

UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA



Dipartimento di Ingegneria Industriale
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA

**Logiche ottimizzate per la gestione di sistemi
di accumulo in comunità energetiche:
il caso studio REGALGRID presso H-FARM**

RELATORE: Prof. Fabio Bignucolo

LAUREANDO: Dario Peloso
Matricola: 1130107

ANNO ACCADEMICO 2017-18

INDICE

Sommario	1
1. Introduzione	3
2. Generalità e definizioni	5
2.1 Prestazioni conseguibili con un sistema di accumulo	5
2.2 Trend del mercato elettrico.....	7
2.3 Definizioni e tipologie di reti	9
3. Comunità energetiche.....	13
3.1 Tecnologie abilitanti.....	14
3.2 Quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community in Italia	15
3.2.1 Principali evidenze	16
3.3 Potenziale diffusione	16
3.4 Un modello emergente: «Microgrid-as-a-service».....	18
3.5 La figura dell'Aggregatore	19
3.5.1 Delibera 300/2017	20
3.5.2 Mercato dei Servizi di dispacciamento (MSD)	21
3.5.3 Aggregatori virtuali e Energy Community	21
4. Bolletta e vendita dell'energia elettrica	25
4.1 Mercato libero e Servizio Tutelato	25
4.2 Macro componenti di bolletta.....	26
4.3 Componenti specifiche degli oneri di sistema.....	27
4.4 Altre voci di spesa	28
4.5 Fasce orarie.....	29
4.6 Vendita dell'energia elettrica	30
4.6.1 Ritiro dedicato	30
4.6.2 Scambio Sul Posto.....	32
4.7 Tariffazioni per reti particolari	33
4.8 La Riforma Tariffaria	34
4.8.1 Variazioni previste	34
5. Metodi di gestione di sistemi di accumulo	37
5.1 La logica REGALGRID	37
5.1.1 Gli elementi fondamentali	38

5.1.2	Loop di comando.....	39
5.1.3	Spiegazione della logica REGALGRID	40
5.2	Logica «locale»	41
5.3	Utilizzo come riserva in potenza	43
5.4	Altre logiche di controllo	44
5.4.1	Utilizzo per livellamento di produzione fotovoltaica	44
6.	Caso studio: la rete di H-FARM.....	47
6.1	Tipologia di nodi	48
6.2	Componenti del singolo nodo.....	49
6.3	Individuazione dei meters	51
6.4	Specifiche tecniche delle componenti di impianto.....	52
6.4.1	Sistema di accumulo.....	52
6.4.2	Inverter fotovoltaico	53
6.4.3	Convertitore di batteria.....	53
7.	Struttura delle simulazioni.....	55
7.1	Generalità sulla simulazione.....	55
7.1.1	Base dati disponibile	55
7.1.2	Il simulatore della logica REGALGRID	57
7.2	Simulazione della logica locale	59
7.2.1	Convenzione dei segni.....	59
7.3	Definizione delle grandezze utilizzate e calcolate.....	60
7.3.1	Rendimenti utilizzati	60
7.3.2	Modello di batteria utilizzato.....	61
7.3.3	Scambio con rete	64
7.4	Valutazioni economiche	64
7.4.1	Tabella riassuntiva delle componenti di spesa.....	65
7.5	Altre grandezze valutate	67
7.6	Scenari di analisi	68
7.6.1	Scenario di funzionamento in locale	68
7.6.2	Scenario di aggregazione.....	68
7.7	Nuove logiche di gestione dei sistemi di accumulo	70
7.7.1	Utilizzo come riserva in potenza	70
7.7.2	Metodo ibrido.....	71
8.	Risultati delle simulazioni	75
8.1	Dati di produzione e di consumo elettrico di H-FARM	75
8.2	Confronto e altre simulazioni con logica REGALGRID	84

8.2.1	Caso alternativo.....	87
8.3	Utilizzo delle batterie esclusivo come riserva di potenza	90
8.3.1	Caso alternativo.....	92
8.4	Gestione ibrida in locale e in potenza.....	97
8.4.1	Considerazioni economiche.....	100
8.4.2	Efficacia della logica	102
9.	Conclusioni	103
	Bibliografia	105

LISTA SIMBOLI

Grandezza	Simbolo	Unità di misura
Unità temporale	t	min
Energia in ingresso a un sistema	E_{IN}	kWh
Energia in uscita da un sistema	E_{OUT}	kWh
Energia consumata	E_{load}	kWh
Energia prodotta da PV	E_{PV}	kWh
Energia assorbita in rete	E_a	kWh
Energia immessa in rete	E_i	kWh
Energia scambiata con rete	E_{POD}	kWh
Energia a piena carica di batteria	E_{cap}	kWh
Variazione energia interna di batteria	E_b	kWh
Energia scaricata da batteria	E_{b_disch}	kWh
Autosufficienza	SSR	/
Autoconsumo	SCR	/
Stato di carica di batteria (State Of Charge)	SOC	/
Stato di salute di batteria (State Of Health)	SOH	/
Perdita massima di SOH ammissibile	SOH_{lost_max}	/
SOH raggiunto all'EOL (End Of Life) di batteria	SOH_{EOL}	/
Rendimento generico	η	/

