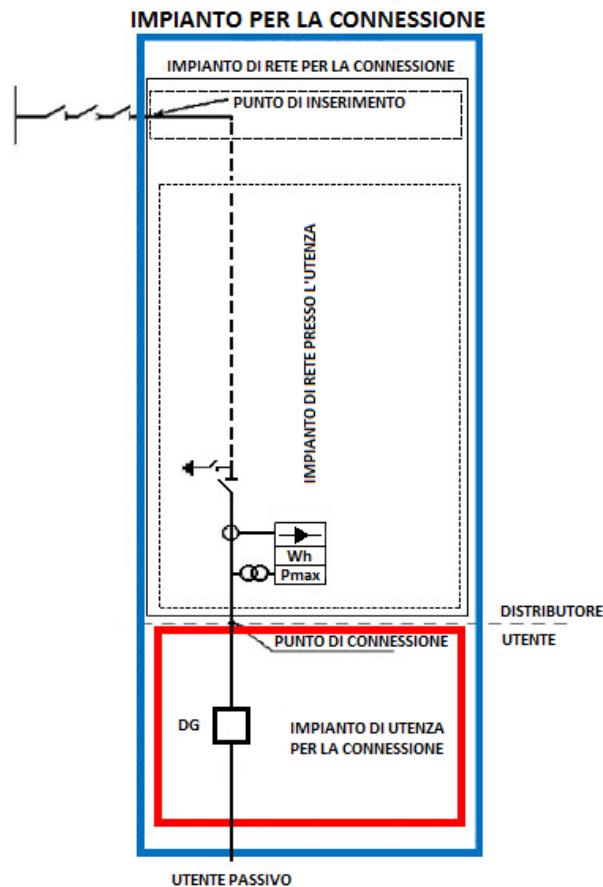


Figura 17. Connessione utente passivo

L'impianto di rete per la connessione è la porzione d'impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, compresa tra il punto d'inserimento e il punto di connessione.

Per punto d'inserimento s'intende il punto della rete di distribuzione nell'assetto preesistente alla connessione al quale l'impianto di utente è connesso attraverso l'impianto di connessione.

In questo caso l'impianto di rete per la connessione consiste nel solo contatore.

L'impianto di utenza per la connessione è la porzione d'impianto la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'utente.

Nell'impianto di utenza per la connessione troviamo il dispositivo generale (DG) che svolge la funzione di protezione e sezionamento generale dell'impianto a valle del punto di connessione.

L'unico nodo attivo del sistema è il nodo di bilancio che coincide con il POC dei servizi comuni. Questo utente è connesso con il distributore attraverso una connessione per utenti attivi, riportata in Figura 18.

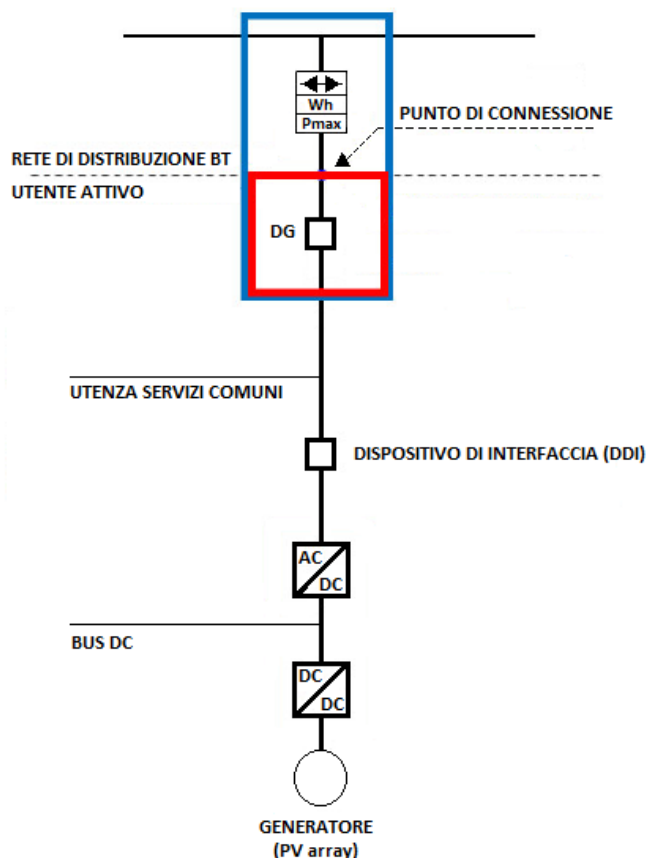


Figura 18. Connessione utente attivo

Questo nodo oltre ad essere connesso con il distributore attraverso l’impianto per la connessione, visto per gli utenti passivi, a valle presenta il dispositivo d’interfaccia (DDI) ed il dispositivo di generatore (DDG). Nel modello proposto il DDI coincide con il DDG in quanto non sono presenti dei carichi privilegiati, cioè carichi che devono funzionare ad isola.

Il DDI è costituito da un’apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del generatore (impianto fotovoltaico).

Il DDI separa il generatore dall’impianto, assicurando:

- l’avviamento, l’esercizio e l’arresto dell’impianto di produzione in condizioni ordinarie cioè in assenza di guasti o di funzionamenti anomali del sistema di produzione;
- la protezione dell’impianto di produzione, quando si manifesti un guasto o un funzionamento anomalo dell’impianto di produzione;
- l’intervento coordinato del dispositivo di generatore e del dispositivo generale in caso di guasti sulla rete del Distributore [30-32].

4 Modello Simulink

Nella Figura 19, è visibile la struttura del modello realizzata tramite Simulink.

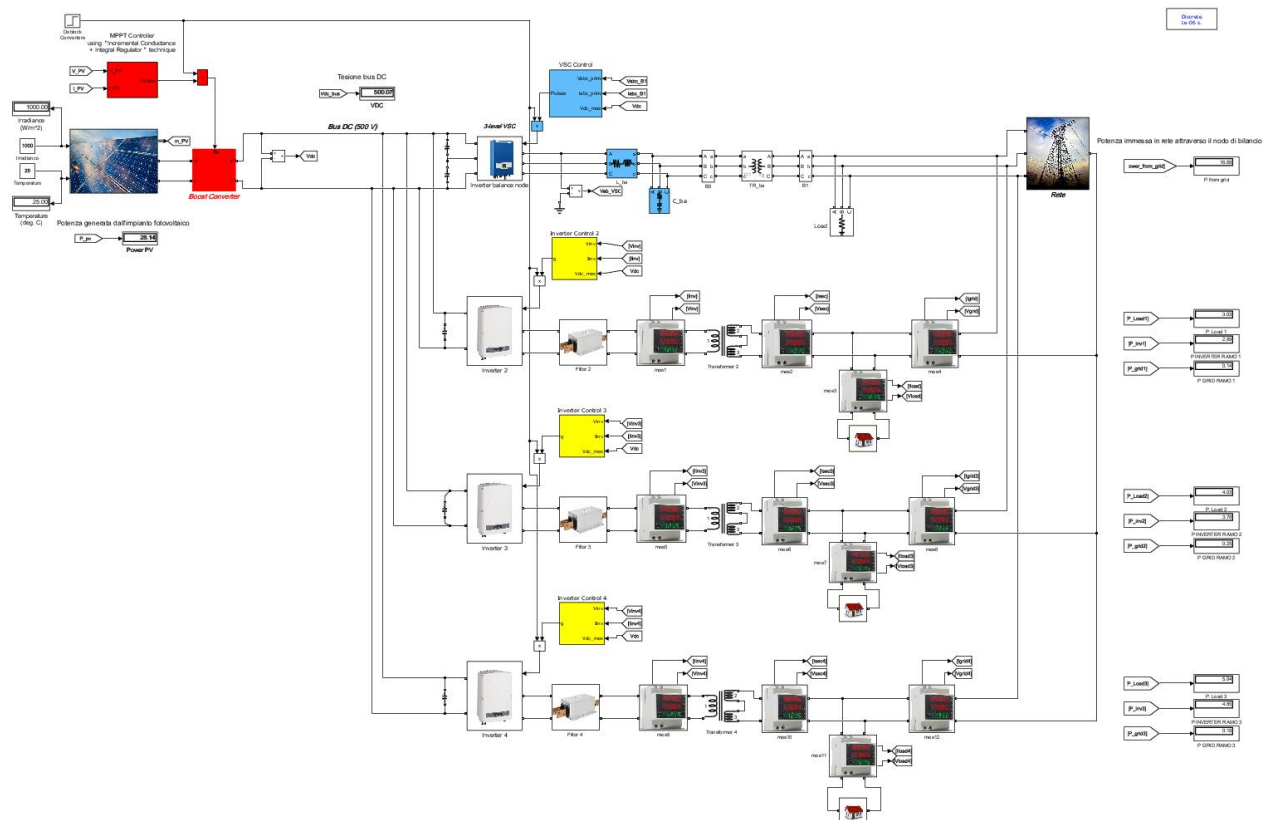


Figura 19. Struttura modello Simulink

Nel modello sono presenti tre utenze, la prima utenza è di tipo trifase mentre le altre due utenze sono di tipo monofase. Questa architettura può essere modulata in base alle applicazioni che si vogliono simulare. Ora analizziamo in dettaglio i principali blocchi presenti nel modello.

4.1 PV Array

Il blocco PV array rappresenta l'impianto fotovoltaico installato sul tetto dell'edificio appartenente alla comunità energetica. Questo impianto può essere modulato in base alle simulazioni che si vogliono eseguire, modificando il numero di stringhe parallele e serie di pannelli che compongono l'array fotovoltaico. Il modello può funzionare con varie configurazioni del PV array fino a una potenza massima generata dalla fonte rinnovabile di 100 kW. Il collegamento in serie parallelo dei pannelli fotovoltaici che compongono le stringhe è mostrato nella Figura 20.

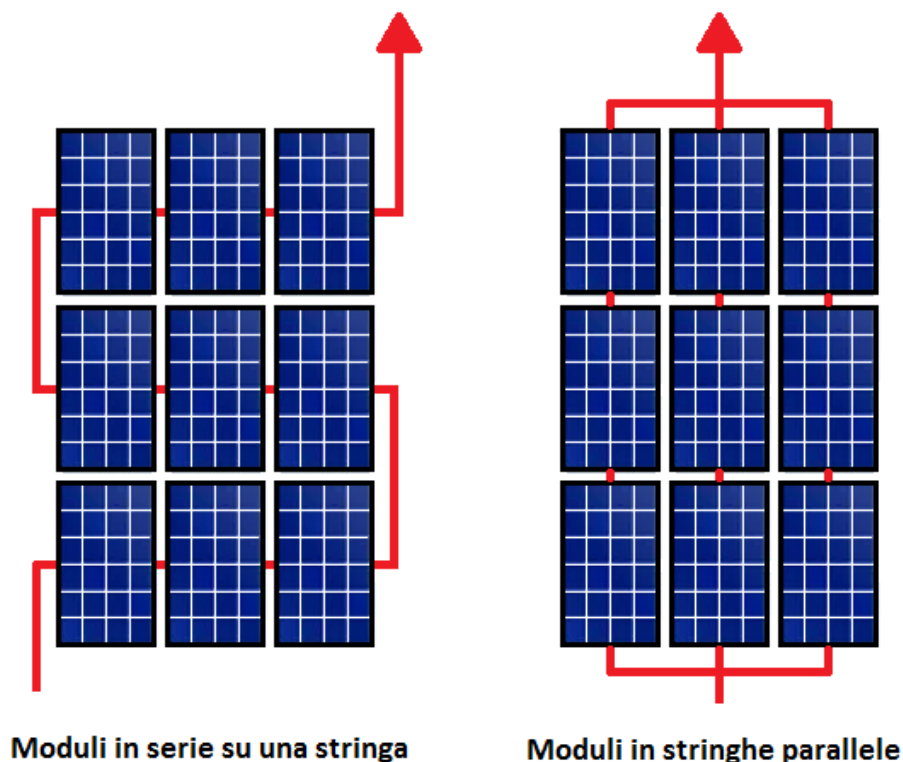


Figura 20. Configurazione della stringa del PV array

4.2 Convertitore boost DC-DC

Questo convertitore si trova a valle dell’array fotovoltaico e permette di adattare la tensione d’uscita dell’impianto fotovoltaico alla tensione del bus DC, che in questo modello è di 500 V. Nella Figura 21 è visibile la struttura del convertitore preso in esame.

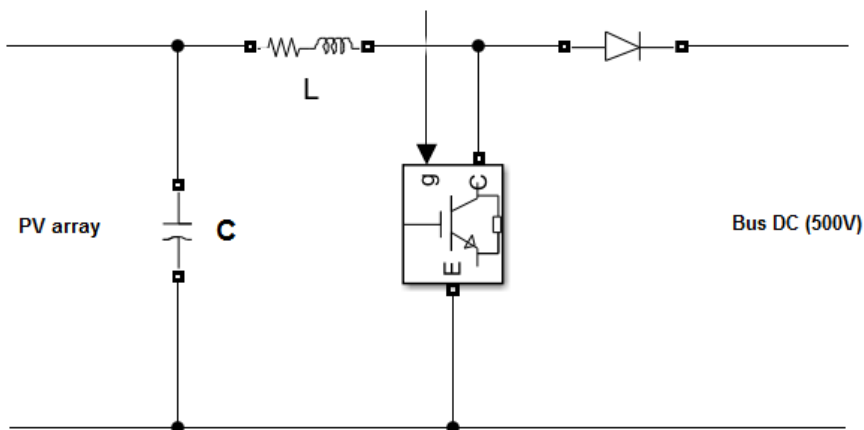


Figura 21. Struttura convertitore boost DC-DC

L’interruttore elettronico presente nello schema è un IGBT ed è comandato tramite la porta gain (g) da un algoritmo di conduttanza incrementale per tracciare la massima potenza dell’impianto fotovoltaico a temperatura e irraggiamento variabili.

Per determinare la capacità e l’induttanza presenti nel convertitore si utilizzano le equazioni di seguito riportate.

Per il calcolo dell'induttanza L, si parte dalle seguenti relazioni:

$$t_{on} + t_{off} = T \quad (4.1)$$

$$t_{on} = \frac{L \cdot \Delta I}{E} \quad (4.2)$$

$$t_{off} = - \frac{L \cdot \Delta I}{E - V_0} \quad (4.3)$$

$$t_{on} + t_{off} = T \quad (4.4)$$

$$t_{on} = \frac{L \cdot \Delta I}{E} \quad (4.5)$$

$$t_{off} = - \frac{L \cdot \Delta I}{E - V_0} \quad (4.6)$$

Dove t_{on} e t_{off} sono rispettivamente il tempo di chiusura e apertura dell'IGBT.

Sostituendo le equazioni (4. 2) e (4. 3) nell' equazione (4. 1), raccogliendole e cambiando segno, si ottiene :

$$L = \frac{E(V_0 - E)}{f \cdot \Delta I \cdot V_0} \quad (4.7)$$

Dove E è la tensione impressa dal fotovoltaico, V_0 è la tensione d'uscita desiderata, ΔI è il ripple di corrente ai capi dell'induttanza ed f è la frequenza di commutazione dell'IGBT.

Per il calcolo della capacità, indico con ΔV_0 il ripple di tensione ammesso sulla tensione d'uscita e con I_0 il valor medio della corrente in uscita dal convertitore.

La capacità si scarica quando l'induttore è in on. Considero la scarica del condensatore lineare e quindi ricordando $V = Q / C$ e $Q = I t$, posso determinare la capacità attraverso la seguente equazione:

$$C = \frac{I_0 \cdot t_{on}}{\Delta V_0} \quad (4.8)$$

La capacità (C) e l'induttanza (L) presenti nel convertitore sono pari a 100 μ F e 5 mH.

4.2.1 MPPT (Maximum Power Point Tracker)

L'efficienza di un impianto fotovoltaico è principalmente influenzata dall'efficienza di tre componenti:

- 1) Modulo fotovoltaico
- 2) Inverter
- 3) Algoritmo MPPT

La caratteristica tensione-corrente di un array fotovoltaico è non lineare e ha un unico punto di massima potenza se la temperatura e l'irraggiamento è lo stesso per tutti i moduli (condizioni uniformi).

L'algoritmo MPPT è fondamentale per attingere la massima potenza dal campo fotovoltaico. Questa tecnica è implementata nel convertitore DC-DC boost modificando il duty cycle (D). In questa analisi l'algoritmo di conduttanza incrementale è utilizzato per tracciare la massima potenza. Questa tecnica può estrarre la massima potenza del campo fotovoltaico anche in condizioni non uniformi di lavoro. L'MPPT si basa sulla

condizione che la tensione di alimentazione caratteristica ha pendenza nulla nel punto di massima potenza. Differenziando la potenza ($P = V \cdot I$) rispetto alla tensione, si ottiene:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(V \cdot I)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \cong I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \tag{4.9}$$

Quando $\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}$ l’algoritmo ha trovato il punto di massima potenza. Quanto detto fin’ora è rappresentato nella Figura 22.

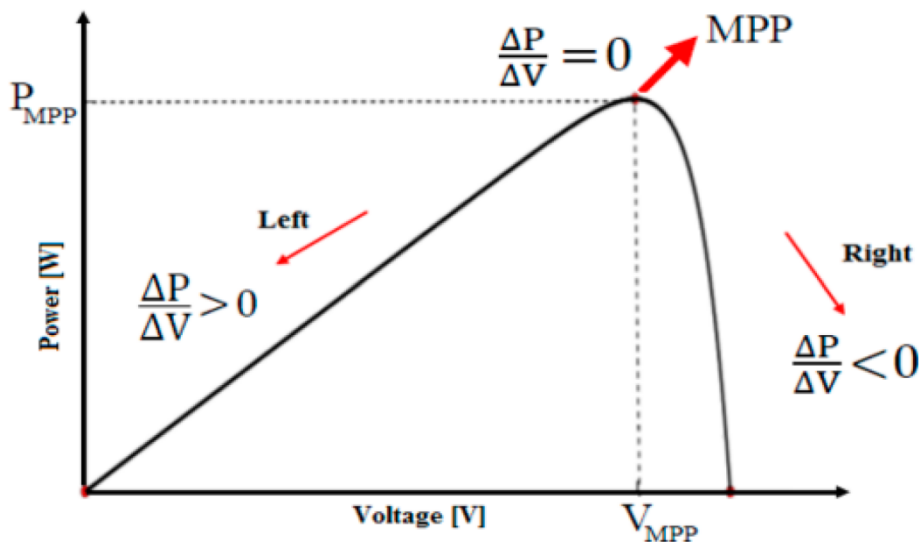


Figura 22. Grafico di funzionamento MPPT

Questo algoritmo viene utilizzato insieme a un regolatore integrato per minimizzare il segnale di errore (e) e il tempo necessario per trovare il punto di massima potenza. L'errore istantaneo è dato dalla somma della conduttanza I/V e della conduttanza incrementale dI/dV .

$$e = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} \tag{4.10}$$

Inoltre, vengono aggiunti un filtro passa - basso e un filtro passa-banda al fine di ridurre al minimo gli errori nei calcoli di (I/V e $\frac{\Delta I}{\Delta V}$), rispettivamente. Inoltre, i filtri aiutano a ridurre il rumore nelle misurazioni della tensione e della corrente nell’impianto fotovoltaico.

La Figura 23 mostra come l’algoritmo di conduttanza incrementale è implementato tramite Simulink.

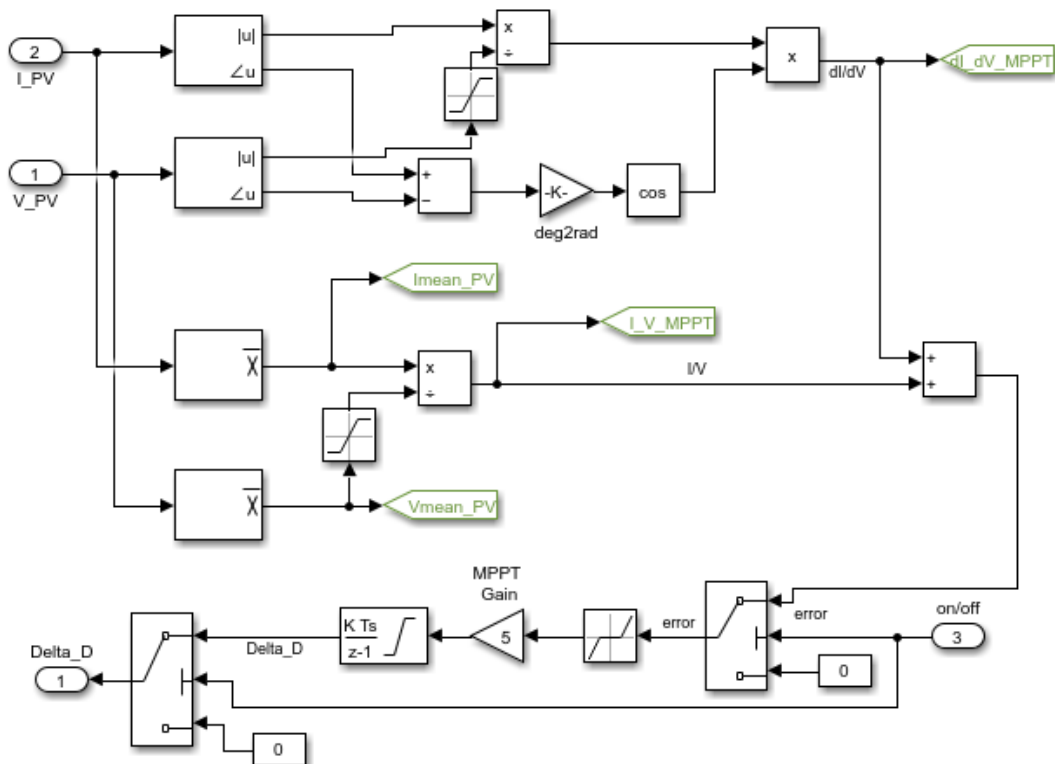


Figura 23. Modello Simulink dell’algoritmo di conduttanza incrementale

L’architettura analizzata in Figura 23, è contenuta all’interno di un blocco denominato MPPT controller, visibile in Figura 24.