Rendimento Convertitore di batteria	η_{MP}	/
Round Trip Efficiency (Rendimento Batteria)	η_{TR}	/
Ageing di batteria	L_{lost}	/
Energia garantita in scarica di batteria	E_{grant}	kWh
Cicli equivalenti di batteria	C_{eq}	Num. cicli
Coefficiente di degrado batteria	z	/
Costo degrado batteria (metodo 1)	C_{b_deg1}	€
Costo degrado batteria (metodo 2)	C_{b_deg2}	€
Costo acquisto batteria	C_b	€
Potenza contrattuale	P_c	kW
Componente di energia in bolletta	C_E	€
Componente di trasporto	C_{TR}	€
Componente di servizi	C_S	€
Componente di accisa	C_{ACC}	€
Ricavo dalla vendita di energia	R_{sold}	€
Quantitativo di bolletta	C_{boll}	€
Saldo di bolletta (no C_b) caso domestico	C_{BD}	€
Saldo di bolletta (no C_b) caso altri usi	C_{BTA}	€

SOMMARIO

Ispirandosi alle nuove tecnologie emergenti e alla figura dell'aggregatore di risorse viene analizzato il caso studio reale di H-FARM rappresentante un SEU (tipologia di rete dotata di un unico punto di consegna).

L'analisi preliminare è costituita dalla ricostruzione delle curve di produzione e di consumo delle varie utenze, passando poi allo studio dello scenario avente come soggetto principale una figura associabile a quella di aggregatore.

Questa sarà interposta tra le utenze e il distributore di energia elettrica, evidenziando come sia possibile ottenere dei benefici per entrambe le parti. Tali miglioramenti saranno dovuti prevalentemente dal mismatching tra le curve proprie degli impianti.

Si sono analizzati, mediante l'implementazione al programma di calcolo MATLAB, gli effetti che porterebbe l'attuazione di alcuni metodi di gestione dei sistemi di accumulo partendo da nuove logiche locali di ottimizzazione energetica e/o economica di un'utenza singola. Si è concluso con la logica di condivisione energetica REGALGRID caratterizzante un modello possibile di gestione delle batterie in una Energy Community.

Per la totalità delle logiche introdotte, oltre al caso reale di H-FARM, sono stati utilizzati dei modelli di utenze che potessero ben rispecchiare dei casi reali (di singola utenza o composizione di esse).

Le diverse applicazioni dei metodi presentati hanno fatto emergere risultati significativi, confermandoli quindi come tecniche di gestione potenzialmente migliorative dal punto di vista energetico e/o economico.

1. INTRODUZIONE

Questo lavoro è stato svolto in concomitanza del periodo di tirocinio durato sei mesi nella start up innovativa REGALGRID Europe S.r.l. Quest'ultima, tra le diverse, ha elaborato una specifica logica di gestione dei sistemi di accumulo applicabile in una Energy Community che trova come suo ambiente esecutivo e di test la sottorete di H-FARM rappresentante un SEU (Sistema Efficiente d'Utenze). Per questa condizione infrastrutturale viene permesso lo scambio energetico (o energy sharing) tra le singole unità di produzione e consumo.

Rimanendo nel tema dell'Energy Community e delle gestioni di sistemi di accumulo, è stata effettuata un'analisi approfondita di questo genere di logica e quali apporti avrebbe potuto portare in termini energetici.

Oltre alla logica di condivisione annessa alla coordinazione dei singoli nodi per un obiettivo collettivo, (es. massimizzare l'autosufficienza della rete complessiva con una miglior gestione energetica) sono state valutate altre modalità di gestione delle batterie per obiettivi riguardanti il singolo utente vista la crescente importanza di alcuni aspetti relativi alla tariffazione energetica delle utenze elettriche.

Le differenti modalità di funzionamento (in locale e, grazie a controllo da remoto, di complessivo) sono potenzialmente implementabili in un dispositivo di controllo come quello di cui l'azienda in cui ho svolto il tirocinio dispone.

È stato utilizzato il noto programma di calcolo MATLAB e, per alcune applicazioni come lo studio approfondito della logica di gestione dei sistemi di accumulo di REGALGRID e suo successivo confronto con una logica locale, ci si è affidati al simulatore di proprietà dell'azienda dove sono implementate le varie logiche caratterizzanti quel genere di gestione.

Nel capitolo seguente (2) saranno date delle definizioni e introdotte delle terminologie che saranno riprese nel proseguo di questo elaborato e che quindi saranno necessarie per una buona comprensione dello stesso.

Successivamente vengono presentati i maggiori trend che si registrano nel panorama italiano e i principali aspetti delle Energy Community introducendo inoltre la figura dell'aggregatore di risorse di cui recentemente si è iniziato a parlare e l'inserimento nel mercato di aziende che per alcuni aspetti rispecchiano questo genere di figura.

Essendo principale l'argomento della tariffazione per alcune logiche che saranno introdotte e analizzate nei capitoli centrali e finali, nel Capitolo 4 viene illustrata la struttura tariffaria per l'energia elettrica acquistata (assorbita da rete) e le modalità di remunerazione nel caso di vendita dell'energia elettrica. Saranno poi anticipatamente evidenziate le differenti tariffazioni per livelli di potenza impiegata e tipologia di utente (domestico e altri usi).

Nel Capitolo 5, parte centrale del lavoro, sono presentate in maniera descrittiva le diverse logiche utilizzate. Principale è l'attenzione destinata alla logica REGALGRID di energy sharing nei suoi dettagli e alle nuove logiche di intervento in potenza dei sistemi di accumulo che saranno implementate.