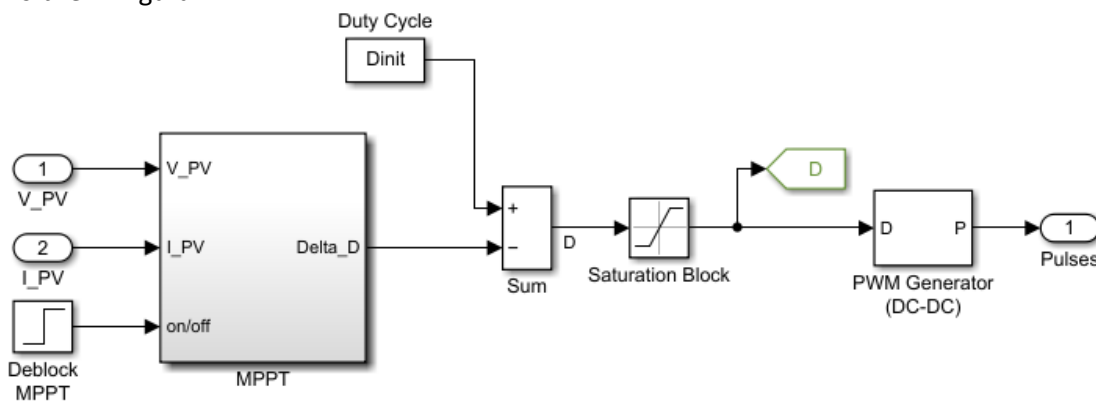


Figura 24. Blocco di controllo MPPT

In blocco MPPT fornisce il segnale di controllo al generatore PWM, che fornisce l’impulso al convertitore boost, controllando così il duty cycle. In ingresso al blocco PWM Generator è presente il duty culce (D), mentre in uscita c’è il segnale che permette di comandare l’interruttore IGBT presente nel convertitore boost. Nella Tabella 3 sono riportati i principali dati utilizzati in Simulink per il controllo MPPT.

Tabella 3. Dati principali dell’algoritmo MPPT

Nome blocco	Nome sottoblocco	Nome parametro	Valore parametro
MPPT controller	PWM Generator	f_c	5000 Hz
	Duty Cycle regulator	K_p	5
	$\delta D = K_p e + K_i \int e dt$	K_i	1
	Tempo di campionamento MPPT	T_{MPPT}	200 μs

4.3 Bus DC

Il bus DC è il cuore centrale del modello power sharing. Ha la funzione di collegare tutti gli utenti in parallelo tra loro compreso il ramo dove è presente il nodo di bilancio.

La potenza generata dall'impianto fotovoltaico passa tutta attraverso questo collegamento che permette di ripartire tale potenza tra i vari utenti ed il nodo di bilancio. La tensione del bus DC è pari a 500 V ed essa rimane costante anche se gli utenti variano la potenza richiesta. Questo lo vedremo poi con attenzione in seguito.

Vale la pena notare che l'architettura di questo modello può essere estesa a diverse configurazioni a seconda del sistema che si vuole realizzare.

Al bus DC sono collegati quattro rami in cui sono presenti quattro inverter in parallelo tra loro. Il primo inverter è trifase ed opera come nodo di bilancio, il secondo è anche esso un inverter trifase ed è collegato al primo utente di tipologia trifase, mentre il terzo e quarto inverter sono di tipo monofase ed alimentano due utenti monofase. Ora andiamo ad analizzare in dettaglio il sistema di controllo che gestisce l'intero sistema power sharing e i sistemi di controllo presenti negli inverter.

4.4 Sistema di controllo PSM

In Figura 25 è rappresentato il diagramma di flusso relativo al sistema di controllo presente nel modello power sharing [33-34].

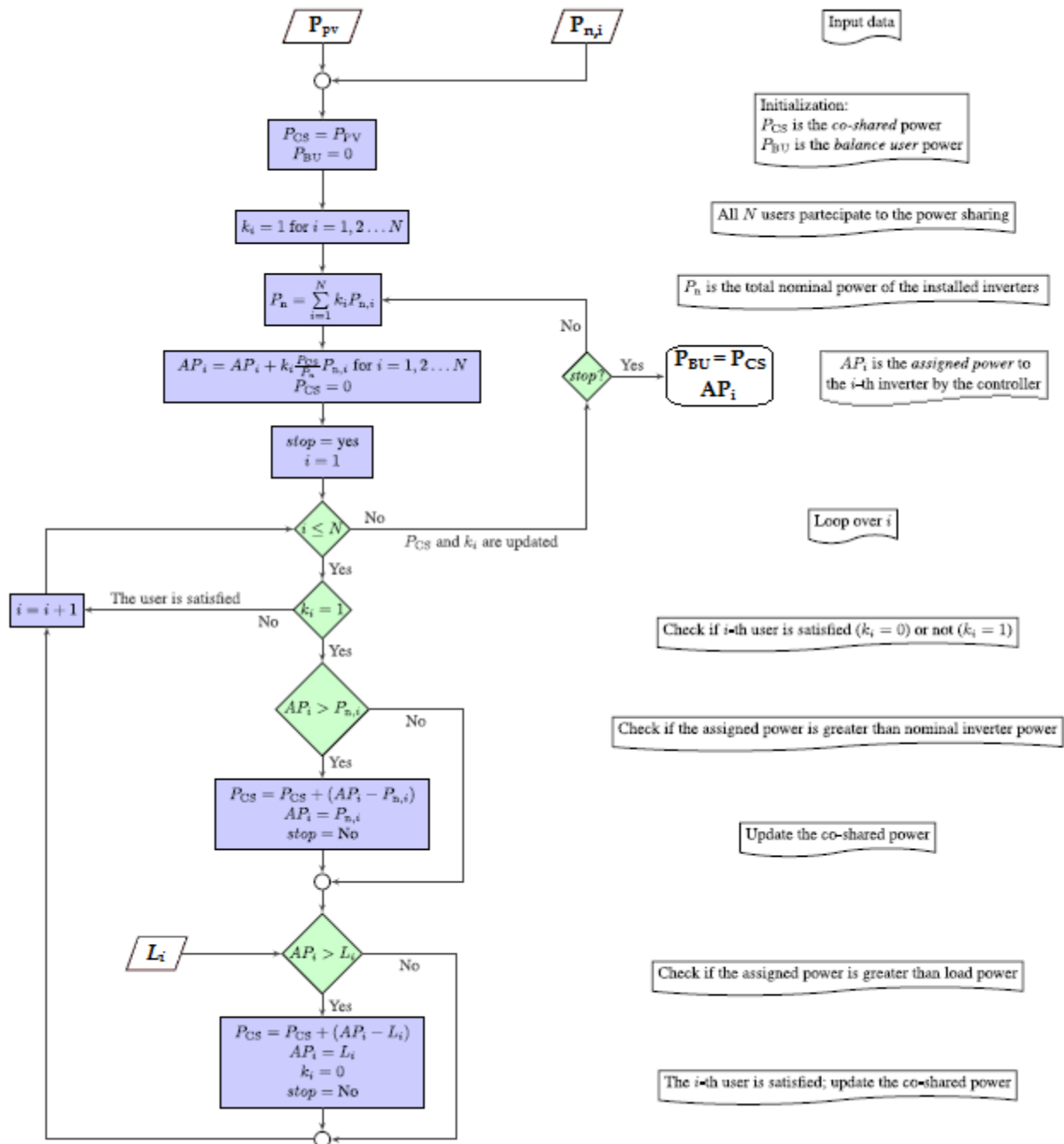


Figura 25. Diagramma di flusso del controllo utilizzato nel PSM

Il modello funziona secondo le seguenti regole:

- La potenza generata dall'impianto fotovoltaico (P_{pv}) è ripartita tra le utenze in funzione della potenza nominale dell'inverter $P_{n,i}$;
- per ogni utente i , la potenza assegnata (AP_i) viene confrontata con la sua richiesta di carico L_i ;
- per l'utente i , la strategia di condivisione della potenza viene interrotta quando la potenza condivisa dall'inverter è uguale alla richiesta di carico L_i (ovvero $AP_i \geq L_i$);
- se la potenza assegnata all'utenze i è maggiore della sua potenza richiesta, la potenza eccedente ($AP_i - L_i$) sarà ripartita tra le altre utenze;

- in caso di potenza eccedente proveniente da carichi soddisfatti, questa viene assegnata alle utenze la cui richiesta di carico L_i non è ancora soddisfatta, sempre in funzione della potenza nominale degli inverter che ancora partecipano alla strategia di power sharing;
- la potenza in eccesso non assegnata alle utenze al termine dell'anello di controllo viene immessa in rete attraverso il nodo di bilancio.

Questo sistema di controllo è stato implementato in codice Matlab e inserito all'interno del modello Simulink. Il sistema di controllo è suddiviso in due livelli:

- controllo generale
- controllo locale

Il controllo locale funziona a livello di ogni singolo inverter, mentre il controllo generale funziona a livello di edificio. In Figura 26 è riportata la struttura del controllo generale implementata tramite Simulink.

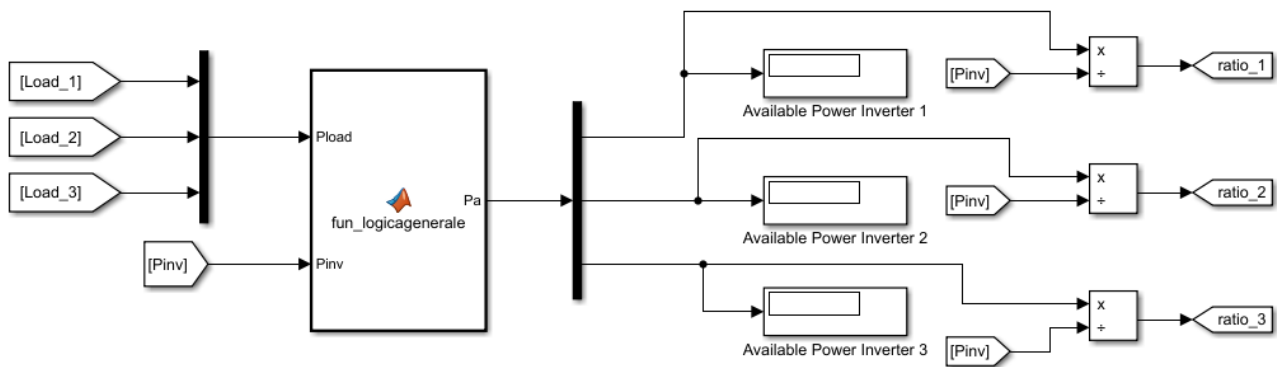


Figura 26. Controllo generale PSM

La logica di controllo generale ha come ingressi:

- la richiesta di carico di ciascun utente ($Load_i$);
- la potenza generata dall'impianto fotovoltaico (PPV).

Mentre in uscita si ha la quota parte di potenza che deve essere assegnata a ciascun inverter (Pa). A valle del controllo generale, per ogni utente è presente un rapporto tra la potenza assegnata a ogni inverter e la potenza generata dall'impianto fotovoltaico. Questo rapporto è un valore in p.u. ($ratio_i$) che viene riportato come ingresso ad ogni controllo locale presente in ciascun inverter. Di seguito andiamo ad analizzare i sistemi di controllo locali presenti all'interno di ciascun inverter, facendo distinzione tra inverter trifase e monofase.

4.5 Inverter trifase

Questa tipologia d'inverter è presente sia nel ramo relativo al nodo di bilancio sia nel ramo 1, cioè quello relativo alla prima utenza. Le potenze nominali di questi due inverter sono differenti e questo lo vedremo in dettaglio nel Capitolo 5. La struttura dell'inverter trifase è visibile nella Figura 27.

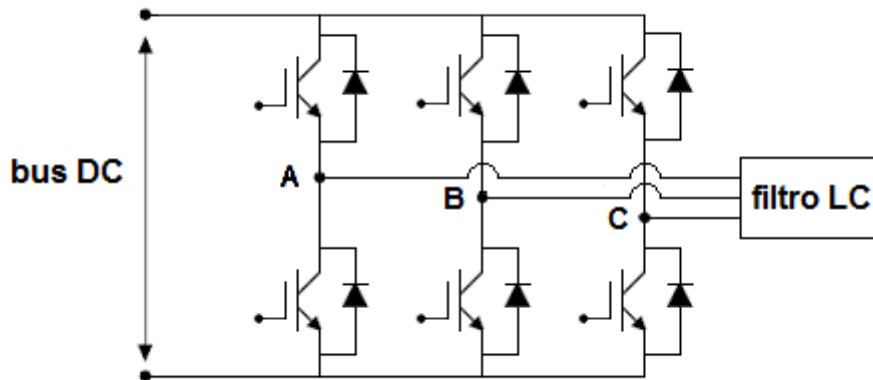


Figura 27. Architettura inverter trifase

Gli interruttori elettronici presenti nello schema in Figura 27, sono IGBT e sono comandati e controllati da un controllo di tipo VSC che di seguito andiamo ad analizzare.

4.5.1 Controllo VSC

L'inverter trifase presenta un sistema di controllo locale per regolare tensione e corrente, ed esso sfrutta due anelli:

- 1) l'anello esterno che permette di regolare la tensione del bus DC al valore nominale, che in questo caso è di 500V;
- 2) l'anello interno che regola le componenti della corrente di rete (I_q) ed (I_d).

La componente della corrente (I_d) permette di regolare il flusso di potenza attiva in base al carico richiesto dall'utente finale, mentre la componente della corrente (I_q) regola il flusso di potenza reattiva ed è considerata nulla. Nella Figura 28, è possibile osservare la struttura del sistema di controllo dell'inverter trifase presente nel nodo di bilancio.

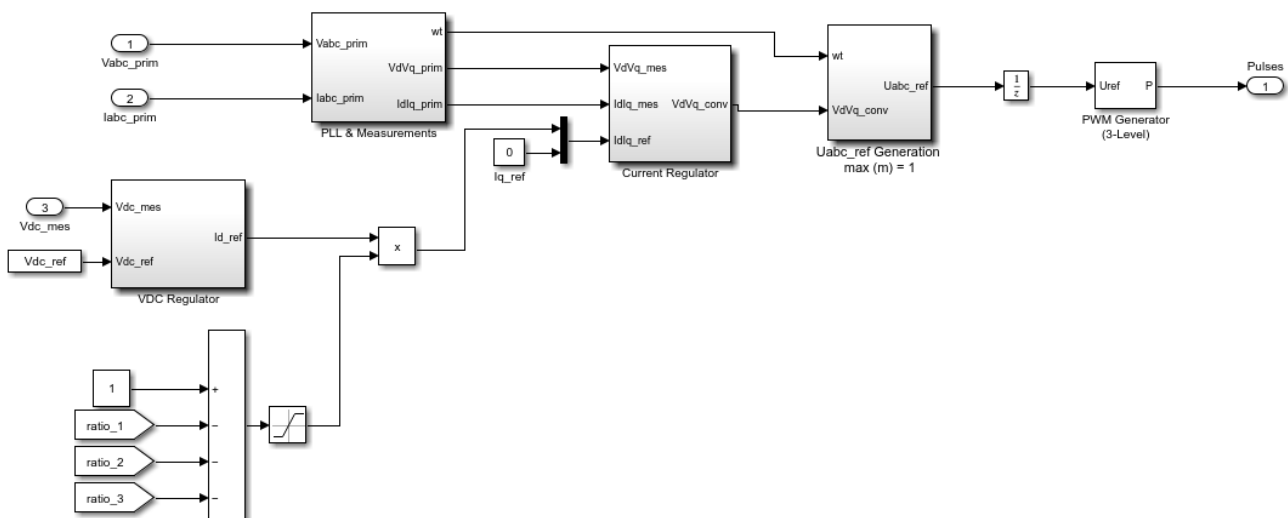


Figura 28. Architettura del sistema di controllo locale dell'inverter trifase relativo al nodo di bilancio

Essendo lo schema riferito al sistema di controllo locale dell'inverter presente nel nodo di bilancio, per determinare la potenza del nodo di bilancio, si deve tener conto della potenza che gli inverter rendono disponibile agli utenti.

Si tiene conto di questo grazie ai valori in p.u. provenienti dal controllo generale (ratio_i), essi tramite operazioni matematiche permettono di andare a modificare il valore della corrente di riferimento (Id_ref) in uscita dal regolatore di tensione.

In questa maniera si regola il flusso di potenza attiva che l’inverter presente nel nodo di bilanciamento deve immettere in rete.

Di seguito, analizziamo in dettaglio i principali blocchi presenti nella Figura 28.

4.5.1.1 Regolatore di tensione

L’anello di controllo esterno mantiene la tensione costante del bus DC al valore nominale. All’interno del blocco “VDC regulator”, avviene un confronto tra la tensione misurata del bus DC (Vdc_mes) e la tensione di riferimento (Vdc_ref), la differenza (δ) rappresenta l’ingresso del regolatore PI.

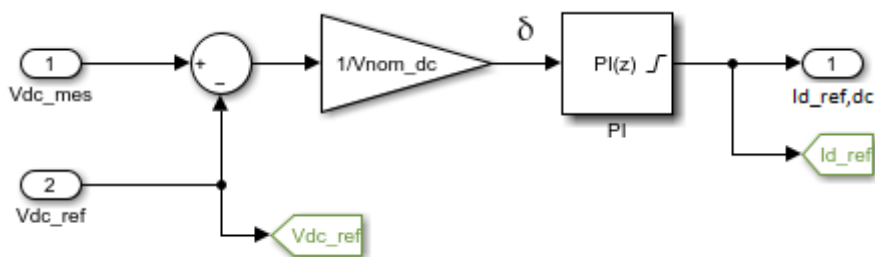


Figura 29. Anello di controllo della tensione

Se $\delta > 0$, la corrente ($I_{d_ref,dc}$) viene aumentata per aumentare il flusso di potenza attiva iniettata lato AC; se $\delta < 0$, la corrente ($I_{d_ref,dc}$) viene ridotta per diminuire il flusso di potenza attiva iniettata lato AC.

L'uscita del regolatore PI, posizionato nel regolatore di tensione, è la corrente di riferimento ($I_{d_ref,dc}$).

Nell’architettura proposta, tutti i convertitori sono dotati di un regolatore di tensione che interviene mantenendo stabile la tensione del bus DC. Questa scelta progettuale permette di aumentare la resilienza complessiva del sistema a possibili guasti.

4.5.1.2 PLL & Measurements

Una caratteristica necessaria per il controllo del convertitore lato rete è la sincronizzazione della rete, ottenuto attraverso un algoritmo di sincronizzazione. Questa tecnica sfrutta un PLL (phase - locked - loop) in grado di rilevare l'angolo di fase della tensione di rete per ottenere un fattore di potenza unitario. La potenza attiva e reattiva che fluisce può essere gestita separatamente da una trasformata di Park, che consente la sincronizzazione con la tensione di rete attraverso la trasformazione da un sistema di riferimento fisso abc a un sistema di riferimento rotante dq, visibile in Figura 30.

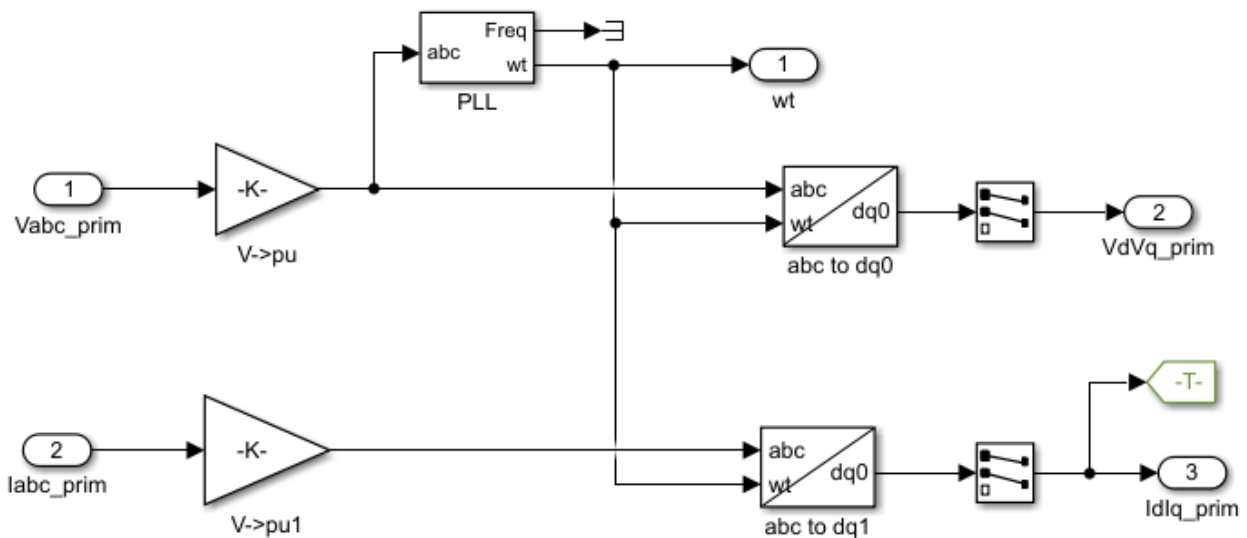


Figura 30. PLL e trasformazione dq0

In ingresso al blocco si hanno le misure di tensione e corrente a valle del trasformatore (V_{abc_prim} e I_{abc_prim}), mentre in uscita si hanno le componenti di tensione e corrente ($V_dV_q_prim$ e $I_dI_q_prim$) relative ad un sistema di riferimento rotante.

La sincronizzazione con la tensione di rete implica che la componente “q” di tensione (V_q) è uguale a zero, mentre la componente “d” di tensione (V_d) è uguale al picco della tensione di rete. Prima di utilizzare la trasformata di Park è necessario stimare la fase della tensione di rete. L'angolo di fase stimato è l'uscita del blocco “PLL” che utilizza come ingresso la tensione di rete in per unita.

4.5.1.3 Regolatore di corrente

All'ingresso del blocco “Current Regulator” sono presenti le componenti della corrente di riferimento ($I_{d,ref}$ e $I_{q,ref}$), le componenti della corrente di rete misurate (I_d e I_q) e le componenti della tensione di rete misurate (V_d e V_q). La differenza tra le componenti della corrente misurate e quelle di riferimento è l'ingresso del regolatore PI. La somma dei segnali provenienti dall'uscita del regolatore PI e dalle uscite del feedforward rappresenta il segnale per generare la PWM ($V_dV_q_conv$), che rappresenta l'uscita del regolatore di corrente. Tutto questo è visibile nella Figura 31 sottostante.