Prima di passare ai dettagli delle simulazioni nel Capitolo 6 viene introdotto e descritto nelle sue caratteristiche il caso studio di H-FARM e le varie tipologie di elementi installati i cui parametri verranno utilizzati per le diverse simulazioni.

Nel capitolo successivo (7) vengono illustrate le generalità delle simulazioni utilizzate come ad esempio gli scenari ipotizzati, i parametri scelti e soprattutto le diverse formulazioni utilizzate a seconda della logica implementata.

I risultati saranno invece presentati nel Capitolo 8 con una prima ricostruzione dei parametri generali caratterizzanti il caso studio (es. produzione e consumo elettrico) e la loro successiva elaborazione ipotizzando un determinato scenario di funzionamento. Saranno così valutati i possibili benefici di un'aggregazione di utenze. Nello stesso scenario viene analizzata la logica di condivisione energetica REGALGRID applicandola poi ad un caso che meglio rispecchia gli aspetti di una rete domestica.

Nel passaggio poi alle logiche locali vengono illustrati i risultati dell'applicazione di due gestioni di batterie e i relativi risparmi economici in bolletta che ne potrebbero conseguire.

2. GENERALITÀ E DEFINIZIONI

A seguito di una forte crescita negli anni scorsi della Generazione Distribuita ai livelli di Bassa e Media tensione è nata la necessità di rendere le reti più intelligenti (smart) introducendo quindi dei requisiti che sono andati a modificare la loro struttura nel profondo.

Si vuole dare la definizione di Smart Grid presa dal testo «European Technology Platform of Smart Grids» [1]:

«Una rete elettrica che può integrare in maniera intelligente le azioni di tutti gli utenti connessi ad essa – produttori, consumatori e chi assume entrambi i ruoli – al fine di una distribuzione energetica sostenibile, economica e sicura. Una smart grid (d’ora in poi la chiameremo direttamente in questa maniera) utilizza prodotti innovativi insieme attraverso il monitoraggio intelligente, controllo, comunicazione e tecnologie auto-ripristinanti».

Un elemento di grande importanza è sicuramente l’accumulo che rende possibili numerosi processi da poter attuare e che senza di esso non sarebbero possibili.

Nella prossima sezione sono elencate le tipiche prestazioni che un sistema del genere può raggiungere.

2.1 Prestazioni conseguibili con un sistema di accumulo

Possono essere classificate in due macro-applicazioni [2]:

1. Prestazioni così dette in **POTENZA**: caratterizzate dallo scambio di elevate potenze in tempi brevi e con tempi di risposta molto rapidi. In questo caso i sistemi di accumulo possono giocare il ruolo di “stabilizzatori” di uno squilibrio momentaneo tra domanda e offerta di energia sulla rete
2. Prestazioni in **ENERGIA**: caratterizzate da uno scambio di potenza relativamente costante ed autonomia di alcune ore. In questo caso quindi i sistemi di accumulo si comportano in maniera simile a unità di produzione di energia.

Sono ora presentati i possibili benefici ottenibili con una configurazione di rete dotata di uno storage a livello domestico e, come si vedrà in seguito, come questi verranno enfatizzati nel caso di un’applicazione di condivisione energetica che sarà appunto lo step successivo da trattare rispetto all’utilizzo del proprio storage in maniera autonoma.

Possono essere classificati secondo due logiche:

- i. **SERVIZI DI RETE**:
 - Risoluzione congestioni in fase di programmazione: I sistemi di accumulo possono aumentare la capacità di accoglimento del sistema elettrico per le FER (Risorse per la risoluzione delle congestioni in sede di programmazione);
 - Regolazione primaria/secondaria: Servizi con fini di regolazione della frequenza a 50 Hz, si differenziano per tempo di risposta e la continuità di servizio che devono garantire;

- Bilanciamento in tempo reale: Riserva di potenza necessaria ad entrare in funzione su comando di Terna per risolvere gli sbilanciamenti creati dalla differenza della domanda programmata e quella «real time»;

ii. **POWER QUALITY:**

- Qualità della tensione e continuità del servizio: I convertitori statici a.c./c.c. per l'accoppiamento del SdA (Sistema di Accumulo) alla rete possono essere impiegati per il controllo della potenza reattiva in rete, servizio particolarmente interessante nella rete distribuzione, dove la Grande Distribuzione altera i profili di tensione (controflusso), determinando un loro innalzamento e rendendoli meno prevedibili. Il SdA può migliorare la continuità di servizio della fornitura (SAIDI; SAIFI). Inoltre se connesso ad un utente può operare da UPS.