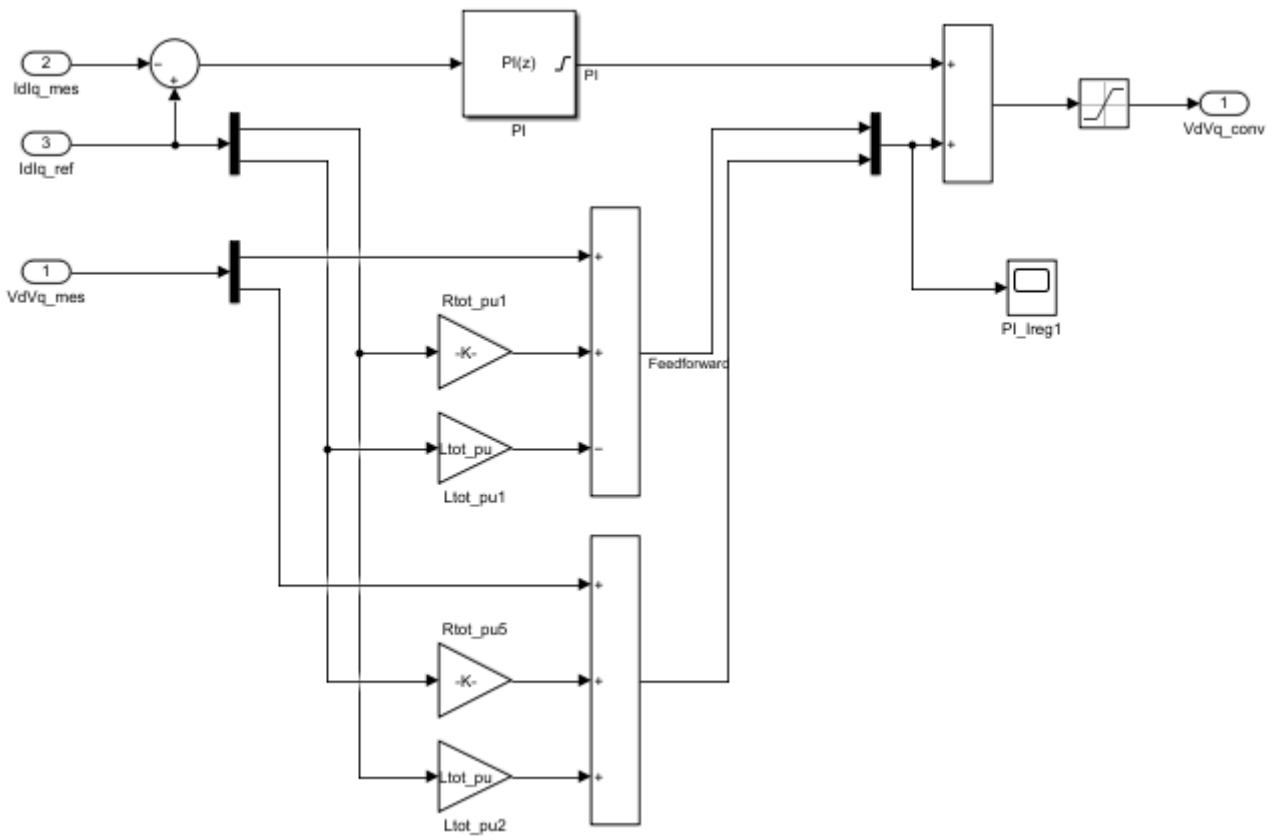


Figura 31. Anello di controllo della corrente

Questo anello regola il valore della corrente nel sistema di riferimento dq0. A valle del seguente blocco abbiamo due blocchi che permettono di generare il segnale PWM da inviare agli interruttori IGBT presenti nell’inverter trifase, ed ora andremo li andremo ad analizzare.

4.5.1.4 Uabc_ref Generation

Come si evince nella Figura 32, in questo blocco sono presenti una serie di operazioni matematiche per generare il segnale modulante. In ingresso al blocco si hanno le componenti della tensione provenienti dall’anello di controllo della corrente (VdVq_conv) e l’angolo della tensione di rete stimato dal PLL (wt), mentre in uscita si hanno le tre modulanti (Uabc_ref).

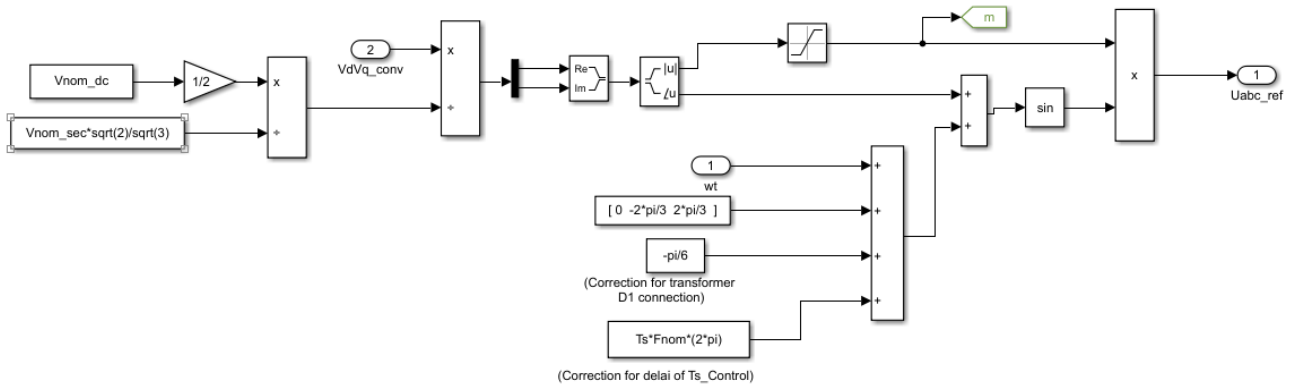


Figura 32. Blocco di generazione delle modulanti

4.5.1.5 PWM Generator

Questo blocco permette di controllare i sei IGBT presenti nell'inverter trifase. Il segnale d'ingresso (U_{abc_ref}), composto da tre modulanti sinusoidali sfasate tra loro di 120° , viene confrontato con una portante triangolare, come mostrato nella Figura 33 (a).

Dalla Figura 33 (b) si nota che lo stesso valore della componente continua è presente nelle tensioni d'uscita V_{AN} e V_{BN} , misurate rispetto al morsetto negativo del bus DC.

Queste componenti continue non compaiono nelle tensioni concatenate, come si vede per esempio nella V_{AB} mostrata nella Figura 33 (b).

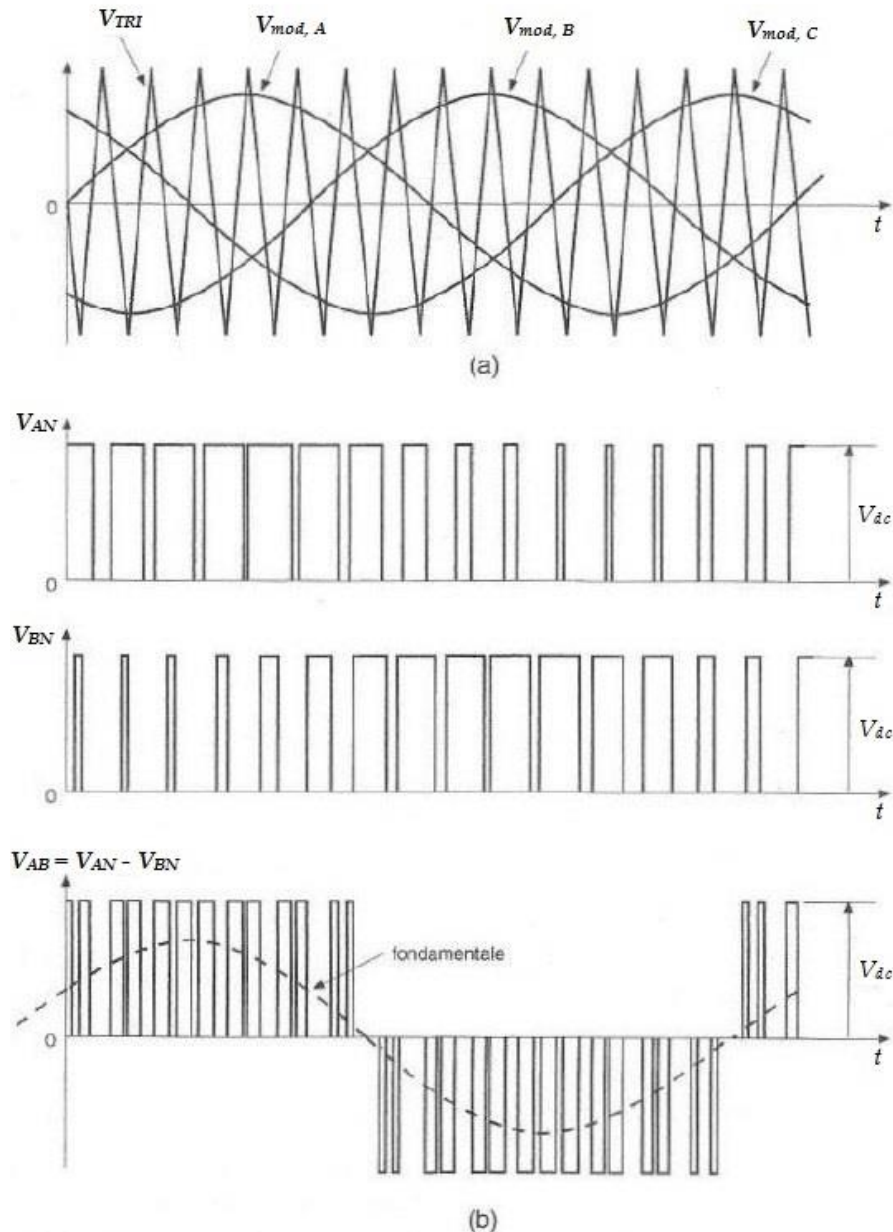


Figura 33. Principio di funzionamento della modulazione PWM

La frequenza di commutazione di ogni IGBT sarà pari la frequenza del segnale portante che è di 1650 Hz. Mentre il tempo di campionamento del blocco "PWM generator" utilizzato è $1 \mu s$ (T_{s_Power}). Una frequenza della portante più elevata consente una commutazione più accurata, ma spesso implica un numero maggiore di commutazioni per ciclo e quindi una maggiore perdita di potenza.

Indicando con V_{max} , w_m e f_m rispettivamente il valore massimo, la pulsazione e la frequenza di una delle tre modulanti, e con V_{pk} , w_p e f_p le analoghe grandezze riferite alla portante, è possibile definire i seguenti parametri caratteristici della modulazione PWM:

- indice di modulazione

$$m_a = \frac{V_{max}}{V_{pk}} \leq 1 \tag{4.11}$$

- rapporto tra le frequenze

$$m_f = \frac{w_p}{w_m} = \frac{f_p}{f_m} = 3k \quad (k \in N) \tag{4.12}$$

4.5.2 Schema di controllo dell'inverter trifase

Infine, per capire meglio, possiamo riassumere il sistema di controllo locale dell'inverter trifase presente nel nodo di bilancio attraverso lo schema di Figura 34.

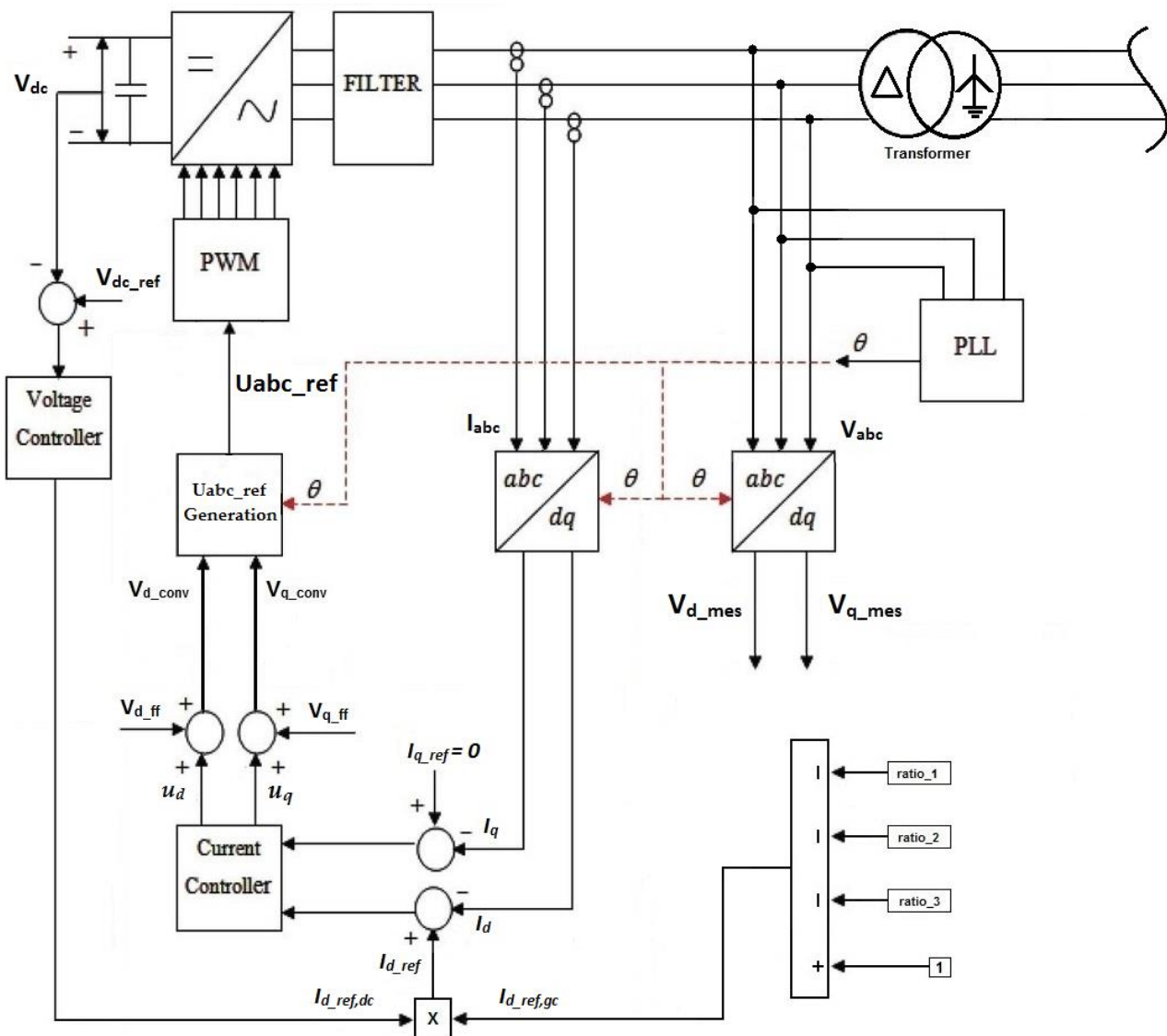


Figura 34. Schema a blocchi del controllo locale presente nell'inverter trifase del nodo di bilancio

Nell'anello di corrente sono presenti gli ingressi V_{d_ff} e V_{q_ff} che rappresentano le uscite del feedforward e sono rispettivamente pari a:

$$V_{d_ff} = V_{d_mes} + R_{tot} * I_{d_ref} - L_{tot} * I_{q_ref} \quad (4.13)$$

$$V_{q_ff} = V_{q_mes} + R_{tot} * I_{q_ref} + L_{tot} * I_{d_ref} \quad (4.14)$$

I parametri di resistenza (R_{tot}) ed induttanza (L_{tot}) riportati nelle equazioni (4.13) e (4.14) sono pari a:

$$R_{tot} = R_{xfo} + R_{choke} \quad (4.15)$$

$$L_{tot} = L_{xfo} + L_{choke} \quad (4.16)$$

Nell'equazione (4.15) è presente la somma in per unità, tra la resistenza del trasformatore (R_{xfo}) e la resistenza del filtro (R_{choke}) presenti a valle di ogni inverter.

Mentre, nell'equazione (4.16) c'è la somma in per unità, tra l'induttanza del trasformatore (L_{xfo}) e quella del filtro (L_{choke}) presenti a valle di ogni inverter.

Si evince dalla Figura 34, che la corrente di riferimento sull'asse d (I_{d_ref}) è ottenuta moltiplicando la componente di riferimento in uscita dall'anello di regolazione della tensione ($I_{d_ref,dc}$) e la componente di riferimento in uscita dal controllo generale ($I_{d_ref,gc}$). In

sono riportati i parametri assegnati ai regolatori PI utilizzati nel sistema di controllo locale degli inverter trifase.

Tabella 4. Parametri dei regolatori PI presenti nell'anello di tensione e corrente

Blocco	Parametro	Valore
Voltage regulator	K_p	7
	K_i	800
Current regulator	K_p	0.3
	K_i	20

4.6 Inverter monofase

L'inverter a ponte monofase è presente nel ramo 2 e nel ramo 3, cioè dove sono presenti due utenti monofase (utente 2 e utente 3). Le potenze nominali di questi due inverter possono essere differenti, come vedremo in dettaglio nel caso studio, perché ciascun inverter dovrà avere la potenza nominale idonea per alimentare il relativo utente. La struttura dell'inverter monofase è visibile in Figura 35.

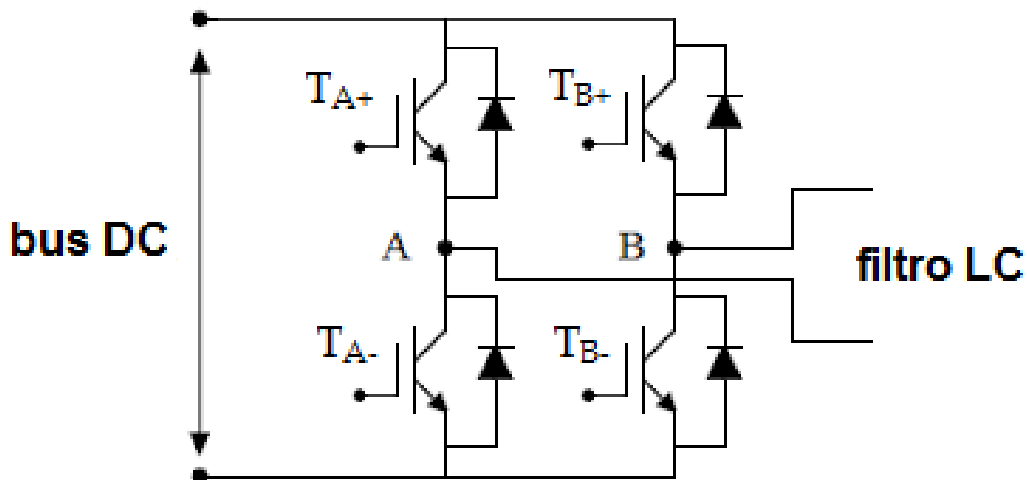


Figura 35. Schema inverter a ponte monofase

I quattro interruttori elettronici presenti nello schema sono IGBT e sono comandati e controllati da un sistema di controllo locale che di seguito andiamo ad analizzare.

4.6.1 Controllo inverter monofase

L'inverter monofase, presenta un sistema di controllo simile a quello dell'inverter trifase, per regolare tensione e corrente esso sfrutta due anelli:

- 1) l'anello esterno che permette di regolare la tensione del bus DC al valore nominale, che in questo caso è di 500V;
- 2) l'anello interno che regola le componenti della corrente di rete (I_q) ed (I_d).

La componente della corrente (I_d) permette di regolare il flusso di potenza attiva in funzione del carico richiesto dall'utente finale, mentre la componente della corrente (I_q) regola il flusso di potenza reattiva ed è considerata zero. Nella Figura 36 è possibile osservare la struttura del sistema di controllo dell'inverter monofase relativo al secondo utente.

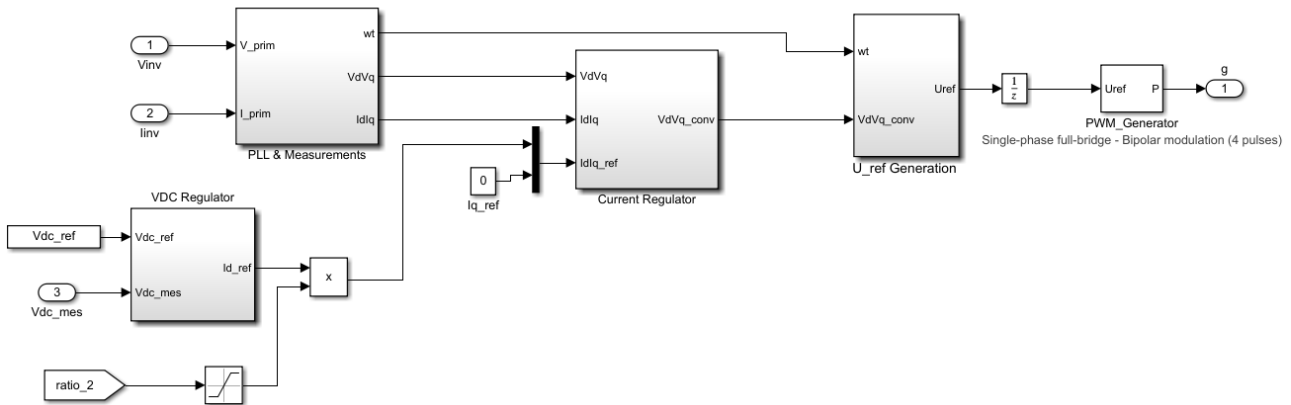


Figura 36. Architettura del sistema di controllo locale dell'inverter monofase relativo al secondo utente

Si evince dalla Figura 36 che il sistema di controllo in esame è differente dal sistema di controllo presente nell'inverter trifase del nodo di bilanciamento, visto in Figura 28.

Questo perché per gli inverter che alimentano gli utenti e non svolgono la funzione di nodo di bilanciamento, si deve tener conto solo della potenza che il sistema di controllo generale decide di attribuire al singolo inverter. Si tiene conto di questo grazie al valore in p.u. ($ratio_n$) che il controllo generale attribuisce a ciascun inverter che alimenta un utente. All'interno di ciascun controllo locale presente in ogni inverter, questo valore in p.u., va a modificare la corrente di riferimento (I_d_ref) in uscita dal regolatore di tensione. In questo modo si regola il flusso di potenza attiva che ogni inverter fornisce al rispettivo utente. In Figura 36 essendo riportato il sistema di controllo locale dell'inverter relativo al secondo utente ($n=2$), il valore in p.u. proveniente dalla logica generale è indicato con ($ratio_2$).

Le principali differenze che questo sistema di controllo ha rispetto al sistema di controllo presente nell'inverter trifase sono contenute nei blocchi "PLL & Measurements, U_ref Generation e PWM_Generator". Ora andiamo ad analizzare in dettaglio i seguenti blocchi.

4.6.2 PLL & Measurements

Una caratteristica necessaria per il controllo del convertitore lato rete è la sincronizzazione della rete, ottenuta attraverso un algoritmo di sincronizzazione. Questa tecnica sfrutta un PLL (phase - locked - loop) in grado di rilevare l'angolo di fase della tensione di rete per ottenere un fattore di potenza unitario.