Un'altra tipologia di divisione può essere fatta in base a che servizio possono offrire:

i. **Servizi di rete:**

- Dimensionamento della rete: come alternativa ad ampliare e potenziare la rete di trasmissione dove oggi risulta essere carente in termini di capacità;
- Dispacciamento: come unità produttive che, partecipando ai servizi di dispacciamento, offrono quantità di energia a un determinato prezzo (pay as bid);
- Servizi ancillari: da supporto per riserva primaria, secondaria e terziaria di frequenza, risoluzione delle congestioni, controllo e supporto della tensione;

ii. **Riserva di energia:**

- Autoconsumo residenziale: L'accumulo potrebbe permettere l'aumento della percentuale dell'energia prodotta e consumata in loco. Ad oggi la percentuale di energia autoconsumata con solo fotovoltaico si attesta su valori del 30% mentre con l'ausilio di un sistema di accumulo questa percentuale raddoppierebbe all'incirca raggiungendo valori attorno al 65%.
- Autoconsumo industriale: I sistemi di accumulo hanno il medesimo scopo di quelli residenziali, però in questo ambito si aprono due scenari; il primo rappresentato dagli impianti che usufruiscono del conto energia e quindi sovradimensionati rispetto al necessario che posseggono una quota da destinare alla carica della batteria; il secondo rappresenta tutti quelli impianti che non hanno usufruito dell'incentivo e che vengono dimensionati ad hoc sul fabbisogno del cliente e per questo vedono il 100% della produzione autoconsumata senza quindi aver bisogno dell'accumulo;
- Produzione non programmabile: nel caso di un SdA integrato ad un impianto FER di taglia Utility-scale l'impianto otterrebbe la capacità di regolare/rendere prevedibile il profilo di immissione e scambio interfaccia AT/MT, risoluzione delle congestioni di rete e l'arbitraggio del prezzo dell'energia (storage + FRNP).

2.2 Trend del mercato elettrico

Tra i maggiori Trend normativi del mercato elettrico italiano che sono stati registrati e valutati dal gruppo di studio del Politecnico di Milano [3] si ha:

1. Aumento della diffusione dei prosumer:

Con l'avvento delle rinnovabili, soprattutto del fotovoltaico, si è venuto a creare un nuovo soggetto operante nel mercato elettrico, il «prosumer», cioè un utente (spesso di piccola taglia) che è contemporaneamente e, «localmente», produttore e consumatore di energia elettrica.

La crescita e la diffusione di questa tipologia di utenti (che solo a titolo di esempio in Italia conta 600.000 utenti con impianti di potenza sino a 20 kW) rappresenta indubbiamente uno dei macrotrend a cui prestare particolare attenzione.

Il «prosumer», grazie alla sua abilità di generazione locale, rappresenta un soggetto particolare per il mercato elettrico. Infatti, può essere visto come un nuovo soggetto in grado di eseguire molteplici servizi come ad esempio partecipare al MSD grazie alla funzione di Aggregatore che unisce più soggetti al fine di raggiungere le soglie minime di potenza per partecipare a tali mercati.

Potrebbe rappresentare un forte disturbatore per gli attori della filiera odierna: l'aumento della sua forza potrà tradursi in nuove sfide per gli operatori moderni. L'avvento degli aggregatori potrà essere un'opportunità ghiotta per questa categoria di soggetti.

2. Operatori/Aggregatori virtuali:

ciò riguarda l'abilitazione ad operare sul mercato, nell'ottica del rafforzamento della liberalizzazione, per gli operatori cosiddetti virtuali, cioè che non possiedono né l'infrastruttura né il parco generativo, ma si propongono solamente di offrire un servizio, in questo caso la vendita di energia elettrica acquistata sul mercato all'ingrosso e rivenduta ai clienti finali.

A questi si aggiungono anche il ruolo degli aggregatori virtuali, ossia soggetti che tramite l'unione di più dispositivi di generazione, stoccaggio e consumo di energia, “virtualmente” connessi tra di loro e gestiti in maniera aggregata possono erogare servizi alla rete e/o distribuzione di energia elettrica (quali ad esempio la regolazione di frequenza e di tensione e la risoluzione delle congestioni di rete, viste precedentemente).

In questo caso l'aggregazione permette ad un maggior numero di soggetti il potenziale superamento dei vincoli di taglia (ad esempio in Italia pari a 10 MW per il servizio della regolazione della frequenza) per l'accesso a questi servizi (come il MSD).

3. Apertura del mercato dei servizi di dispacciamento:

Collegandosi alla figura degli aggregatori virtuali, si registra una propensione della normativa verso un'apertura del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD in Italia) a soggetti diversi da quelli solitamente ammessi a questo mercato come le centrali di produzione tradizionali.

Una risorsa aggregata può fornire servizi che le risorse elementari, prese singolarmente, non sono in grado di fornire.

L'apertura può includere le unità di produzione rilevanti (in Italia, ad oggi, quelli con taglia superiore ai 10 MVA ma potrebbe essere oggetto di riforma riducendo tali soglie) alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, i sistemi di accumulo, le unità di produzione non rilevanti e le unità di consumo.

In Italia con la delibera 300/2017/R/EEL l'ARERA ha avviato la prima apertura del MSD anche attraverso l'istituzione di progetti pilota.

4. Abilitazione SDC (Sistemi di Distribuzione Chiusi):

Ossia delle reti elettriche private, che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e, al netto di particolari eccezioni espressamente previste, non riforniscono utenti civili.

L'enfasi su questo tema risulta essere molto alta; a conferma di ciò, a fine 2016 è stato diramato dalla Commissione Europea il "Clean Energy for All Europeans", un pacchetto di interventi riguardanti efficienza energetica e rinnovabili a tutto campo.

Una delle principali novità introdotte riguarda proprio i prosumer e la possibilità che possano interagire in gruppi per la generazione, il consumo, lo stoccaggio e la vendita di energia da rinnovabili, creando un SDC.

Inoltre il pacchetto prevede che: «I consumatori dovranno poter autoconsumare energia senza restrizioni indebite e dovranno essere remunerati per l'energia che cedono alla rete», scrive l'esecutivo europeo.

Gli SDC sono già una realtà in diversi Paesi europei come ad esempio U.K. e Germania, dove è possibile ad esempio creare delle vere e proprie energy community che siano in grado di autoalimentarsi e di condividere parte degli impianti di generazione dell'energia elettrica.

In Italia si sta ancora studiando un'evoluzione della normativa in materia di autoconsumo sui SEU che possa essere in linea con quanto previsto a livello europeo, soprattutto con il superamento dei vincoli relativi al numero e alle caratteristiche delle utenze connesse.

5. Capacity Market:

L'avvento e la sempre più significativa diffusione nel mix di produzione di energia elettrica delle fonti rinnovabili ha portato alla necessità di sviluppare meccanismi più efficaci di supporto all'infrastruttura di rete in modo da renderla più flessibile agli sbalzi di produzione degli impianti non programmabili.

L'obiettivo primario di questi meccanismi è quello di approvvigionare la capacità necessaria alla copertura del fabbisogno di punta del sistema e dei relativi margini di riserva su orizzonti di medio/lungo termine.

La risposta a questa necessità, ha dato vita in Europa, con i primi esempi che risalgono al 2015 in U.K. al cosiddetto «Capacity Market»: una forma di remunerazione della potenza «reattiva» messa a disposizione. Di fatto il mercato funziona con aste settimanali o mensili dove vengono messe a bando quantità di capacità che permettano di garantire il funzionamento in sicurezza della rete.

Se è vero che all'inizio questo meccanismo, laddove è stato introdotto, di fatto si è configurato come un «soccorso» ai cicli combinati a gas, messi in crisi dall'avvento della generazione distribuita, oggi è considerato un volano anche per nuovi investimenti in generazione flessibile (e quindi non solo tradizionale) stimolando inoltre la diffusione dei sistemi di accumulo di taglia utility-scale.

In Italia, nel 2004 fu introdotto un meccanismo amministrato di remunerazione della capacità produttiva (Capacity Payment) tuttora in vigore ma che a partire dal 2018 è stato sostituito da un meccanismo competitivo basato su aste a cui potranno partecipare tutte le risorse in grado di dare adeguatezza al sistema (produzione rinnovabile, convenzionale, domanda, risorse estere).

2.3 Definizioni e tipologie di reti

In questa sezione introduttiva si vogliono anche introdurre ulteriori concetti preliminari come le diverse tipologie di reti che vengono definite dall’Autorità e altre definizioni:

- **Gestore del sistema elettrico:** è il soggetto responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete di trasmissione in una data zona e dei relativi dispositivi di interconnessione con altre reti, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. L’art. 8 attribuisce al gestore della rete anche la responsabilità del dispacciamento degli impianti di generazione nella propria area di competenza e della determinazione dell’uso delle interconnessioni con altri sistemi. I criteri di dispacciamento devono essere trasparenti, neutrali e applicati in maniera non discriminatoria.

Le tipologie di obblighi in capo ai gestori di rete sono:

- **Di connessione di terzi:** l’obbligo in capo ad un gestore di una rete elettrica, di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità di servizio e purché siano rispettate le regole tecniche all’uopo previste a cui sono sottoposti i soli gestori di rete titolari di una concessione di trasmissione o di distribuzione;
- **Di libero accesso al sistema elettrico:** inteso come il diritto di un soggetto connesso ad una rete privata di accedere, su richiesta, alla rete pubblica, a garanzia della libertà di scelta del proprio fornitore di energia elettrica a cui sono sottoposti i gestori di rete private, ivi inclusi i gestori delle Reti Interne d’Utenza (RIU). Tali gestori non hanno l’obbligo di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta, attribuito solo ai gestori di una concessione pubblica.

Il decreto ministeriale 10 dicembre 2010 [4] distingue poi le Reti Elettriche in:

- **Reti Pubbliche,** intese come le reti elettriche gestite da soggetti titolari di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica che, essendo esercenti di un pubblico servizio, hanno l’obbligo di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche previste;
- **Reti Private,** intese come tutte le reti elettriche diverse dalle reti pubbliche. Le reti private sono reti con obbligo di libero accesso al sistema elettrico: ciò impone al soggetto gestore di tali reti l’obbligo di garantire ai soggetti connessi alla propria rete la possibilità di accedere liberamente al sistema elettrico.

L'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente) definisce anche le seguenti tipologie di reti in [5] e [6]:

- SDC: Sistemi di Distribuzione Chiusi

Sono reti elettriche private, che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e, al netto di particolari eccezioni espressamente previste, non riforniscono clienti civili. Tali reti, nella titolarità e gestione di soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici, sono sistemi elettrici caratterizzati dal fatto che per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati oppure dal fatto che il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate. L'insieme delle SDC è divisibile in RIU e ASDC.

- a) RIU (Reti Interne d'Utenza): definite come l'insieme delle Reti censite dall'Autorità che rispettano i requisiti previsti dall'articolo 33 della legge 99/09.