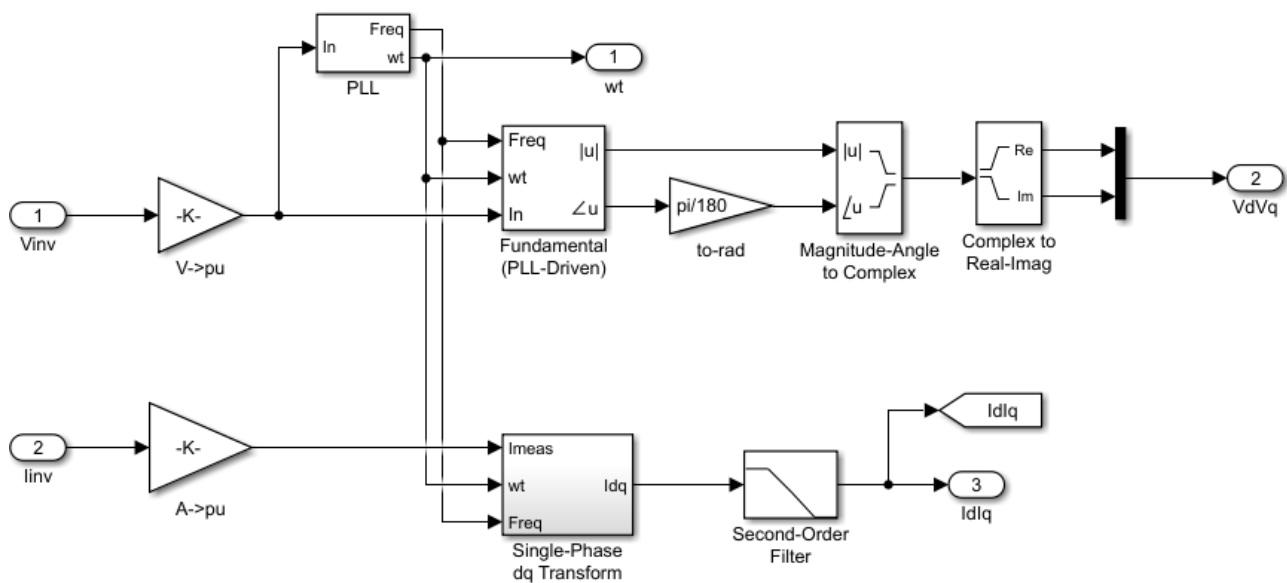


Figura 37. PLL e trasformazione dq0

In ingresso al blocco “PLL & Measurements”, si hanno le misure di tensione e corrente a valle dell’inverter monofase (V_{inv} e l_{inv}), mentre in uscita si hanno le componenti relative alla tensione e corrente (V_dV_q e I_dI_q). Il blocco “PLL” permette di stimare l’angolo di fase della tensione di rete e la frequenza. Il blocco “Fundamental (PLL-Driven)”, permette di avere in uscita modulo e fase dalla tensione a valle dell’inverter. Successivamente, attraverso i blocchi “Magnitude-Angle to Complex e Complex to Real-Imag”, modulo e fase della tensione a valle dell’inverter si trasforma prima in numero complesso e poi in numero reale e immaginario per poi arrivare a determinare le componenti V_d e V_q . Mentre, il blocco “Single-Phase dq Transform” permette di trasformare il valore misurato della corrente a valle dell’inverter nelle componenti della corrente I_d e I_q .

All’interno del blocco “Single-Phase dq Transform” avviene una trasformazione di componenti $\alpha\beta 0$ in un sistema di riferimento fisso in componenti dq0 in un sistema di riferimento rotante. La componente lungo l’asse 0 viene considerata nulla.

La sincronizzazione con la tensione di rete implica che la componente q di tensione (V_q) è uguale a zero, mentre la componente d di tensione (V_d) è uguale al picco di tensione di rete.

4.6.3 U_ref Generation

All’ingresso di questo blocco si hanno le componenti di tensione ($V_dV_q_{conv}$) e l’angolo della tensione di rete stimato dal PLL (ωt), mentre in uscita si ha la tensione di riferimento (U_{ref}) che rappresenta l’ingresso del generatore PWM. All’interno di questo blocco, visibile in Figura 38, sono presenti operazioni diverse rispetto a quelle che si sono incontrate per l’inverter trifase, in quanto ci troviamo in un sistema monofase.

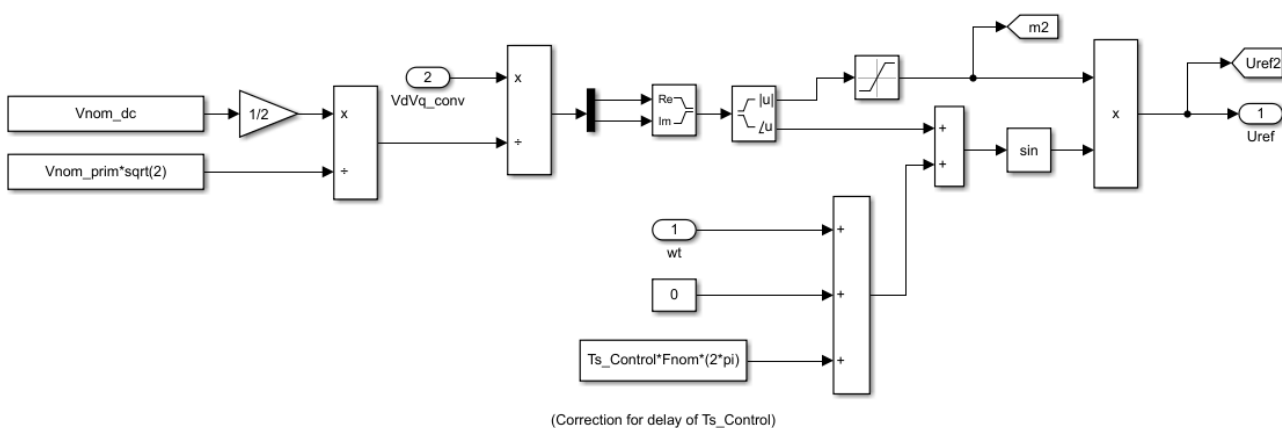


Figura 38. Blocco di generazione della modulante

4.6.4 PWM Generator

Questo blocco permette di controllare i quattro IGBT presenti in ogni inverter monofase. Il segnale d’ingresso (Uref), detto anche modulante, viene confrontato con una portante triangolare. Si utilizza una modulazione bipolare, cioè gli interruttori diagonalmente opposti (T_{A+} e T_{B-}) e (T_{A-} e T_{B+}) dei due rami della Figura 35 sono comandati, rispettivamente, come coppie d’interruttori 1 e 2. La tensione d’uscita del ramo B (V_B) è negativa rispetto alla tensione d’uscita del ramo A (V_A). La tensione d’uscita dell’inverter (V_o) è riportata in Figura 39.

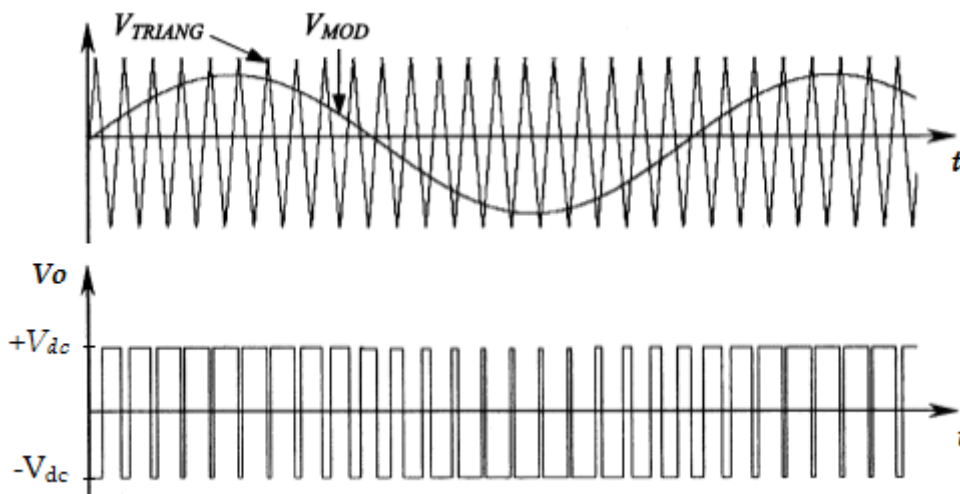


Figura 39. PWM a tensione bipolare

Si osserva dalla Figura 39 che la tensione d’uscita dell’inverter monofase (V_o), varia tra i livelli di tensione $-V_{dc}$ e $+V_{dc}$. Questo è il motivo per cui questo tipo di commutazione è chiamata PWM con tensione bipolare [35-36].

Il “PWM generator” opera con una frequenza di commutazione di 1650 Hz mentre il tempo di campionamento è $1 \mu s$ (T_{s_Power}).

4.6.5 Schema di controllo dell’ inverter monofase

Infine, per capire meglio, possiamo riassumere il sistema di controllo locale dell’inverter monofase attraverso il seguente schema a blocchi riportato in Figura 40.

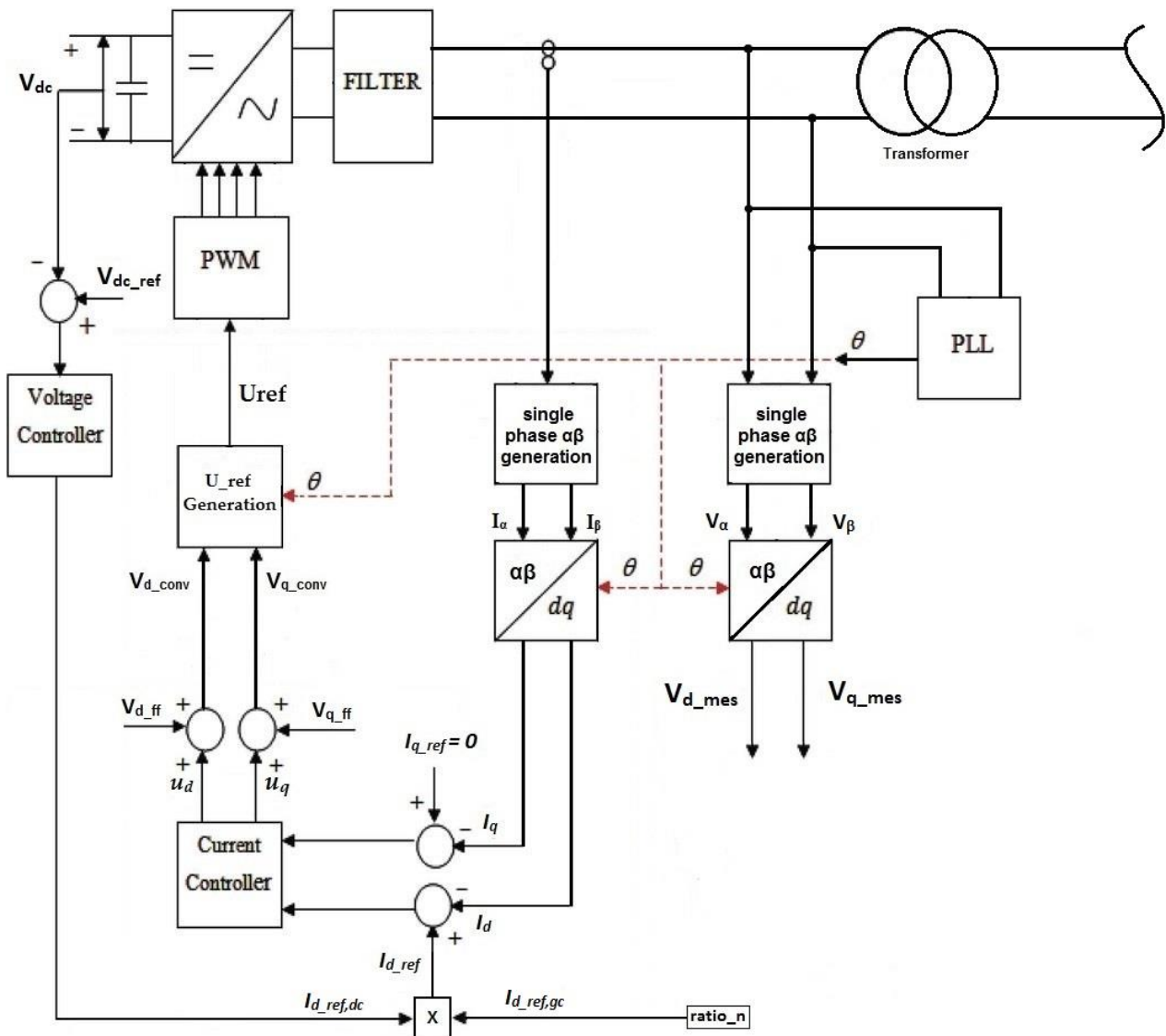


Figura 40. Schema a blocchi del controllo locale presente nell'inverter monofase

Nell'anello di corrente sono presenti gli ingressi V_{d_ff} e V_{q_ff} che rappresentano le uscite del feedforward e sono rispettivamente pari alle equazioni (4. 13) e (4. 14) , viste per l'inverter trifase. Come si evince dalla Figura 40, la corrente di riferimento sull'asse d (I_{d_ref}) è stata ottenuta esattamente come visto per l'inverter trifase.

I parametri assegnati ai regolatori PI utilizzati nel sistema di controllo locale presente negli inverter monofase sono visibili in Tabella 4, in quanto sono identici a quelli utilizzati nel sistema di controllo locale presente negli inverter trifase.

4.7 Filtri e trasformatori

Analizzando lo schema Simulink in Figura 19, si evince che su ciascun ramo a valle di ogni inverter è presente un filtro seguito da un trasformatore. Si deduce dalla Figura 41 che se l'inverter presente sul ramo in esame è trifase allora anche il filtro ed il trasformatore a valle di esso sono trifase. Mentre se l'inverter sul ramo è monofase allora anche il filtro e trasformatore a valle di esso sono monofase.

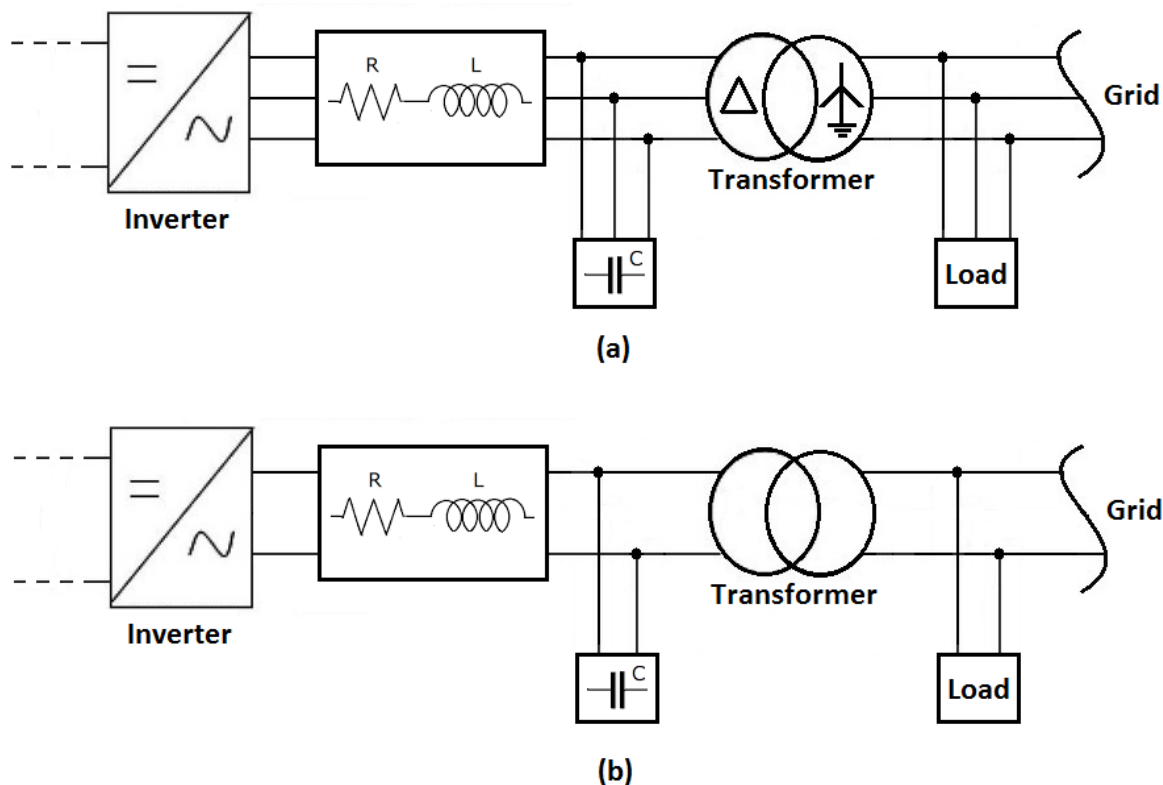


Figura 41. Architettura ramo trifase (a) e monofase (b)

Il filtro ha il compito di eliminare le armoniche superiori alla fondamentale che si presentano in uscita dell’inverter.

Mentre, il trasformatore svolge due compiti fondamentali:

- disaccoppia la rete del distributore dalla rete a valle dell’inverter;
- adatta la tensione d’uscita del filtro alla tensione di rete.

La potenza nominale di ogni trasformatore deve essere conforme a quella dell’inverter che lo precede.

Nel modello Simulink sono presenti blocchi che non sono visibili nella Figura 19, ma che ora analizziamo in quanto svolgono delle funzioni fondamentali.

4.8 Blocco di bilanciamento delle potenze della singola utenza

In Figura 42 è presente il blocco che permette di determinare il bilancio delle potenze su ogni utenza presente nel modello. Nel modello di questi blocchi ne troviamo quanti sono gli utenti. Ad esempio, se si vuole simulare un’architettura composta da tre utenti di questi blocchi ce ne sono tre.

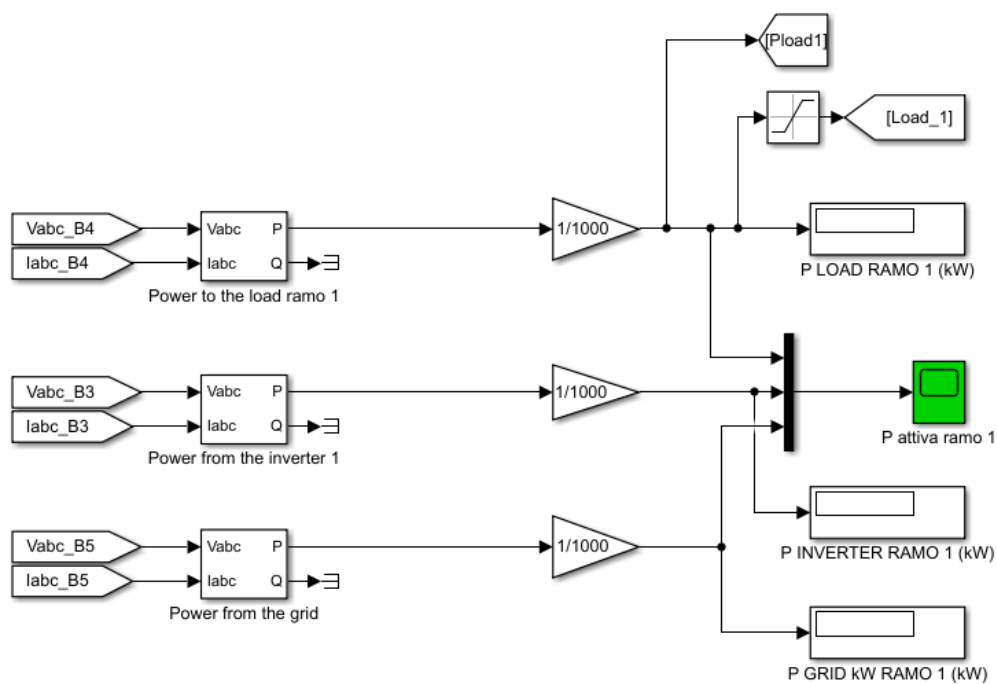


Figura 42. Blocco delle potenze di bilancio relative alla singola utenza

In questo blocco si determina in tempo reale la potenza richiesta dal carico (utente 1), la potenza che l’inverter cede al carico e la potenza che la rete fornisce al carico attraverso il punto di connessione (POC). Cliccando sul display “Potenza attiva ramo 1” si visualizza un grafico che ci permette di capire la quota parte di potenza che viene fornita dalla rete e dall’inverter all’utente.

4.9 Blocco di misura PV array

In Figura 43 è riportato il blocco che permette di visualizzare le principali grandezze di un impianto fotovoltaico.

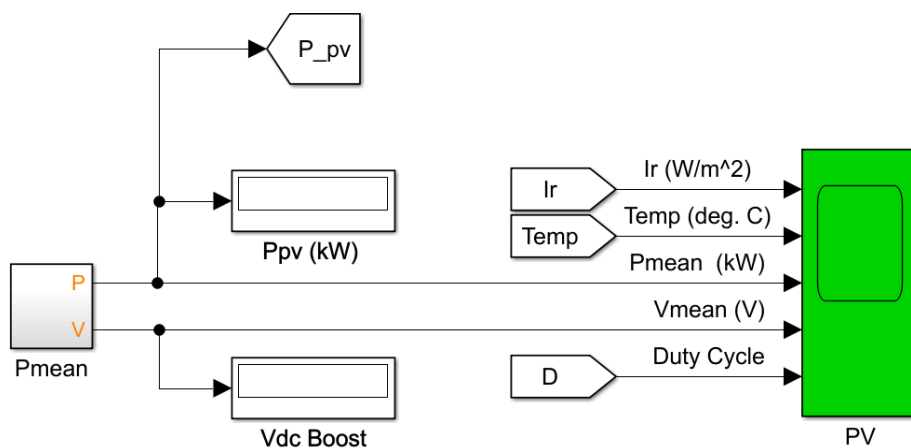


Figura 43. Blocco di misura impianto fotovoltaico

Tramite i due display è possibile visualizzare il valore della tensione a monte del convertitore boost DC-DC e la potenza che l’impianto fotovoltaico genera. Inoltre cliccando sul display verde è possibile visualizzare irraggiamento e temperatura di funzionamento dell’impianto fotovoltaico, la potenza generata da esso, la tensione d’ingresso al convertitore boost e il duty cycle alla quale sta funzionando il convertitore.

4.10 Blocco di bilancio delle potenze dell’intero sistema

Il display visibile in Figura 44 permette di visualizzare la potenza che l'impianto fotovoltaico genera, la potenza richiesta dagli utenti presenti nell'architettura (tre utenti) e la potenza che il nodo di bilancio immette in rete.

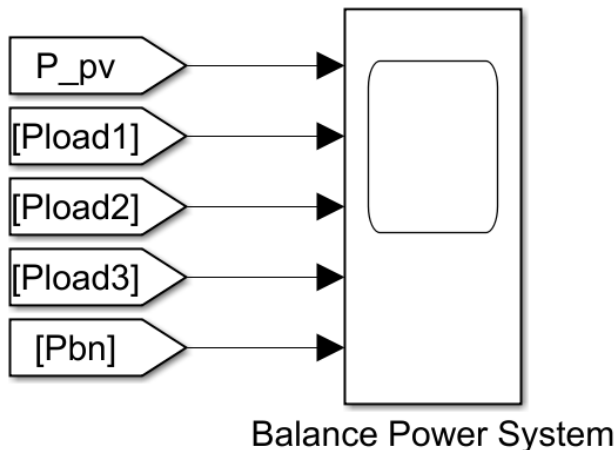


Figura 44. Blocco di bilancio delle potenze dell'intera architettura

Questo blocco è di fondamentale importanza perché ci permetterà di ottenere la maggior parte dei grafici presenti nel capitolo 5.

5 Caso studio

Si prendono in esame tre differenti tipologie di utenti che si possono trovare in una comunità energetica (Figura 45). Il primo utente è di tipo trifase ed ha una potenza nominale di 10 kW, il secondo e il terzo utente sono di tipo monofase, con potenze nominali rispettivamente di 6 kW e 3 kW.

Questi utenti non sono considerati solamente come carichi a potenza costante ma durante le simulazioni sarà variata la propria potenza.

In questo caso studio, l'impianto fotovoltaico è composto da 10 stringhe parallele, dove ogni stringa è formata da 15 moduli in serie ottenendo una potenza di picco di circa 30 kW. Ogni modulo genera al massimo una potenza di picco di 305 W ed il pannello fotovoltaico utilizzato è il "SunPower SPR-305E-WHT-D".