L'appena citato articolo le definisce secondo questi punti:

- i. Rete esistente alla data di entrata in vigore della presente legge, ovvero è una rete di cui, alla medesima data, siano stati avviati i lavori di realizzazione ovvero siano state ottenute le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
- ii. Connette unità di consumo industriali, ovvero connette unità di consumo industriali e unità di produzione di energia elettrica funzionalmente essenziali per il processo produttivo industriale, purché esse siano ricomprese in aree insistenti sul territorio di non più di tre comuni adiacenti, ovvero di non più di tre province adiacenti nel solo caso in cui le unità di produzione siano alimentate da rinnovabili;
- iii. Non sono sottoposte all'obbligo di connessione a terzi, fermo restando il diritto per ciascuno dei soggetti ricompresi nella medesima rete di connettersi, in alternativa alla rete con obbligo di connessione a terzi;
- iv. Collegata tramite uno o più punti di connessione a una rete con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale non inferiore a 120 kV;
- v. Ha un soggetto responsabile che agisce come unico gestore della medesima rete. Tale soggetto può essere diverso dai soggetti titolari delle unità di consumo o di produzione, ma non può essere titolare di concessioni di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione di energia elettrica.

- b) ASDC: sono gli SDC diversi dalle RIU;

- SAAE: Sistemi di Auto-Approvvigionamento Energetico

Le configurazioni impiantistiche in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, anche nella titolarità di una persona fisica o giuridica diversa dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato, ad una unità di consumo di una persona fisica o ad una o più unità di consumo di un'unica persona giuridica, o di più persone giuridiche appartenenti al medesimo gruppo societario, e sono realizzati all'interno di un'area di proprietà o nella disponibilità del medesimo cliente o gruppo societario;

- SEU: Sistemi Efficienti d'Utenza

I SEU sono invece sistemi in cui un impianto di produzione di energia elettrica, con potenza non superiore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentato da fonti

rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, è direttamente connesso, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'impianto per il consumo di un solo cliente finale ed è realizzato all'interno dell'area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente;

- SEESEU: sono dei sistemi che rispettano le seguenti caratteristiche:
 - i. Realizzazioni per le quali l'iter autorizzativo, relativo alla realizzazione di tutti gli elementi principali che la caratterizzano, è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008;
 - ii. Sistemi esistenti al 31 dicembre 2013, ovvero sono sistemi per cui, a tale data, sono stati avviati i lavori di realizzazione o ottenute le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
 - iii. I sistemi che rispettano i requisiti dei SEU;
 - iv. Sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite dal medesimo soggetto giuridico che riveste, quindi, il ruolo di produttore e di un unico cliente all'interno di tale sistema;
 - v. SSPC già in esercizio al 31 dicembre 2013.

Riassumendo quanto detto precedentemente a scopo di rendere più chiara la classificazione delle varie tipologie di reti viene introdotta la Tabella 2.1.

Tabella 2.1 - Caratteristiche dei Sistemi di Distribuzione Chiusi

Tipologia	Potenza max	Obbligo di FER	Vincoli di data	Vincoli di assetto
SEU	20 MW	Si	No	1 cliente; 1 produttore (anche diverso); 1 unità di consumo; realizzati all'interno di un'area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente
SEESEU - A	No	No	Autorizzazioni ottenute entro il 21/12/2013	Produttore == Cliente
SEESEU - B	20 MW	Si	Autorizzazioni ottenute entro il 21/12/2013	1 cliente; 1 produttore (anche diverso); 1 unità di consumo; realizzati all'interno di un'area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente
SEESEU - C	No	No	Autorizzazioni ottenute entro il 21/12/2013	1 o più clienti nello stesso gruppo societario; 1 o più produttori (anche diversi)
ASAP	No	No	No	Consumo annuale almeno pari della propria produzione
ASE	No	No	Autorizzazioni ottenute entro il 21/12/2013	No

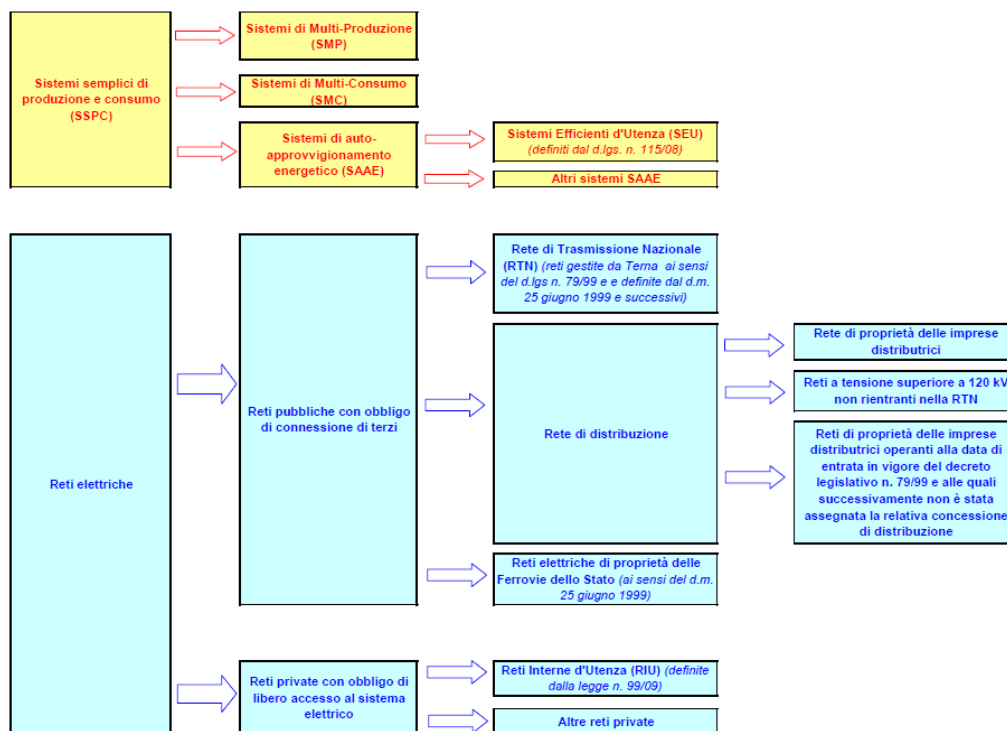


Figura 2.1 - Quadro di sintesi di reti definite dall'Autorità

Per comprendere le connessioni e i relativi punti in comune tra le varie tipologie di reti e i relativi raggruppamenti delle stesse viene in aiuto la Figura 2.1 riportata qui sopra. Si nota la divisione tra gli SSPC e le RIU che, insieme alle altre reti private, invece fanno parte delle reti con obbligo di libero accesso al sistema elettrico.

3. COMUNITÀ ENERGETICHE

Il concetto di Energy Community fa riferimento ad un «Insieme di utenze energetiche che decidono di effettuare scelte comuni dal punto di vista del soddisfacimento del proprio fabbisogno energetico, al fine di massimizzare i benefici derivanti da questo approccio collegiale, implementabile attraverso soluzioni di generazione distribuita e gestione intelligente dei flussi energetici».

Nell'ambito dell'evoluzione del sistema elettrico verso la Smart Grid, le Energy Community, seppur in generale non limitate al vettore elettrico, rappresentano uno dei principali elementi costitutivi essendo tipicamente connesse alla rete pubblica, seppur vi sono dei casi di applicazioni cosiddette off-grid in contesti ove la rete elettrica non è presente in maniera capillare.

Le categorie di utenze energetiche potenzialmente interessate a costituirsi parte di una Energy Community sono molteplici. In particolare, si possono individuare utenze in ambito residenziale, quali ad esempio i condomini ed i complessi residenziali, e in ambito terziario, quali ad esempio i centri commerciali/logistici ed i complessi ospedalieri.

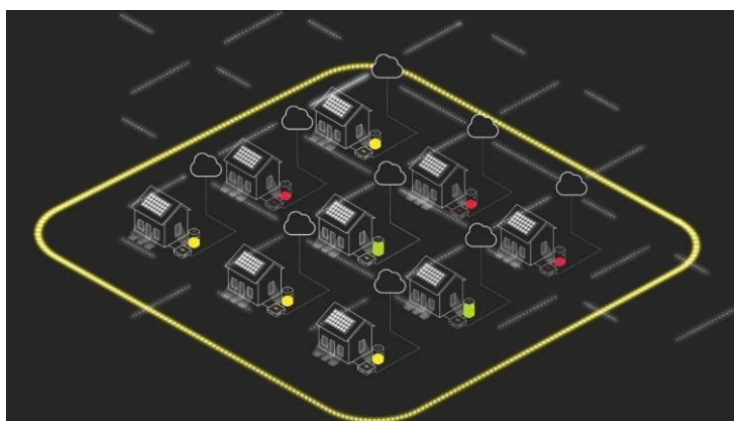


Figura 3.1 - Esempio di comunità energetica (nove utenze)

In particolare, le aggregazioni di utenze che si costituiscono in una Energy Community possono essere omogenee, nel caso in cui facciamo parte della stessa categoria, o miste, se invece appartengono a categorie differenti.

La realizzazione di un sistema di questo tipo, come specificato in [7] permette di conseguire una serie di benefici per le utenze energetiche presenti al suo interno, che vanno dal miglioramento della qualità e dell'affidabilità della fornitura di energia (garanzia di elevata power quality) all'ottimizzazione della spesa per l'energia intesa come la possibilità di garantire alle utenze energetiche un costo di approvvigionamento dei vettori energetici inferiore rispetto alle modalità di approvvigionamento tradizionali.

In questo Capitolo verranno introdotti gli aspetti caratterizzanti questa tipologia di reti ivi compreso il quadro normativo-regolante delle stesse fondamentale per la definizione della loro area di collocazione. Verranno così riprese anche le definizioni introdotte nel secondo capitolo.

3.1 Tecnologie abilitanti

Per realizzare una Energy Community risulta necessaria l'adozione di un set di tecnologie abilitanti, le quali possono essere qualificate in base alle relative funzionalità in tre categorie:

- Produzione e utilizzo dell'energia, ossia le tecnologie che consentono di produrre in loco l'energia di cui necessitano le utenze all'interno dell'Energy Community e di consumare quest'energia in maniera «smart» ed efficiente;
- Gestione, Controllo e Monitoraggio dei flussi energetici, ossia le tecnologie che consentono di controllare da remoto gli asset di produzione/distribuzione/accumulo/consumo di energia presenti all'interno dell'Energy Community e di gestire i flussi energetici della stessa;
- Distribuzione dei flussi energetici ed informativi, ossia le tecnologie che consentono di distribuire i flussi energetici ed informativi tra gli asset di produzione/distribuzione/accumulo/consumo di energia e i sistemi di gestione all'interno dell'Energy Community.