Durante le simulazioni, la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico varia in quanto la temperatura e l'irraggiamento dell'intero array fotovoltaico mutano.

In questo modello, ogni utente è collegato sia al bus DC tramite il relativo inverter sia al distributore attraverso un punto di connessione.

In questo caso, si hanno 3 punti di connessione di tipo passivo con il distributore per alimentare le tre utenze. Il POC relativo al primo carico ha una potenza contrattuale di 10 kW con fornitura di tipo trifase mentre i POC relativi al secondo e al terzo carico sono di tipo monofase ed hanno una potenza contrattuale rispettivamente di 6 kW e 3kW.

L'unico POC di tipo attivo è quello presente sul nodo di bilancio (POC_BN)

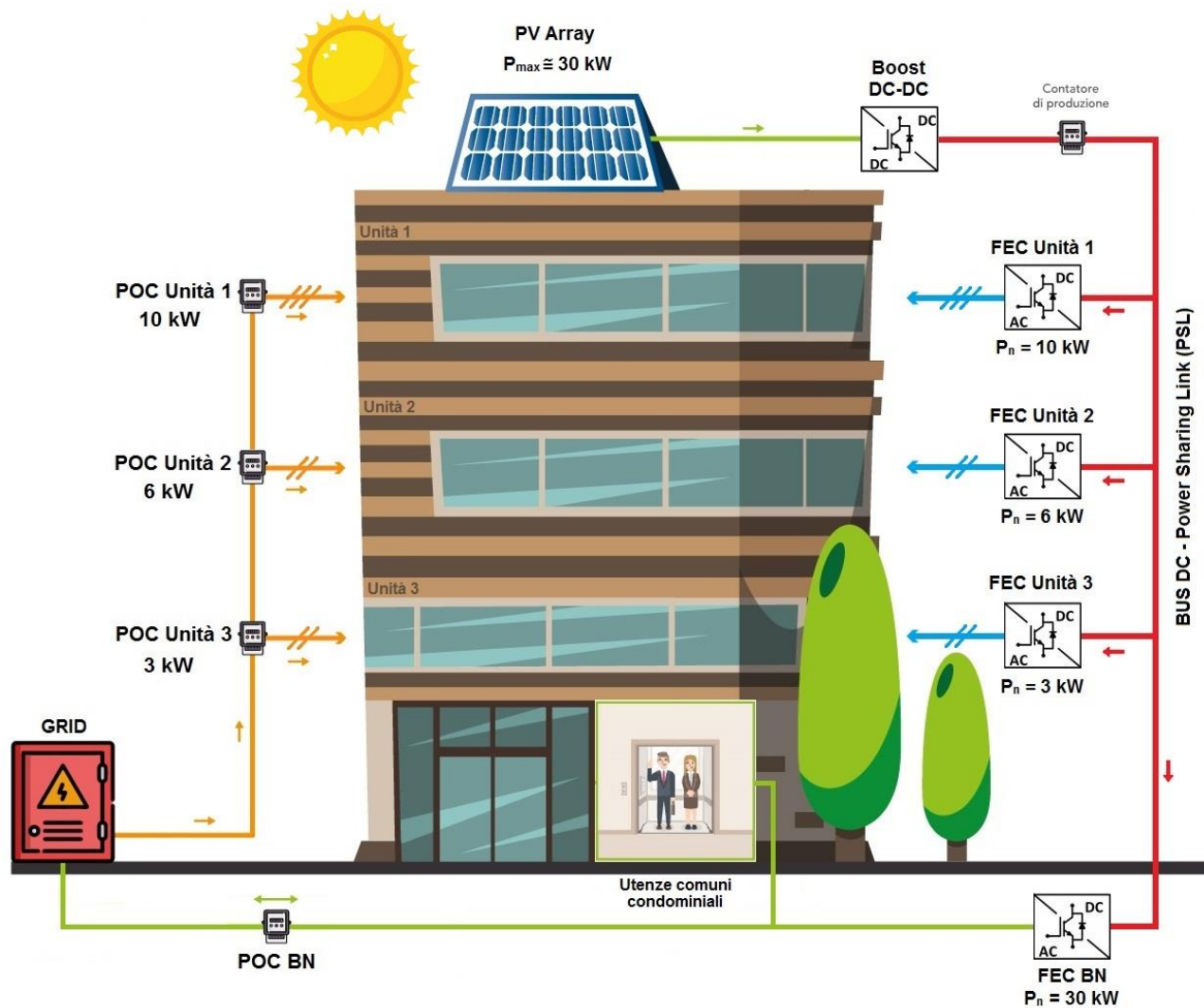


Figura 45. Caso Studio

5.1 Dimensionamento del modello

Prima di procedere alla simulazione del modello si devono dimensionare i componenti presenti nei rami. Come visto in precedenza, in ogni ramo è presente un inverter, un filtro ed un trasformatore, che di seguito andiamo a dimensionare.

5.1.1 Dimensionamento degli inverter

L'inverter presente nel nodo di bilancio è di tipo trifase ed è dimensionato per la potenza massima che l'impianto fotovoltaico può generare. Questo perché, per dimensionare l'inverter del nodo di bilancio si deve considerare la condizione peggiore, cioè il caso in cui nessun utente richiede potenza e tutta la potenza generata dalla fonte di energia rinnovabile deve essere immessa in rete attraverso il nodo di bilancio. In questo caso quindi l'inverter trifase presente nel nodo di bilancio è dimensionato per una potenza nominale di 30 kW.

Mentre, gli inverter che sono collegati alle tre utenze sono dimensionati in potenza per la potenza nominale relativa all'utenza che alimentano.

La Tabella 5 riassume le taglie degli inverter utilizzati nel caso studio.

Tabella 5. Tabella di dimensionamento degli inverter presenti nel modello

Denominazione	Tipologia	Potenza nominale [kW]
FEC-BN	trifase	30
FEC unità 1	trifase	10
FEC unità 2	monofase	6
FEC unità 3	monofase	3

5.1.2 Dimensionamento filtri e trasformatori

Una volta scelte le taglie degli inverter, si deve dimensionare per ogni ramo il filtro (Tabella 6) e il trasformatore (Tabella 7) separatore interposti tra l’inverter ed il carico.

Tabella 6. Dimensionamento dei filtri presenti su ciascun ramo

Tipologia filtro	Elemento filtro	Parametri	Valori parametri
Trifase	Elemento serie	R (Ω)	$1,8850 \cdot 10^{-3}$
		L (H)	$250 \cdot 10^{-6}$
	Elemento parallelo	P (W)	100
		Q (Var)	$10 \cdot 10^3$
Monofase	Elemento serie	R (Ω)	$1,78 \cdot 10^{-3}$
		L (H)	$1,78 \cdot 10^{-3}$
	Elemento parallelo	P (W)	100
		Q (Var)	$10 \cdot 10^3$

Tabella 7. Dimensionamento trasformatori presenti nel modello

Denominazione trasformatore	Tipologia	Potenza apparente (kVA)
Trasformatore nodo di bilancio	Trifase	30
Trasformatore utente 1	Trifase	10
Trasformatore utente 2	Monofase	6
Trasformatore utente 3	Monofase	3

Ora si procede alla simulazione di più scenari per valutare la robustezza dell’architettura proposta e l’efficacia della strategia di controllo implementata.

Durante queste simulazioni non si è considerato il tempo di avviamento del modello in quanto non importante per le analisi svolte.

5.1.3 Scenario 1

In questo primo scenario si considerano che i tre utenti presenti nell’edificio assorbano una potenza costante durante tutta la simulazione. Il primo utente assorbe 10 kW (linea blu), il secondo utente 6 kW (linea rossa) ed il terzo 3 kW (linea verde).

Durante la simulazione l’impianto fotovoltaico varia la sua potenza perché varia l’irraggiamento solare. Esso è pari a 1000 W/m² per i primi 2 s, successivamente diminuisce arrivando a 500 W/m² a 4 s, per poi rimanere costante.

La potenza dell’impianto fotovoltaico iniziale è di 29,5 kW per arrivare a fine simulazione a 14,5 kW (linea marrone).

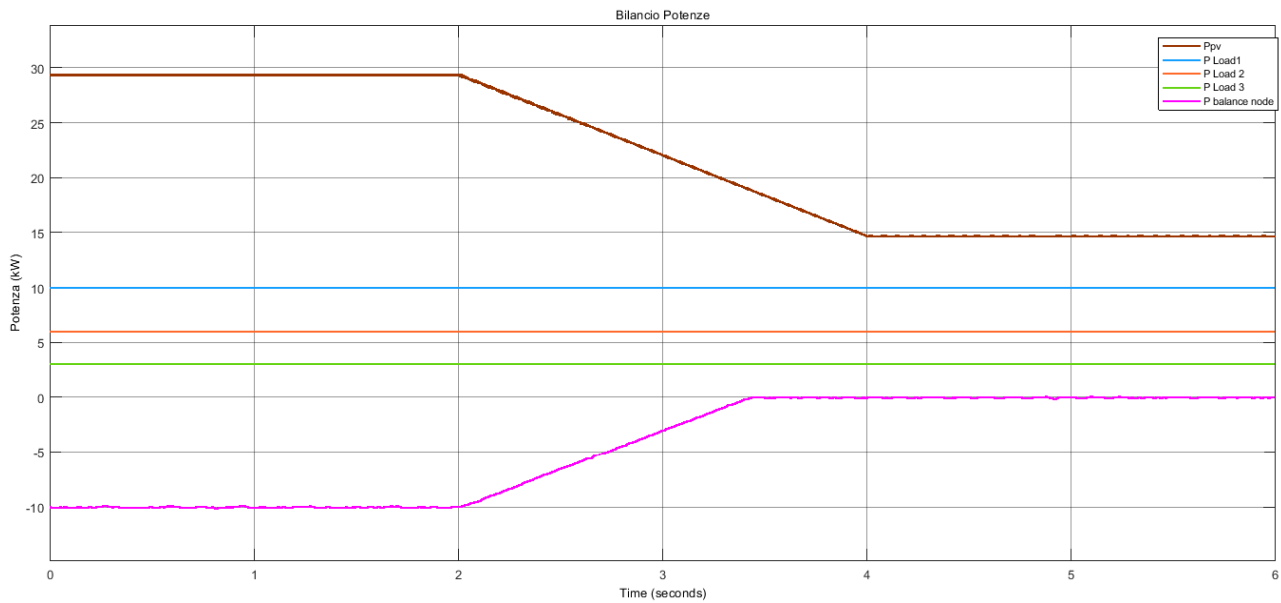


Figura 46. Bilancio delle potenze dell'intera architettura

Si evince dalla Figura 46 che finché la potenza dell'impianto fotovoltaico è superiore alla potenza richiesta dagli utenti, il nodo di bilancio immette potenza in rete (linea viola).

In corrispondenza di 3,5 s, la potenza che l'impianto fotovoltaico produce è uguale alla somma delle potenze richieste dagli utenti cioè 19 kW, quindi da questo istante in poi la potenza immessa in rete dal nodo di bilancio è nulla. Dopo 3,5 s la potenza dell'impianto fotovoltaico diminuisce, quindi da questo istante in poi le tre utenze sopperiranno alla mancanza di potenza proveniente dal bus DC prelevando potenza da rete, attraverso il POC che ciascuna utenza ha con il distributore.

5.1.4 Scenario 2

In questo scenario, si considera che il secondo e terzo utente assorbono una potenza costante pari a 6 kW (linea rossa) e 3 kW (linea verde) rispettivamente. Il primo utente invece assorbe una potenza variabile (linea blu) come è visibile in Figura 47. Inizialmente, il primo utente assorbe 10 kW fino ad 1 s, poi da 1 a 5 s assorbe 3,5 kW per poi ritornare ad assorbire 10 kW fino alla fine della simulazione. L'impianto fotovoltaico invece mantiene lo stesso profilo di potenza generata che avevamo nello scenario 1.

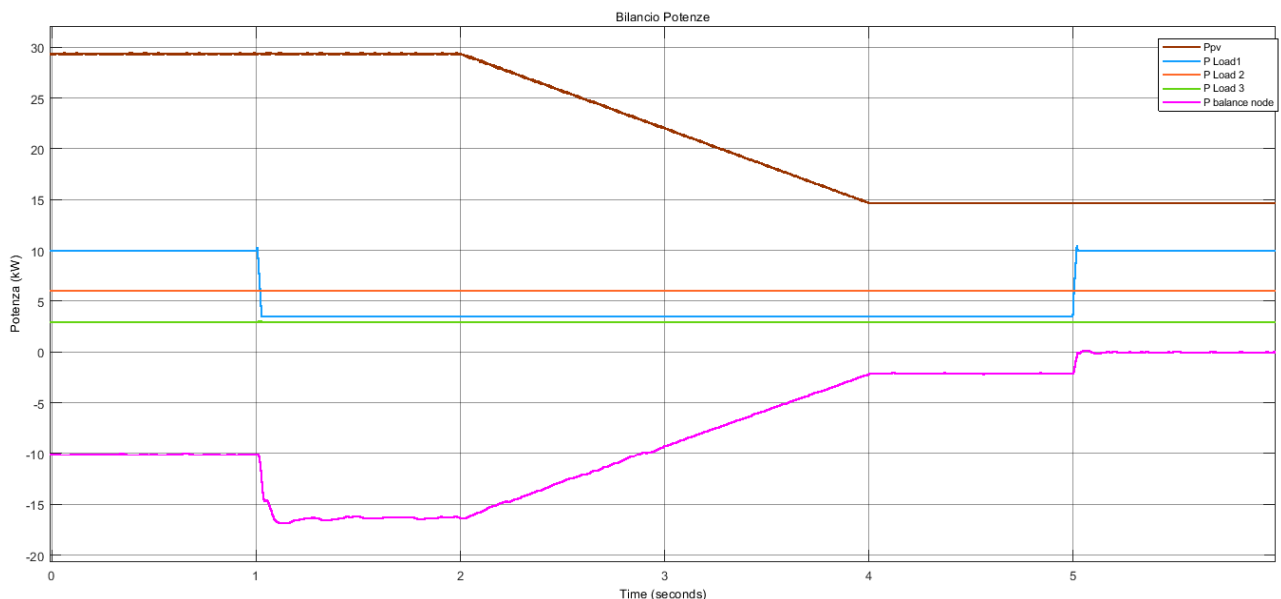


Figura 47. Bilancio delle potenze dell'intera architettura

Dalla Figura 47 si evince che nel primo secondo di simulazione l'impianto fotovoltaico genera 29,5 kW, la somma delle potenze richieste dalle utenze è di 19 kW e la potenza immessa in rete dall'inverter del nodo di bilancio è di circa 10,5 kW. In questo primo intervallo gli utenti non assorbono potenza da rete in quanto la potenza per alimentare le utenze proviene tutta dalla fonte rinnovabile. Nell'intervallo di tempo (1 – 2 s) l'impianto fotovoltaico continua a generare 29,5 kW ma ora la potenza richiesta dai carichi diminuisce a 12,5 kW. Di conseguenza la potenza immessa in rete dall'inverter presente nel nodo di bilancio aumenta a circa 17 kW. Nell'intervallo compreso tra (2 – 4 s) gli utenti richiedono una potenza costante pari a 12,5 kW ma l'impianto fotovoltaico riduce la potenza generata passando da 29,5 kW a circa 15 kW in quando l'irraggiamento passa da 1000 W/m² a 500 W/m². Di conseguenza la potenza immessa in rete nel nodo di bilancio diminuisce arrivando a circa 2,5 kW in 4 s e rimanendo costante a tale valore fino a 5 s.

Nell'ultimo intervallo (5 – 6 s), l'impianto fotovoltaico continua a generare circa 15 kW mentre il primo carico varia la sua potenza richiesta portandola da 3,5 kW a 10 kW. Ora la somma delle potenze richieste dalle tre utenze passa a 12,5 kW a 19 kW. In questo momento la potenza richiesta dai carichi supera la potenza messa a disposizione dall'impianto fotovoltaico, quindi le tre utenze sopperiranno alla mancanza di tale potenza prelevandola da rete, attraverso il POC che ciascuna utenza ha con il distributore.

Per capire meglio la quota parte di potenza che ogni utente preleva da rete e la quota parte di potenza che ogni inverter collegato al bus DC fornisce al relativo utente, si riporta in Figura 48 il bilancio delle potenze relative primo utente.

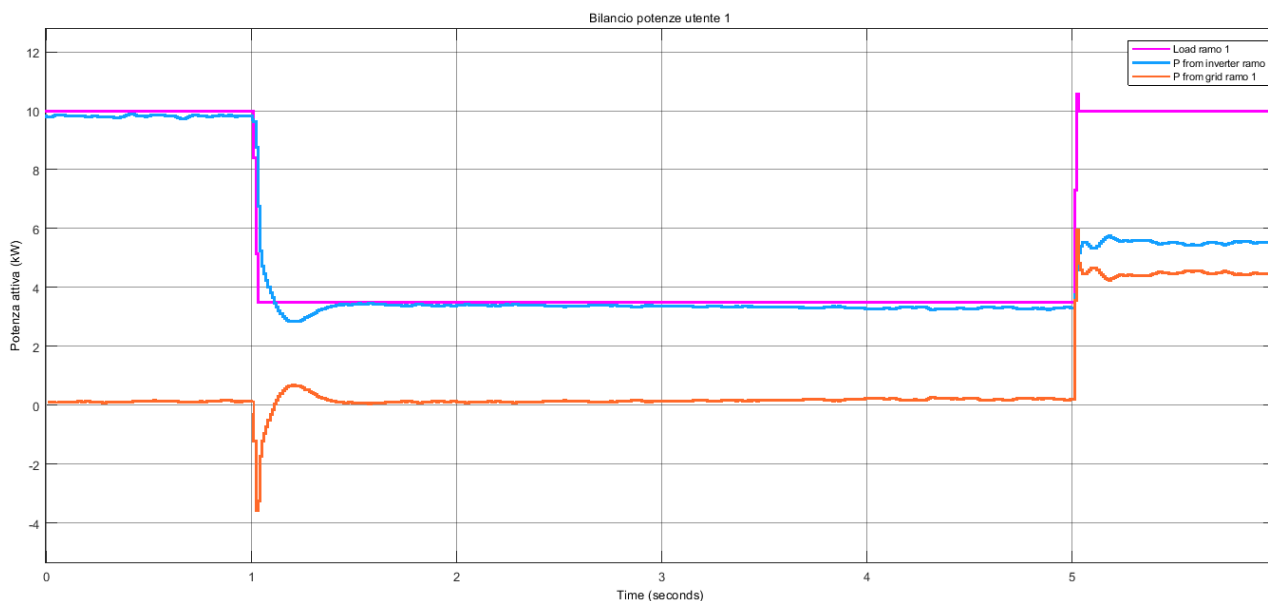


Figura 48. Bilancio delle potenze del primo utente

Si evince dalla Figura 48 come la potenza proveniente dallo sharing (linea blu) insegue la richiesta di potenza da parte dell'utente (linea viola). Questo accade fino a 5 s, dopo di che la potenza che l'utente richiede, cioè 10 kW, non può totalmente essere soddisfatta dallo sharing perché la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico si è ridotta. Nell'intervallo (5 – 6 s) il primo utente assorbe 10 kW, di cui circa 5,5 kW vengono forniti dal relativo inverter collegato al bus DC mentre i restanti 4,5 kW vengono forniti da rete attraverso il POC. Si può notare che ad 1 s, nel momento in cui il carico varia la potenza da 10 kW a 3,5 kW, il POC dell'utente 1 riceve potenza da esso. Questo però accade per un breve intervallo temporale e nel momento in sono presenti forti variazioni di carico. Questo è principalmente dovuto al sistema di controllo locale presente nell'inverter che impiega un piccolo intervallo temporale per seguire la domanda di potenza richiesta dall'utente 1.

5.1.5 Scenario 3

In questo scenario si considera che il secondo utente assorbe una potenza costante pari a 6 kW (linea rossa). Invece il primo e il terzo utente, assorbono una potenza variabile come è visibile dal grafico sottostante (linea blu e linea verde). Il primo utente ha un profilo di carico identico allo scenario precedente. Il terzo utente invece assorbe 3 kW fino ad 1s, poi da 1 a 5 s assorbe 500 W per poi ritornare ad assorbire 3 kW fino alla fine della simulazione. L'impianto fotovoltaico mantiene lo stesso profilo di potenza generata vista negli scenari precedenti.

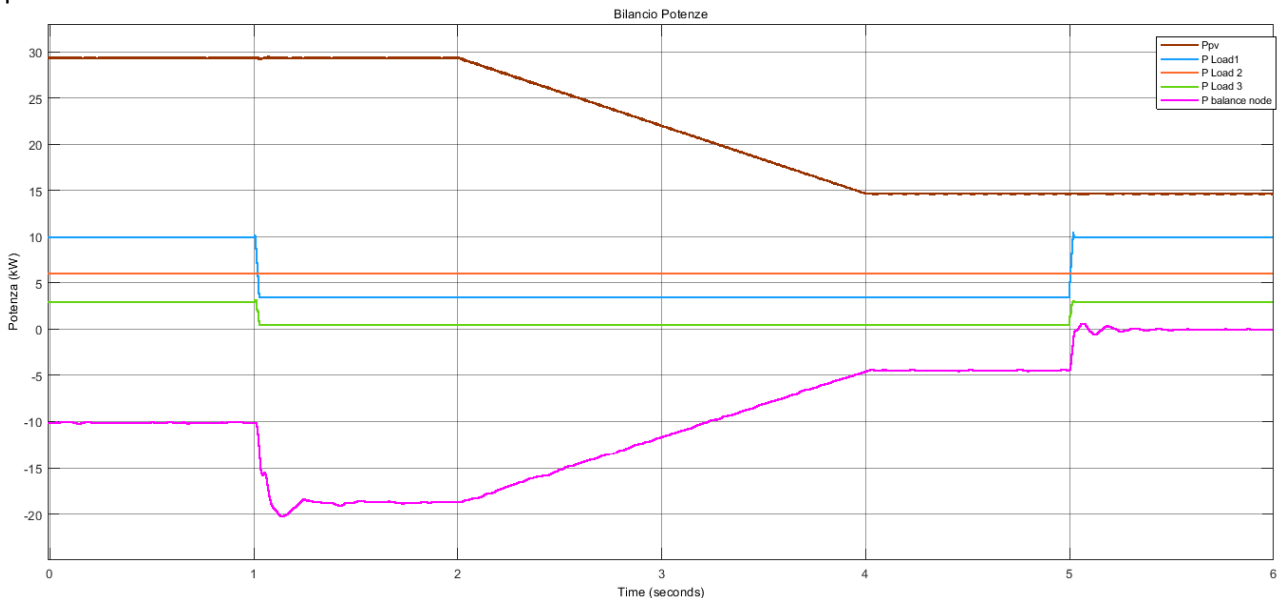


Figura 49. Bilancio delle potenze dell'intera architettura

Analizzando la Figura 49 si vede che il primo secondo di simulazione è identico a quello che avevamo allo scenario 2. Le cose cambiano nell'intervallo (1 - 2 s), l'impianto fotovoltaico continua a generare 29,5 kW ma ora la potenza richiesta dagli utenti diminuisce passando da 19 kW a 10 kW, di conseguenza la potenza immessa in rete dall'inverter presente nel nodo di bilancio aumenta arrivando a circa 19 kW.

Nell'intervallo (2 - 4 s) gli utenti richiedono una potenza costante pari a 10 kW ma l'impianto fotovoltaico riduce la potenza generata passando da 29,5 kW a 15 kW in quando l'irraggiamento diminuisce passando da 1000 W/m² a 500 W/m².

Di conseguenza la potenza immessa in rete nel nodo di bilancio diminuisce arrivando a circa 5 kW in 4 s e rimanendo costante a tale valore fino a 5 s.

Nell'ultimo intervallo (5 - 6 s), l'impianto fotovoltaico continua a generare circa 15 kW mentre il primo utente ed il terzo utente variano la potenza richiesta. Il primo utente passa da 3,5 kW a 10 kW mentre il terzo utente passa da 500 W a 3 kW. Da questo momento in poi la potenza totalmente richiesta dai tre utenti che è di 19 kW, supera la potenza messa a disposizione dall'impianto fotovoltaico. Ora le tre utenze sopperiranno alla mancanza di tale potenza prelevando complessivamente 4 kW da rete, attraverso il POC che ciascuna utenza ha con il distributore.

Per capire la quantità di potenza che ciascun'utente preleva da rete analizziamo i bilanci di potenza che si hanno su ciascun utente attraverso la Tabella 8.

Tabella 8. Analisi dei bilanci di potenza.

Time (s)	Potenza richiesta (kW)				Potenza Fornita dallo Sharing (kW)			
	U - 1	U - 2	U - 3	Totale	U - 1	U - 2	U - 3	Totale
1	10	6	3	19	10	6	3	19
2	3,5	6	0,5	10	3,5	6	0,5	10
3	3,5	6	0,5	10	3,5	6	0,5	10
4	3,5	6	0,5	10	3,5	6	0,5	10

5	3,5	6	0,5	10	3,5	6	0,5	10
6	10	6	3	19	-	-	-	-

5.1.6 Scenario 4

In questo scenario si considerano che i tre utenti presenti nell’edificio assorbono una potenza costante durante tutta la simulazione. Il primo utente assorbe 10 kW (linea blu), il secondo utente 6 kW (linea rossa) ed il terzo 3 kW (linea verde). Durante la simulazione l’impianto fotovoltaico varia la sua potenza prodotta in quanto varia l’irraggiamento solare. Nella figura sottostante è rappresentato l’andamento della potenza generata dall’impianto fotovoltaico (linea marrone), essa varia da circa 13 kW a 30 kW.

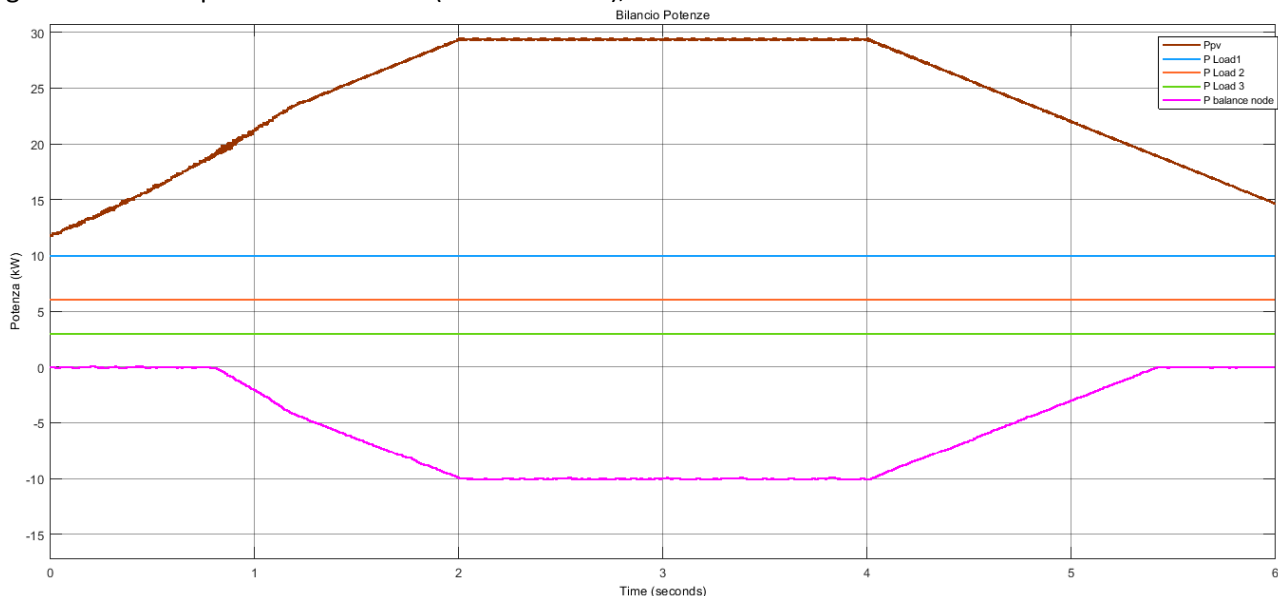


Figura 50. Bilancio delle potenze dell’intera architettura

Dalla Figura 50 si evince che nei primi due secondi di simulazione l’impianto fotovoltaico aumenta la potenza generata da 13 kW a 29,5 kW. Durante questo primo intervallo di simulazione la potenza che l’inverter del nodo di bilancio immette in rete varia (linea viola). Si può vedere che per circa 1 s la potenza immessa in rete dal nodo di bilancio è nulla perché tutta la potenza prodotta è suddivisa tra i tre utenti. Inoltre in questo primo secondo di simulazione, i tre utenti devono anche prelevare potenza dai rispettivi POC in quanto la potenza proveniente dallo sharing non è sufficiente a soddisfare la richiesta di carico degli utenti.

Poco prima di 1 s, il nodo di bilancio inizia ad immettere potenza crescente in rete fino a 2s. Esattamente in 2 s la potenza immessa in rete dal nodo di bilancio si stabilizza a circa 10 kW e rimane costante fino a 4 s. Questo perché, nell’intervallo 2 – 4 s la potenza che l’impianto fotovoltaico genera è costante ed è pari a circa 30 kW, mentre la potenza richiesta dagli utenti è costante per tutta la simulazione e pari a 19 kW.

Successivamente nell’intervallo 4 – 6 s l’impianto fotovoltaico comincia a diminuire la potenza generata da circa 30 kW a 15 kW. Fino a circa 5,5 s l’inverter presente nel nodo di bilancio immette potenza in rete, ma da questo istante in poi la potenza immessa in rete è nulla. Questo perché da questo istante in poi la potenza richiesta dai carichi supera la potenza messa a disposizione dall’impianto fotovoltaico, quindi le tre utenze sopperiranno alla mancanza di tale potenza prelevandola da rete, attraverso il POC che ciascuna utenza ha con il distributore.

5.1.7 Scenario 5

In questo scenario si considera che il primo utente (linea blu) ed il terzo utente (linea verde) assorbono una potenza costante pari a 10 kW e 3 kW. Invece, il secondo utente (linea rossa) assorbe una potenza variabile durante la simulazione partendo da carico nullo ed arrivando ad assorbire 6 kW. L’impianto fotovoltaico mantiene lo stesso profilo di potenza generata vista negli scenari precedenti.

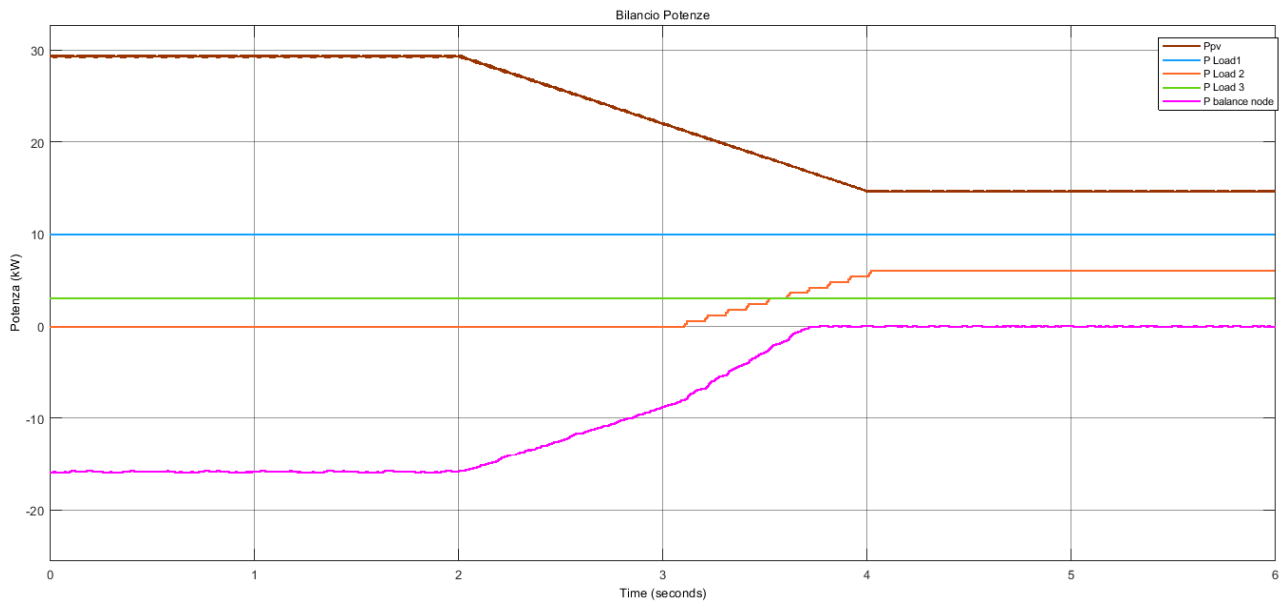


Figura 51. Bilancio delle potenze dell'intera architettura

Analizzando il grafico si vede che nell'intervallo (1 – 2 s) l'impianto fotovoltaico genera una potenza costante pari a circa 30 kW, mentre i tre utenti richiedono una potenza complessiva di 13 kW. La potenza immessa in rete dal nodo di bilancio è di circa 16 kW. Successivamente nell'intervallo (2 - 4 s) l'impianto fotovoltaico riduce la potenza generata passando da 30 kW a 15 kW. In questo intervallo la potenza richiesta dal secondo utente passa da 0 kW a 6 kW, questo accade esattamente nell'intervallo (3 – 4 s). È possibile vedere come la potenza immessa in rete dal nodo di bilancio sia inizialmente di 16 kW a 2 s per poi annullarsi a 3,7 s. Da questo istante in poi, la potenza richiesta dai carichi che è 19 kW supera la potenza messa a disposizione dall'impianto fotovoltaico, quindi le tre utenze sopperiranno alla mancanza di tale potenza prelevandola da rete, attraverso il POC che ciascuna utenza ha con il distributore.

L'istante di tempo più critico della simulazione è 4 s, perché l'impianto fotovoltaico riduce la potenza generata a 15 kW ed allo stesso tempo le tre utenze hanno un picco di potenza di 19 kW. In questo istante di tempo si può vedere in Figura 52 come il modello realizzato non perturba la tensione di rete.

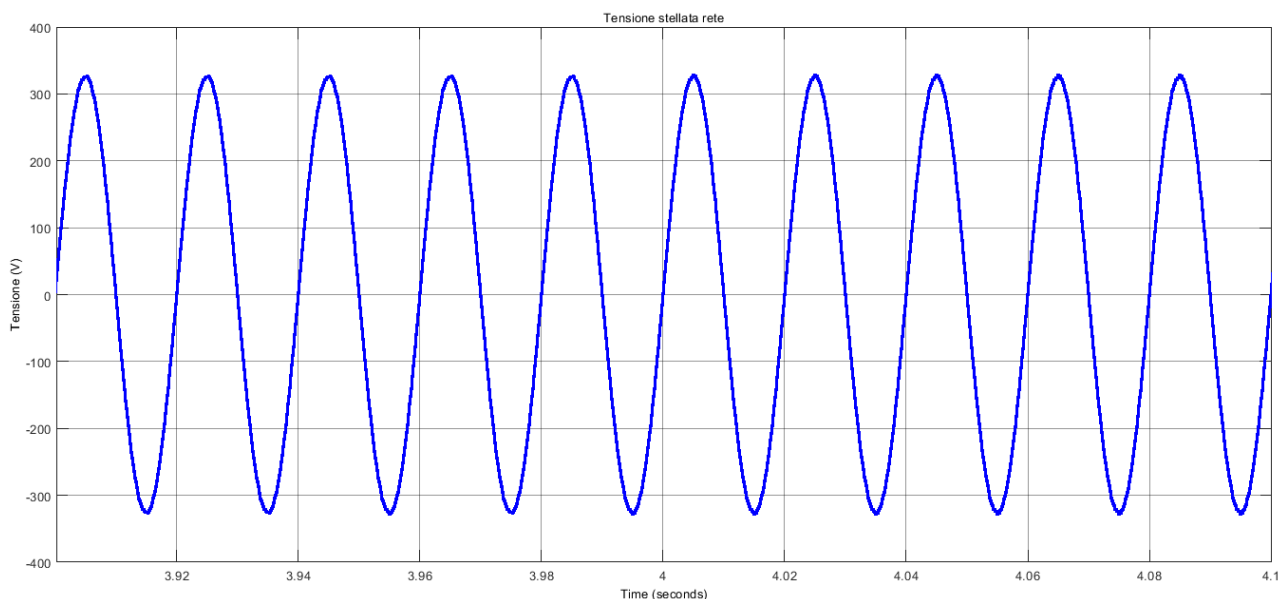


Figura 52. Tensione stellata di rete presente alla cabina dell'edificio

La tensione di rete rappresentata è la tensione stellata ed il suo valore efficace è pari a 230 V. Si deve analizzare anche la tensione del bus DC che finora non è stata presa in considerazione.

5.1.8 Scenario 6

In questo scenario l’impianto fotovoltaico genera una potenza costante durante tutta la simulazione pari a 29,5 kW (linea marrone). In Figura 53 si evince che il primo utente ha un profilo di carico variabile (linea blu), mentre il secondo e terzo utente (linea rossa e verde), hanno un profilo di carico costante e pari a 6 kW e 3 kW.

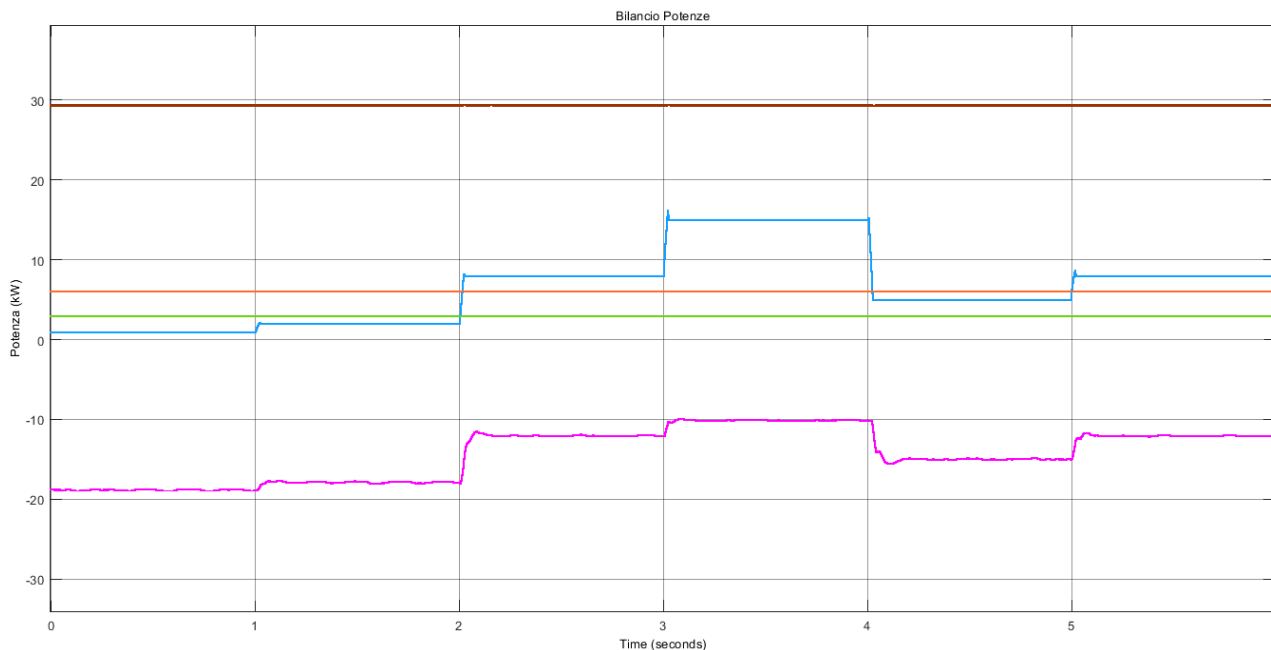


Figura 53. Profili di carico utenti

In Figura 53 si nota come al variare della potenza richiesta dell’utente 1 varia la potenza che il nodo di bilancio immette in rete (linea viola). In questo scenario il nodo di bilancio immette sempre una potenza in rete perché la potenza prodotta dall’impianto fotovoltaico è sempre superiore a quella richiesta dai carichi. Nell’intervallo (3 - 4 s) la potenza che l’utente 1 sta richiedendo è di 15 kW ed è superiore rispetto alla potenza nominale dell’inverter che lo alimenta (10 kW). In questo caso, lo sharing può mettere a disposizione dell’inverter 15 kW ma esso può al massimo fornire la potenza nominale, cioè 10 kW. Quindi per soddisfare la richiesta di carico del primo utente, la restante potenza (5 kW) è fornita dalla rete attraverso il POC dell’utente 1. Quanto detto si evince dalla Figura 54.

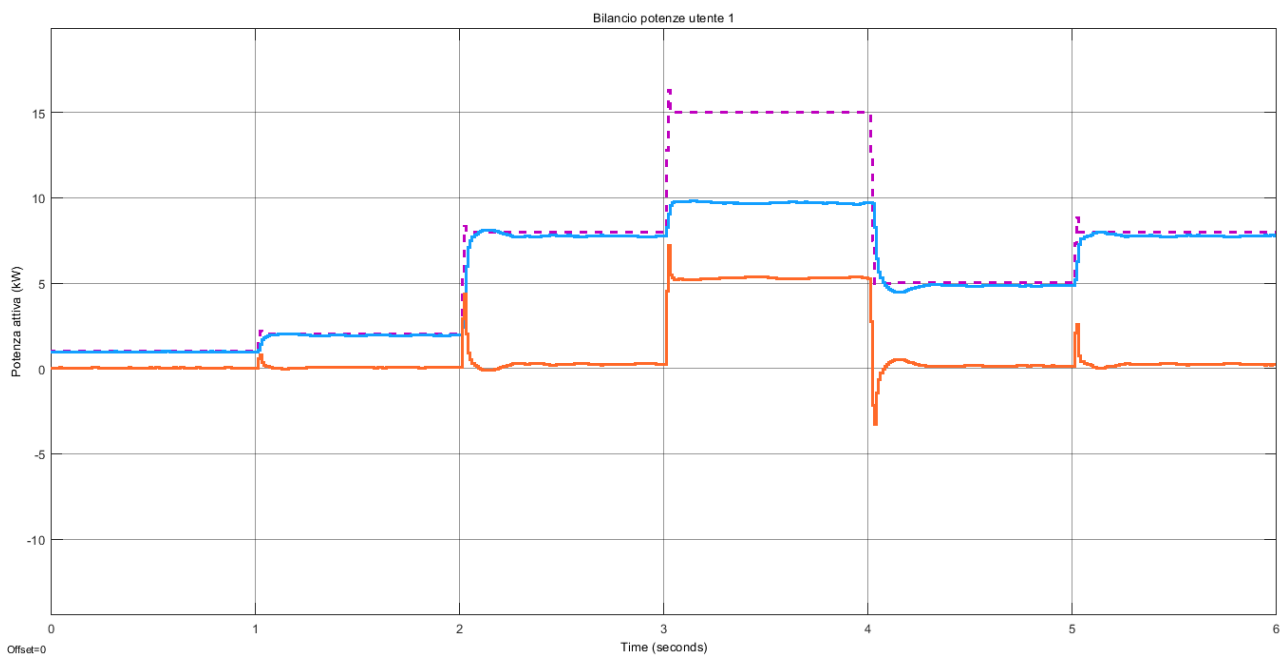


Figura 54. Bilancio potenze utente 1

Nella Figura 54 con la linea tratteggiata viola si indica la richiesta di carico dell'utente, in blu la potenza che l'inverter fornisce all'utente tramite lo sharing e in rosso la potenza che il POC fornisce all'utente. Gli scambi di energia con la rete elettrica avvengono solo durante le transizioni, per brevi intervalli di tempo e quando la richiesta di energia del carico supera la potenza nominale dell'inverter. In questo scenario il modello è sollecitato da forti variazioni del profilo di carico. Il sistema raggiunge lo stato stazionario ed è in grado di ottenere la risposta desiderata senza una variazione intollerabile, cioè in grado di seguire la domanda di potenza da parte dei carichi nell'intervallo della sua potenza nominale.

5.1.9 Scenario 7

Come ultimo scenario si vuole simulare il caso in cui tre utenti presenti nel modello in un determinato momento si distaccano a causa di un guasto sulle tre utenze.

In questo scenario l'impianto fotovoltaico produce una potenza costante pari a 29,5 kW.

I tre utenti fino ad 1 s richiedono una potenza costante pari a 10 kW, 6 kW e 3 kW rispettivamente. Nell'intervallo (1 – 4 s) i tre utenti si distaccano dai relativi rami di appartenenza perché su ogni utente è presente un guasto.

In seguito nell'intervallo (4 – 6 s) i tre utenti si ricommettono al sistema tornando ad assorbire le proprie potenze nominali. In Figura 55 è riportato il bilancio delle potenze dell'intera architettura riguardante lo scenario in esame.

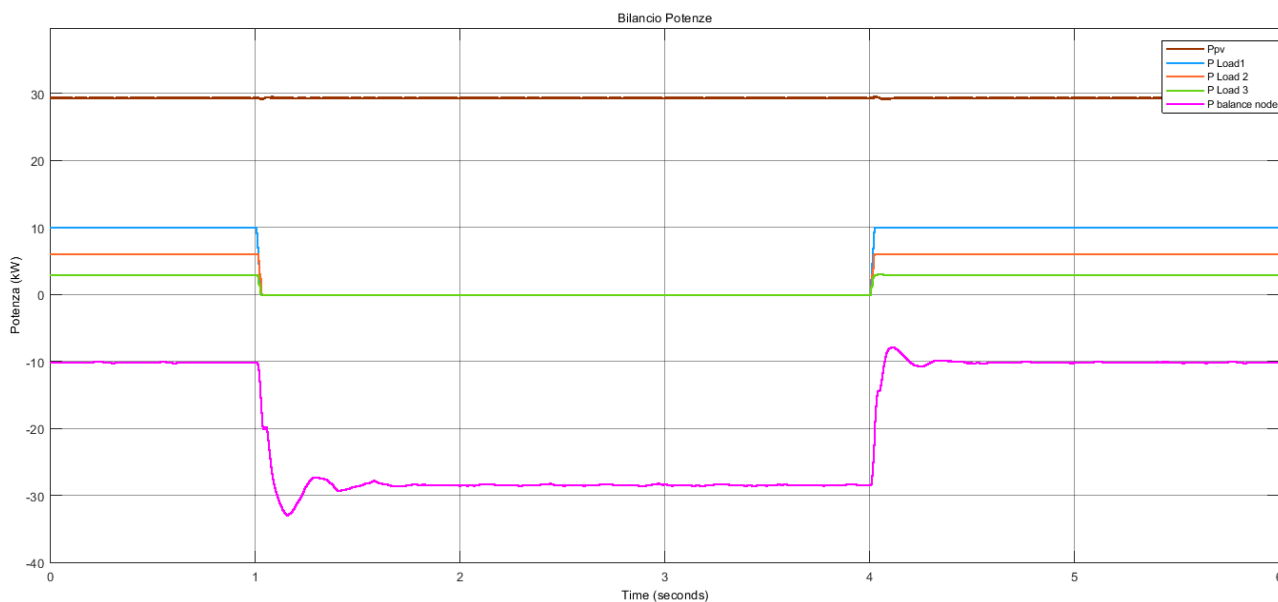


Figura 55. Bilancio delle potenze dell'intera architettura

Dalla Figura 55 si evince che nel momento in cui i tre utenti si distaccano, tutta la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico (29,5 kW) è immessa in rete attraverso l'inverter presente sul nodo di bilancio (linea viola).

Questo è di fondamentale importanza perché la priorità è evitare che qualsiasi utente finale possa apparire al distributore come utente attivo. Quindi nell'intervallo (1 – 4 s) la potenza messa a disposizione dello sharing non è ripartita sui rami relativi ai tre utenti ma è immessa in rete attraverso il nodo di bilancio. Mentre, nell'intervallo (4 - 6 s), i tre utenti si riconnettono, quindi da questo momento in poi la potenza messa a disposizione dello sharing è nuovamente ripartita sui tre utenti tramite il rispettivo inverter. Ora il nodo di bilancio immette in rete un surplus di potenza di circa 10 kW.

6 Misure sperimentali

Sono state svolte misure sperimentali al fine di valutare la possibile implementazione del modello studiato in contesti reali sia di tipo terziario sia di tipo residenziale/condominiale.

Per quanto riguarda l'edificio terziario/universitario, è stato preso in esame il Dipartimento di Ingegneria Elettrica dell'Università di Roma, sul quale sono state condotte misure di profilazione di potenza elettrica assorbita. All'interno del Dipartimento è presente il laboratorio di microgrid "LAMBDA", dotato di rete elettrica comunicante con sistema BUS su standard Konnex per gestione carichi e di due impianti fotovoltaici comunicanti e di accumulo elettrico. Il quadro elettrico di alimentazione della microgrid sarà equipaggiato con sistemi di metering e controllo su standard aperti al fine di realizzare un sistema centralizzato di supervisione e monitoraggio.

Il Dipartimento è stato anche modellato in ambiente BIM per valutarne le caratteristiche energetiche (Figura 56).



Figura 56: Modello BIM del Dipartimento DIAEE

In Figura 57 è riportato il profilo di un giorno estivo.

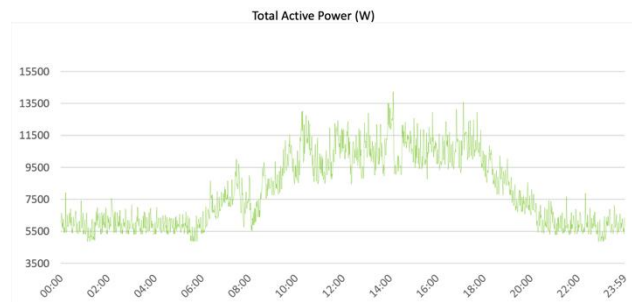


Figura 57: Misure di potenza assorbita dal DIAEE in un giorno estivo.

In Figura 58 è riportato il profilo della potenza generata dal sistema fotovoltaico del DIAEE avente potenza nominale pari a 12 kW.

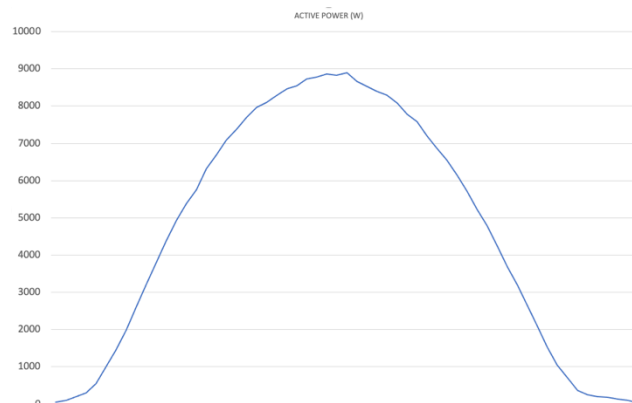


Figura 58: Profilo di potenza generata dal sistema fotovoltaico del DIAEE in un giorno estivo.

In Figura 59 è riportato il profilo annuale della potenza generata dal sistema fotovoltaico.

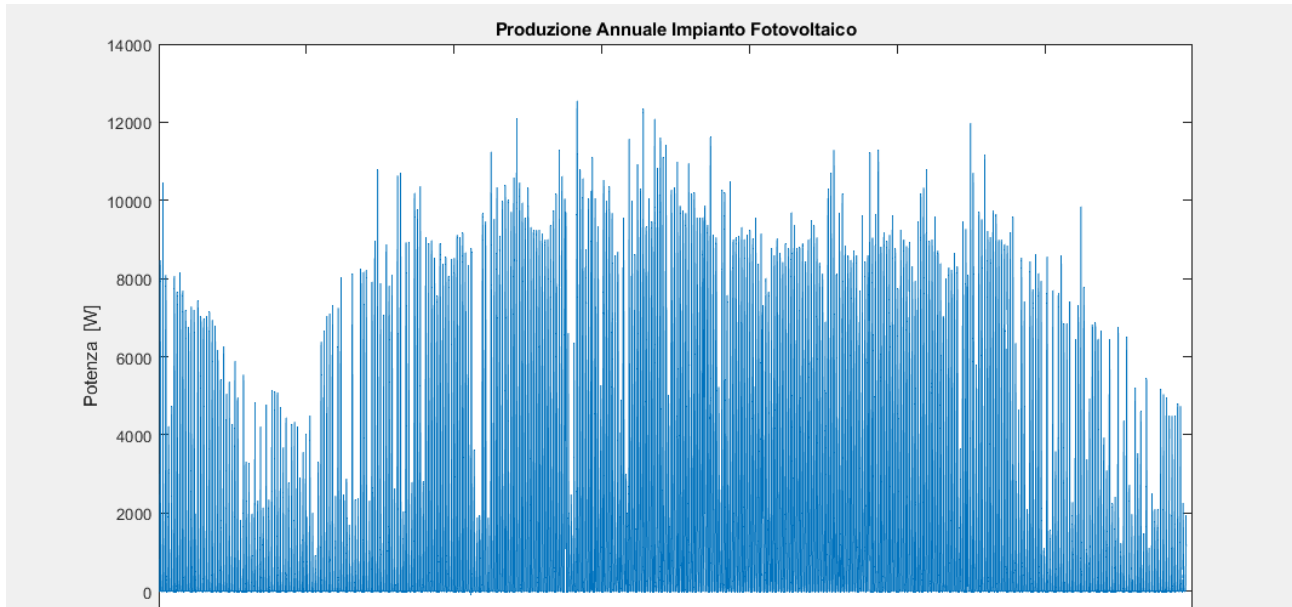


Figura 59: Profilo annuale di potenza generata dal sistema fotovoltaico del DIAEE.

In Figura 60 sono riportati i risultati della stima del fabbisogno energetico del DIAEE.

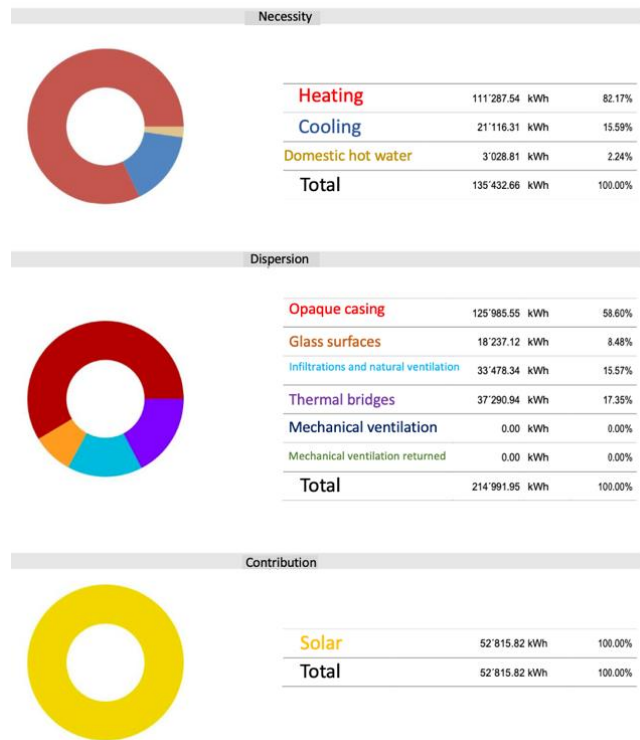


Figura 60: Risultati di analisi dei consumi energetici del DIAEE.

Per quanto riguarda l'edificio residenziale, sono state condotte misure sperimentali su appartamenti tipo. Una parte dell'attività è stata dedicata all'analisi dell'impatto delle stazioni di ricarica per veicoli, con particolare riferimento alla possibilità di controllare la ricarica per ridurre i picchi di potenza e sfruttare l'autoconsumo.

E' stata condotta una indagine di misurazione sperimentale di un parcheggio servito da 6 colonnine di ricarica del tipo Enel X Juice box da 7,4 kW monofase.

In Figura 61 è riportato lo schema del sistema di alimentazione delle 6 colonnine monofase.

Il sistema è dotato di limitatore di potenza a 3 kW.

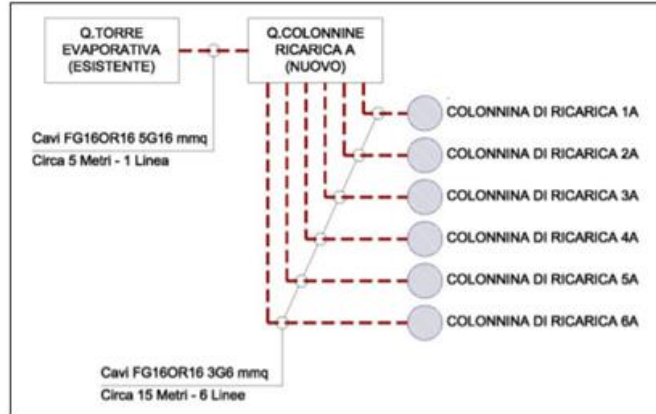


Figura 61: Schema sinottico delle colonnine di ricarica.

In Figura 62 sono riportate le caratteristiche delle colonnine monofase.

CARATTERISTICHE COLONNINE DI RICARICA		
	Tipologia colonnina	Enel X – JuiceBox
	Tensione di alimentazione [V]	230 V – (F+N)
	Frequenza [Hz]	50 Hz
	Assorbimento della colonnina [W]	potenza massima pari a 7,4kW (monofase), ma sono regolate con potenza ridotta di circa a 3,7 kW.

Figura 62: Caratteristiche delle colonnine di ricarica.

Le misure sono state condotte a livello di singola colonnina (Figura 63) e a livello di quadro generale (Figura 64).

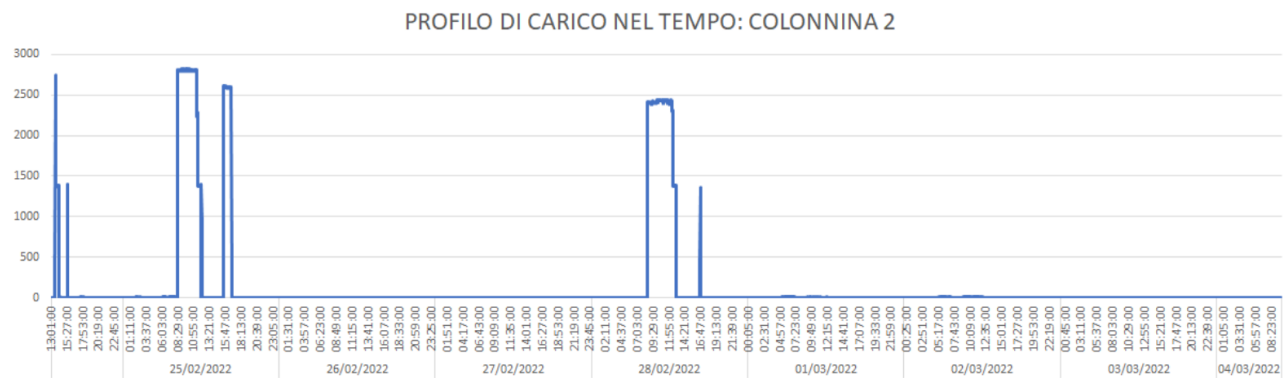


Figura 63: Risultati misura su colonnina di ricarica.

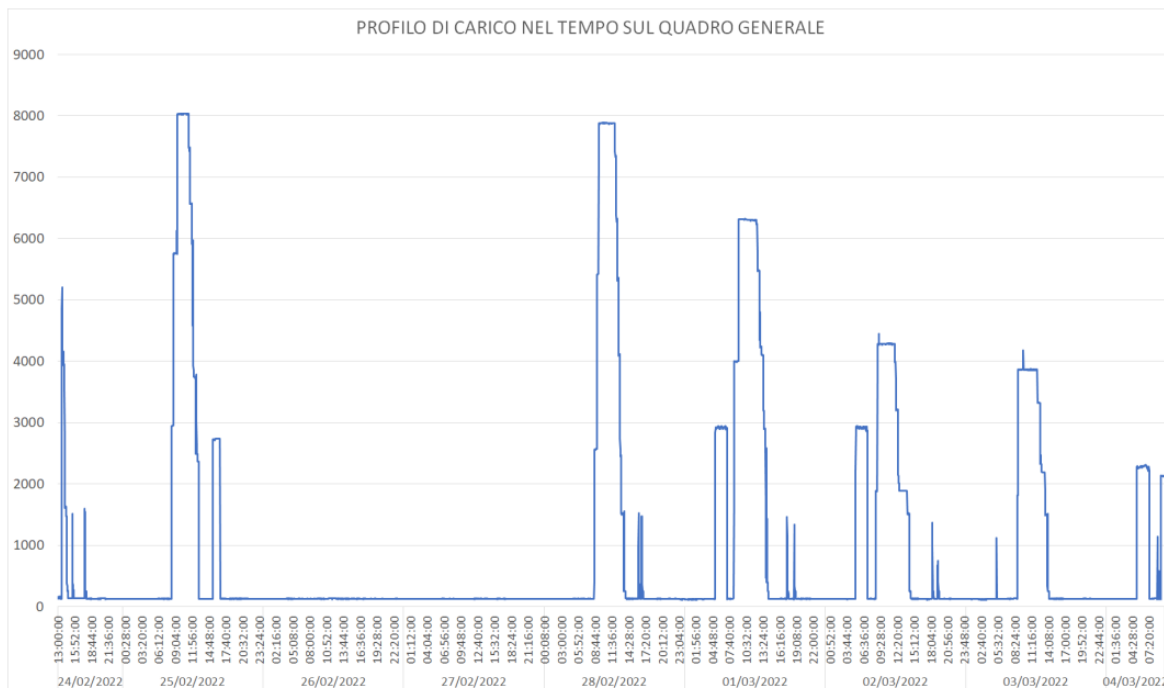


Figura 64: Risultati misura su quadro elettrico di alimentazione delle 6 colonnine.

E' stata svolta, infine, una campagna di misure su appartamenti tipo che hanno consentito di profilare i comportamenti delle utenze.

L'appartamento tipo è stato implementato in un pannello domotico che rappresenta gli impianti di un'unità residenziale che ha consentito il test dei sistemi di controllo proposti con particolare riferimento alla gestione dei carichi.

È stato realizzato un setup sperimentale per monitorare i dati relativi ai consumi dell' appartamento nell'arco di una settimana di settembre (Figura 65) e ottobre del 2021 (Figura 66).

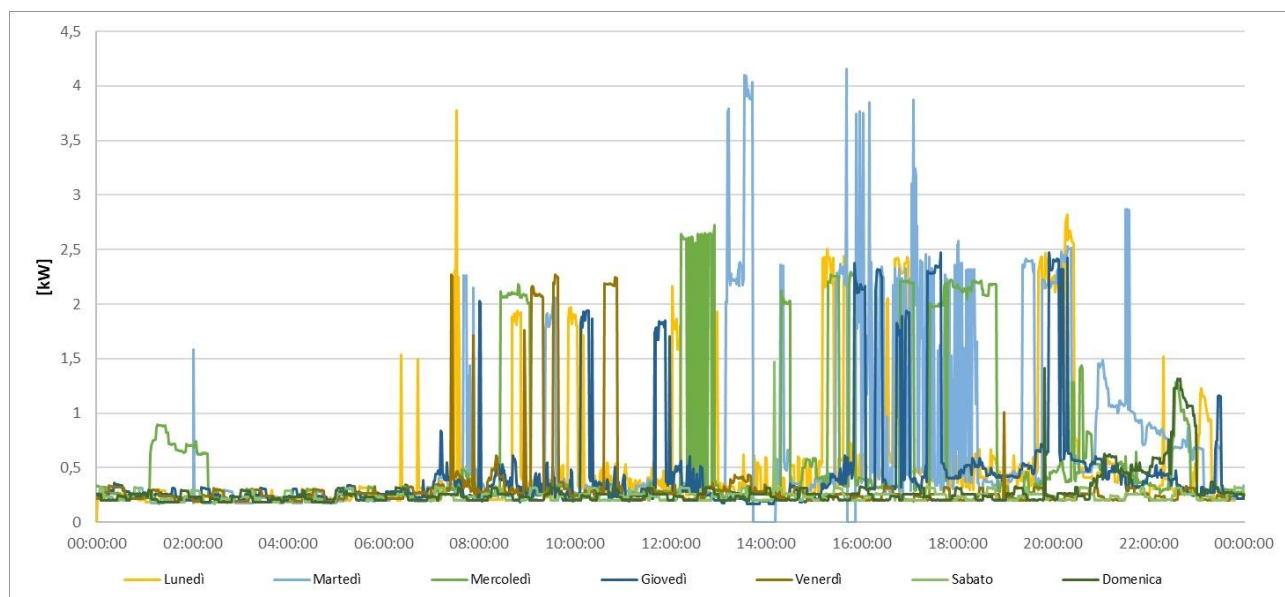


Figura 65: Consumi di un appartamento (13-19 settembre 2021)

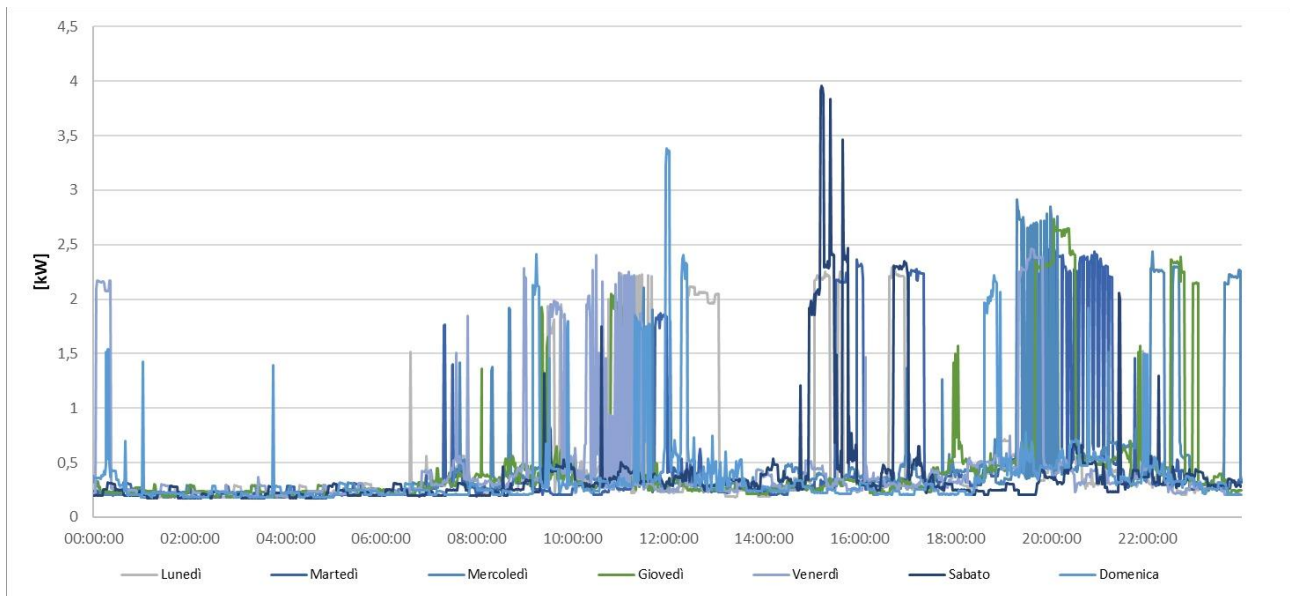


Figura 66: Consumi di un appartamento (1-8 ottobre 2021)

Inoltre, le Figura 67 e Figura 68 mostrano un confronto tra gli assorbimenti di un giorno feriale e festivo di sempre settembre e ottobre 2021.

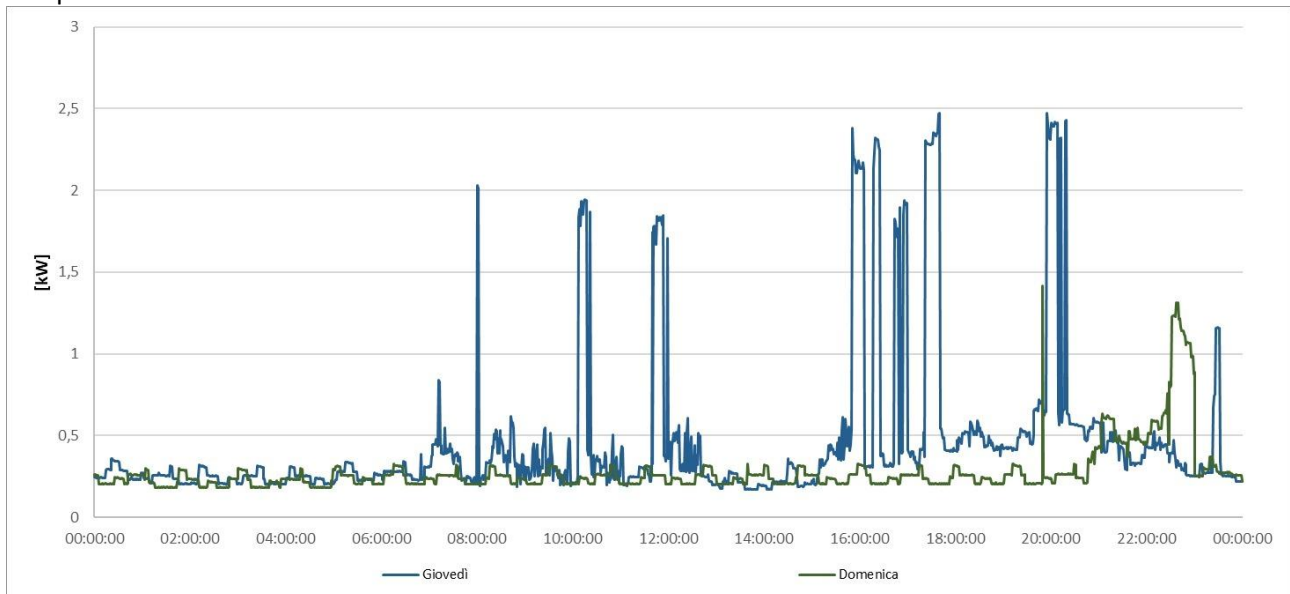


Figura 67: Confronto giorno festivo e feriale (settembre 2021)

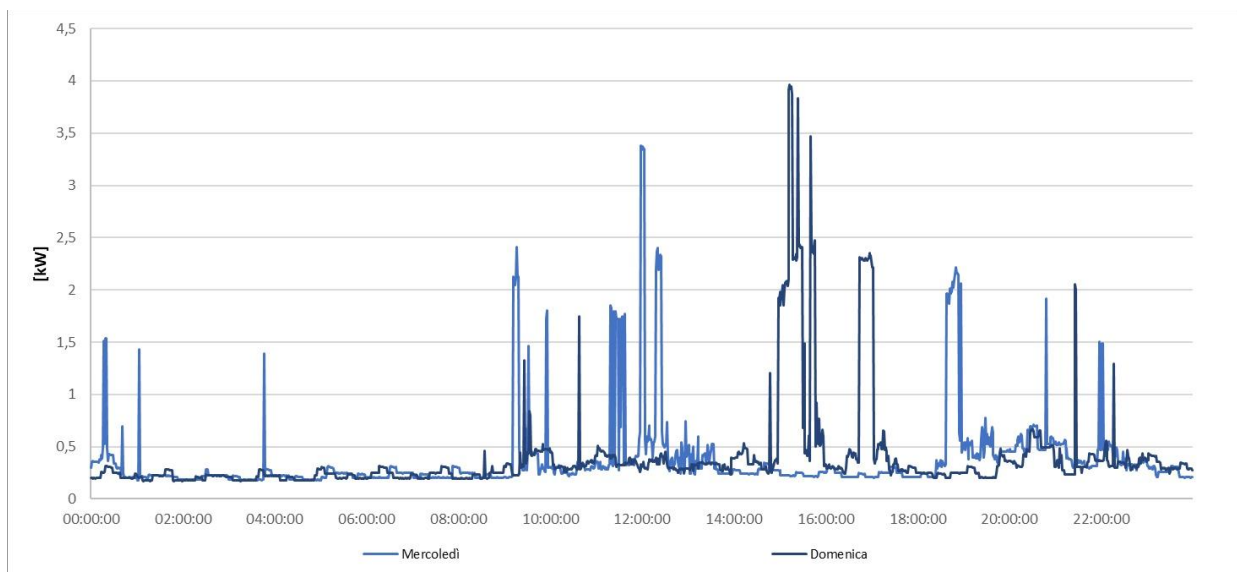


Figura 68: Confronto giorno festivo e feriale (ottobre 2021)

7 Conclusioni

Nel presente studio è stato proposto un innovativo modello power sharing applicabile alle comunità energetiche. Il modello è direttamente applicabile sia per edifici esistenti sia per quelli di nuova costruzione, a prescindere dal sistema normativo nazionale adottato. La strategia di controllo del modello è stata studiata tramite il software Matlab/Simulink attraverso il quale è stato sviluppato il modello per valutare la fattibilità dell'architettura.

Infine, per verificare l'efficacia del modello, si sono presi in esame vari scenari e i risultati ottenuti sono stati incoraggianti.

È bene sottolineare due aspetti interessanti di questo modello. Il primo è legato alla modularità del modello che consente di simulare in funzione del numero di utenze, mentre il secondo, di natura ambientale, è legato all'abbattimento delle emissioni inquinanti e la riduzione dei rispettivi impatti ambientali, poiché le utenze sono alimentate sia da un impianto fotovoltaico sia da rete oltre che garantire maggiore auto-efficienza energetica. In questo modo, grazie all'autoproduzione e distribuzione di energia, i membri della comunità possono godere di notevoli vantaggi in termini di abbattimento dei costi in bolletta e diminuzione dei costi d'importazione d'energia.

Durante le simulazioni è emerso come il modello sia in grado di funzionare anche in presenza di guasti interni alle utenze, permettendo di evitare che qualsiasi utente finale possa apparire al distributore come utente attivo.

La principale vulnerabilità del modello è legata al funzionamento del convertitore DC-DC o dell'inverter presente sul nodo di bilancio. È bene sottolineare, però, che ciò non compromette la continuità d'alimentazione degli utenti poiché se la potenza fornita dallo sharing è nulla, gli utenti prelevano potenza da rete. Un altro svantaggio è legato all'aleatorietà delle fonti rinnovabili.

Ulteriori studi possono essere avviati per migliorare la continuità d'alimentazione degli utenti presenti nel modello. Una soluzione può essere quella di collegare tramite un convertitore buck-boost un sistema di accumulo sul bus DC.

In questo modo una parte del surplus di potenza che ora è immessa in rete può essere utilizzata per ricaricare il sistema di accumulo. In questo modo l'energia accumulata nello storage può essere utilizzata per far fronte a picchi di potenza richiesti dalle utenze o per fornire potenza agli utenti quando la fonte di energia rinnovabile non produce potenza o la potenza che produce è ridotta. Questo va verso la direzione di ridurre la potenza prelevata da rete e sfruttare al massimo quella prodotta dalle fonti di energia rinnovabile.

Inoltre, il modello proposto presenta un numero di elementi circuitali superiore rispetto a un impianto tradizionale. Questo si traduce in un costo d'investimento iniziale dell'impianto nettamente superiore ad un impianto tradizione.

In particolare, negli scenari 2 e 5, quando gli utenti variano in maniera repentina la richiesta di potenza, gli utenti per un breve intervallo temporale immettono potenza in rete attraverso il rispettivo POC.

Questo in realtà va contro la normativa, ma queste immissioni di potenza in rete da parte degli utenti sono di breve durata e limitate, quindi si possono considerare trascurabili.

In realtà la normativa non pone dei limiti da rispettare riguardo l'immissione di potenza in rete da parte di ogni utente apparente ad una comunità energetica; quindi, in questo primo studio del modello si considerano trascurabili.

Un'ulteriore ricerca può essere condotta nel progettare nuovi filtri a valle degli inverter in modo tale da migliorare la forma d'onda di tensione e corrente in uscita. In questo modo i trasformatori presenti su ogni ramo a valle di ogni filtro possono essere eliminati permettendo di aumentare il rendimento dell'intero modello.

Il modello si presta ad integrare in modo ottimale sistemi di generazione di calore a pompe di calore elettrica centralizzati e sistemi di ricarica di veicoli elettrici.

La ricerca ha implementato il sistema di controllo centrale e i controllori locali in un modello che ha consentito di ottenere risultati incoraggianti grazie a diverse simulazioni svolte.

Sono state condotte misure sperimentali su un edificio terziario dotato di generazione fotovoltaica ed accumulo, un sistema di ricarica di veicoli e appartamenti tipo al fine di valutare la possibile implementazione del modello proposto sia a livello terziario sia a livello residenziale/condominiale.

8 Pubblicazioni realizzate con il contributo dei fondi di Ricerca di Sistema Elettrico

L. Martirano, S. Rotondo, M. Kermani, F. Massarella, R. Gravina, A 'Power Sharing Model' (PSM) for Buildings of the Public Administration, 56th IEEE/IAS Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, I and CPS 2020; Las Vegas; United States; 28- 29 June 2020, DOI: 10.1109/ICPS48389.2020.9176825

Kermani, M., Adelmanesh, B., Shirdare, E., Sima, C.A., Carnì, D.L., Martirano, L., Intelligent energy management based on SCADA system in a real Microgrid for smart building applications; Renewable Energy, Open Access, Volume 171, June 2021, Pages 1115-1127, DOI: 10.1016/j.renene.2021.03.008

Di Lorenzo, G., Rotondo, S., Araneo, R., Petrone, G., Martirano, L., Innovative power-sharing model for buildings and energy communities, Renewable Energy, 2021, Vol. 172, Pages 1087 – 1102, July 2021, DOI: 10.1016/j.renene.2021.03.063

Martirano L.;Rotondo S.; Kermani M.; Massarella F.; Gravina R.; Power Sharing Model for Energy Communities of Buildings. IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, Vol. 57, Issue: 1, DOI 10.1109/TIA.2020.3036015

G. Di Lorenzo, L. Martirano, R. Araneo, L. Cappello, G. Mingoli, Democratic Power Sharing in Renewable Energy Communities: Engaging Citizens for Sustainable Energy Transition, 2021 IEEE IEEEIC / I & CPS Europe 2021, Bari, Sept. 7-10, 2021

E. Boasso, M. Manganelli, L. Martirano, Impact of EV charging on the electric load of smart buildings and energy communities, IEEE IAS Annual Meeting, Vancouver USA, October 10-14, 2021

9 Riferimenti bibliografici

- [1] ENEA , “ Le comunità energetiche in Italia “, Ottobre 2020.
- [2] L. Martirano, S. Rotondo, M. Kermani, F. Massarella, e R. Gravina, “Power Sharing Model for Energy Communities of Buildings “, in IEEE, Febbraio 2021.
- [3] An assessment of the intergovernmental panel on climate change synthesis report", 2007.
- [4] Direttiva (UE), 2018/2001 sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, Parlamento Europeo Std. 32 018L2001, Dicembre 2018.
- [5] Direttiva (UE), 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE PE/10/2019/REV/1, Giugno 2019.
- [6] Decreto Legislativo 199/2021, “attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del consiglio, dell’11 dicembre 2018, sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili”, 8 Novembre 2021.
- [7] E. Tironi, A. Agustoni, M. Brenna, R. Faranda, “Analisi tecnico/economica relativa a strutture innovative per la rete di distribuzione in bassa tensione”, Milestone 1, 12 Dicembre 2003.
- [8] A. Soldati, G. Pietrini, M. Dalboni and C. Concari, "Electric-vehicle power converters model-based design-for-reliability," in CPSS Transactions on Power Electronics and Applications, vol. 3, no. 2, pp. 102-110, June 2018.
- [9] A. Werth, N. Kitamura, I. Matsumoto and K. Tanaka, "Evaluation of centralized and distributed microgrid topologies and comparison to Open Energy Systems (OES)," 2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Rome, 2015, pp. 492-497.
- [10] D. Salomonsson, A. Sannino, “Low-voltage DC distribution system for commercial power systems with sensitive electronic loads,” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, No. 3, Luglio 2007, pp. 1620-1627.
- [11] A. Agustoni, E. Borioli, M. Brenna, G. Simioli, E. Tironi, G. Ubezio, “LVDC Distribution network with distributed energy resources: analysis of possible structures,” in Proc. CIRED 18th International Conference on Electricity Distribution, Torino, 6 – 9 Giugno 2005.
- [12] ABB Technical Application Papers n.5 “ABB circuit-breakers for direct current applications,” ABB SpA ABB SACE Division, July 2011, pp. 5-8.
- [13] P. Salonen, T. Kaipia, P. Nuutinen, P. Peltoniemi, J. Partanen, “An LVDC Distribution System Concept,” presented at the Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, 9th – 11th June 2008.
- [14] H. Pugliese, M. Von Kanneurff, "Discovering DC: A Primer on dc Circuit Breakers, Their Advantages and Design," Industry Applications Magazine, IEEE, Vol. 19, No. 5, September-October 2013, pp. 22-28.
- [15] M. Guerrero, A. Davoudi, F. Aminifar, J. Jatskevich, “Guest Editorial: Special Section on Smart DC Distribution Systems,” IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, no. 5, September 2014, pp. 2473-2475.
- [16] A. T. Ghareeb, A.A. Mohamed, O. A. Mohammed, “DC Microgrids and Distribution System: An Overview,” in Proc. 2013 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Vancouver, 21st – 25th July 2013, pp. 1-5
- [17] P. Wang, L. Goel, X. Liu, F. H. Choo, “Harmonizing AC and DC,” IEEE power & energy magazine, May-June 2013, pp. 76-83.
- [18] R. Cuzner, D. MacFarlin, D. Clinger, M. Rumney and G. Castles, "Circuit breaker protection considerations in power converter-fed DC Systems," 2009 IEEE Electric Ship Technologies Symposium, 2009, pp. 360-367, doi: 10.1109/ESTS.2009.4906537.
- [19] L. Qi, A. Antoniazzi and L. Raciti, "DC distribution protection — Analysis, solutions, and example implementations," 2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, 2017, pp. 1-8, doi: 10.1109/IAS.2017.8101883.
- [20] L. Qi, M. Carminati and M. Riva, "Fault Interruption and Protection Coordination in Converter Interfaced Distribution Systems," 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 2018, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2018.8586285.

- [21] E. Borioli, M. Brenna, R. Faranda, G. Simioli, 2004, "A Comparison between the Electrical Capabilities of the Cables Used in LV AC and DC Power Lines," in Proc. 11th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Lake Placid New York, 12-15 September 2004, pp. 408-413.
- [22] Tutto Normel Blue Guide n.15, pp. 225-230, Febbraio 2009.
- [23] L. Qi, P. Hovila, "Issues and Mitigations in "Fuse Saving" Protection of Hybrid AC&DC Distribution with Solar Integration," 2021 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM46819.2021.9637870.
- [24] C. Moscatiello, C. Boccaletti, A. Neto Alcaso, C. A. Figueiredo Ramos and A. J. Marques Cardoso, "Performance Evaluation of a Hybrid Thermal-Photovoltaic Panel," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 53, no. 6, Nov.-Dec. 2017, pp. 5753-5759, doi: 10.1109/TIA.2017.2728005.
- [25] Vito Carrescia, "Fondamenti di sicurezza elettrica", TNE Edition, p. 67, Gennaio 2009.
- [26] L. Li, J. Yong, L. Zeng, X. Wang, "Investigation on the System Grounding Types for Low Voltage Direct Current Systems," in Proc. 2013 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC), Halifax, 21 -23 Agosto 2013, pp. 1-5.
- [27] IEC Technical Specification, "Effects of current on human beings and livestock – Part1: General aspects," IEC/TS 60479-1, Edition 4.0 , Luglio 2005, pp. 27-29.
- [28] M. Noritake, T. Iino, A. Fukui, K. Hirose, M. Yamasaki, "A study of the safety of the DC 400V distribution system," in Proc. IEEE 31st International Telecommunications Energy Conference (INTELEC), Incheon, Ottobre 2009, pp. 1-6.
- [29] M. Manganelli, G. Greco and L. Martirano, "Design of a New Architecture and Simulation Model for Building Automation Toward Nearly Zero Energy Buildings," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 55, no. 6, pp. 6999-7007, Nov.-Dec. 2019.
- [30] I. A. Sajjad, M. Manganelli, L. Martirano, R. Napoli, G. Chicco and G. Parise, "Net-Metering Benefits for Residential Customers: The Economic Advantages of a Proposed User-Centric Model in Italy," in IEEE Industry Applications Magazine, vol. 24, no. 4, pp. 39-49, July-Aug. 2018.
- [31] T. E. de Oliveira, A. S. Bolzon, P. F. Donoso-Garcia, "Grounding and safety considerations for residential DC microgrids," in Proc. 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society 2014, Dallas, 29th October – 1st November 2014, pp. 5526-5532.
- [32] G. Di Lorenzo, S. Rotondo, R. Araneo, G. Petrone, L. Martirano, " Innovative power-sharing model for buildings and energy communities ", Elsevier, Renewable energy, Vol. 172, p, Luglio 2021, p. 1087-1102.
- [33] L. Martirano, " Dispense impianti elettrici di distribuzione e utilizzazione", Vol.2, Febbraio 2021, pp. 4-8.
- [34] M. Madhukumar, T. Suresh, M. Jamail, "Investigation of Photovoltaic Grid System under Non-Uniform Irradiance Conditions", Mdpi, 15 Settembre 2020.
- [35] N. Mohan, T.M. Undeland, W.P. Robbins, " Elettronica di potenza, convertitori e applicazioni", Hoepli, 3rd Ed, 2017.
- [36] M. Mauri, F. Castelli Dezza, "Tecniche di modulazione", Politecnico di Milano.

Breve curriculum scientifico del gruppo di lavoro impegnato nell'attività.

Luigi Martirano

Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica, Università Sapienza di Roma, Via Eudossiana 18 - 00184 Roma



Luigi Martirano è nato a Cosenza il 24 agosto 1973. È professore ordinario di Sistemi Elettrici per l'Energia presso la Facoltà di Ingegneria dell'Università Sapienza. È docente dei corsi di Impianti Elettrici di Distribuzione e Utilizzazione, Domotica e Uso Razionale dell'Energia e Power Systems in Smart Buildings per i corsi di laurea magistrale in Ingegneria Elettrotecnica e Ingegneria Energetica. È segretario nazionale del Gruppo Universitario Sistemi Elettrici per l'Energia (GUSEE), coordinatore del Dottorato di Ricerca in "Engineering and Applied Science for Energy and Industry", coordinatore della Sezione Elettrica del Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica, responsabile del laboratorio di Impianti Elettrici e Domotici. Svolge attività di ricerca nel settore dell'energia, degli impianti elettrici, della

domotica, della building automation e degli impianti di sicurezza, attività che hanno portato alla pubblicazione di oltre 190 lavori sulle più prestigiose riviste scientifiche del settore e su atti di conferenze internazionali. È membro esperto del Comitato Elettrotecnico Italiano CEI per i comitati: 205 Sistemi Bus per gli Edifici e 315 Efficienza Energetica; è membro esperto e delegato italiano per il comitato tecnico europeo congiunto CEN-CENELEC 15, Energy measurement plan for organisations; è membro esperto del comitato SEG9 dell'IEC, Smart Home/Office Building Systems. E' senior member dell'Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE. È Socio Fondatore della Startup Universitaria DREAM "Domotic, Renewable, Energy and Management" che opera nel campo dell'efficienza energetica.

Cristina Moscatiello



Dipartimento di Ingegneria Astronautica, Elettrica ed Energetica, Università Sapienza di Roma, Via Eudossiana, 18 - 00184 Roma

Cristina Moscatiello è nata a Roma il 25 marzo 1990. Dopo aver ricevuto la maturità classica nel 2009, si è laureata in Ingegneria Energetica nel 2015 con il massimo dei voti. La tesi magistrale è stata premiata con il secondo premio all'IEEE IAS Thesis Contest. Ha conseguito il Dottorato in Ingegneria Elettrica, dei Materiali e delle Nanotecnologie (Curriculum Ingegneria Elettrica) nel 2019, presso l'Università di Roma "La Sapienza". È stata assegnista di ricerca presso l'Università di Roma "La Sapienza" dal 2019 al 2021 e attualmente è ricercatrice

di tipo A di Sistemi Elettrici per l'Energia presso l'Università di Roma "Sapienza" – DIAEE. È docente del corso di Sicurezza e Gestione dei Sistemi elettrici per il corso di laurea magistrale in Ingegneria della Sicurezza e presidente Giovani dell'AEIT della sezione di Roma. La sua area di ricerca comprende i sistemi elettrici di utilizzazione, i sistemi di accumulo di piccola taglia, l'integrazione della mobilità elettrica presso gli utenti, la domotica e la generazione rinnovabile locale, smart buildings, con particolare riferimento allo sviluppo di modelli innovativi di comunità energetiche. È stata chair dell'IAS (IEEE) Student Branch Chapter dell'università di Roma "La Sapienza".

Riccardo Loggia



Università di Roma Sapienza – DIAEE, Ingegneria Elettrica, Via delle Sette Sale, 12b, 00184 Roma

Riccardo Loggia è nato a Roma il 2 marzo 1994. Ha ricevuto la laurea in ingegneria elettrotecnica nel 2019, la laurea magistrale in ingegneria elettrotecnica con lode nel 2021, e frequenta attualmente il dottorato di ricerca in “Engineering and Applied Science for Energy and Industry” presso l’Università di Roma Sapienza.

La sua area di ricerca comprende le comunità energetiche sostenibili, i sistemi elettrici innovativi applicati nell’ambito delle microgrid intelligenti, le strutture di accumulo elettrico, le infrastrutture di ricarica di veicoli elettrici e i sistemi di

Power Sharing riferiti agli edifici residenziali.

Gianfranco Di Lorenzo



Università di Roma Sapienza – DIAEE, Ingegneria Elettrica, Via delle Sette Sale, 12b, 00184 Roma

Gianfranco Di Lorenzo (Tivoli, 1987) ha conseguito presso l'Università di Roma "La Sapienza" la laurea triennale in "Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio" con una tesi incentrata sull'analisi del decadimento prestazionale di microturbine a gas. Consegue presso il medesimo ateneo la laurea magistrale in "Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio" e nell'Ottobre del 2018 ottiene l'abilitazione alla professione di ingegnere. Nel Novembre del 2019 entra a far parte del Dipartimento di Ingegneria

Astronautica, Elettrica ed Energetica come dottorando. La sua attività di ricerca si concentra su logiche di controllo e ottimizzazione per l'integrazione di Distributed Energy Resources (DERs) all'interno della rete elettrica. I suoi interessi sono rivolti anche verso lo sviluppo di modelli di Power Sharing finalizzati alla realizzazione di Nearly Zero-Energy Buildings (NZEBS).

Ing. Rodolfo Araneo



È nato a Roma il 29/10/1975 e si è laureato nel 1999 presso la facoltà di Ingegneria dell’Università di Roma “La Sapienza” in *Ingegneria Elettrica*. E’ iscritto all’albo degli Ingegneri della Provincia di Roma n° 21562; ha frequentato il Corso di Dottorato di Ricerca in Ingegneria Elettrica – Elettrotecnica presso la facoltà di Ingegneria dell’Università di Roma “La Sapienza”, triennio 1999/2000 – 2002/2003; è professore associato (abilitato ordinario) in Elettrotecnica ING-IND/31 presso la Facoltà di Ingegneria dell’Università “La Sapienza” di Roma; è attualmente docente di “Elettrotecnica” e “Tecnologie energetiche sostenibili”; è senior member dell’ *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)*.