La **prima categoria** annovera al suo interno sia gli impianti di produzione di energia elettrica e termica (sia da fonte rinnovabile come il fotovoltaico, eolico, mini-idroelettrico e solare termico sia da fonte tradizionale come le pompe di calore o cogenerazione) sia le utenze energetiche «smart» che utilizzano in maniera efficiente l'energia e/o sono in grado di implementare logiche di funzionamento innovative (quali sistemi di illuminazione efficiente, sistemi di building automation e smart appliances) sia i sistemi di storage dell'energia elettrica (elettrochimici e non) e termica.

Per quanto concerne questa categoria, di fatto, la sua diffusione risulta ad oggi piuttosto ampia con eccezione rappresentata dai sistemi di storage.

La **seconda categoria** comprende invece:

- Sistemi software di gestione, controllo e monitoraggio dei flussi energetici, i quali elaborano **in fase preliminare**, le previsioni di consumo di energia da parte delle utenze e di produzione da parte degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili all'interno dell'Energy Community e pianificano il funzionamento ottimale (dal punto di vista tecnico-economico) degli asset di produzione/accumulo/consumo di energia.

In fase di esercizio ottimizzano il funzionamento della Energy Community sulla base delle effettive condizioni di funzionamento e rappresentano l'interfaccia di questa verso il sistema (in particolare con il gestore della rete di distribuzione), abilitando una diretta interazione con esso.

- Sistemi hardware di gestione, controllo e monitoraggio della totalità degli asset che, a livello centralizzato e decentralizzato, contribuiscono al governo della Energy Community, impartendo le relative modalità di funzionamento sulla base delle scelte effettuate dal software di gestione della Community; nei casi in cui è rilevante la «power quality», sono necessari sistemi di protezione e automazione avanzati.

La **terza ed ultima categoria** vede al suo interno le Reti di distribuzione dell'energia elettrica (rete elettrica) e termica (rete di teleriscaldamento) e l'Infrastruttura di comunicazione che abilita lo scambio informativo tra i vari nodi di una Energy Community (i diversi asset) al fine di abilitare il loro corretto funzionamento.

Quest'ultima può essere caratterizzata sulla base di un mezzo fisico che abilita la comunicazione come le reti cablate (vedi fibra ottica, PLC, cavo coassiale o linea telefonica) o le reti wireless (tramite onde radio a bassa potenza o radiazione infrarossa).

3.2 Quadro normativo-regolatorio sulle Energy Community in Italia

L'attuale contesto normativo-regolatorio nazionale che influenza la diffusione delle Energy Community può essere analizzato attraverso due differenti prospettive:

- **Ambito di applicazione:** si fa riferimento all'oggetto del provvedimento, distinguendo tra il provvedimento rivolto a singoli e utenze, e il provvedimento rivolto ad aggregazioni di tecnologie o utenze;
- **Finalità:** si fa riferimento all'obiettivo del provvedimento distinguendo tra quello finalizzato alla definizione del perimetro d'azione delle tecnologie/utenze e quello per promuoverne la diffusione (attraverso un supporto incentivante).

Per quanto riguarda le tecnologie, si fa riferimento alle norme tecniche che regolano la connessione dei dispositivi all'interno del sistema elettrico; per quanto riguarda le utenze, si fa riferimento alle configurazioni impiantistiche (modelli di Community) implementabili all'interno del sistema elettrico.

Tabella 3.1 - Il quadro normativo/regolatore delle Energy Community in Italia

Ambito di applicazione	Singole tecnologie e utenze	Aggregazioni di tecnologie e utenze
Definizione del perimetro d'azione delle tecnologie/utenze	Norme tecniche CEI-016 e CEI 0-21 (storage)	
Promuovere la diffusione delle tecnologie/utenze	DM 06/07/2012 (FER elettriche) DM 28/12/2012 (Conto Termico) DM 20/07/2004 (Titoli di Efficienza Energetica) Legge 296/27/12/2006 e s.m.i. (Detrazioni fiscali) Delibera AEEG 607/2013/R/eel (Pompe di calore)	Delibera AEEG 578/2013/R/eel (Sistemi Efficienti di Utanza) DCO AEEG 183/2013/R/eel (Sistemi di Distribuzione Chiusi)

La delibera AEEG 578/2013/R/eel del 12 dicembre 2013 definisce le modalità per la regolazione dei servizi di connessione, misura, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di configurazioni impiantistiche rientranti nella categoria dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) di cui fanno parte i SEU, SESEU, SAP e gli ASE già definiti nel capitolo precedente.

Gli SSPC sono caratterizzati dall'insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo non si configura come attività di trasmissione e/o distribuzione, ma come auto-provvigionamento energetico.

Queste configurazioni impiantistiche possono essere ricondotte ad una configurazione semplificata in cui ci sia un unico produttore di energia elettrica, responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema ed un unico cliente finale (con una sola unità di consumo). Esse pertanto si avvicinano all'eccezione di Energy Community considerata, tuttavia con una serie di limitazioni.

3.2.1 Principali evidenze

- L'attuale quadro normativo regolatorio si focalizza prevalentemente sull'incentivazione di soluzioni singole, trascurando le aggregazioni di più tecnologie/utenti;
- Non prevede la definizione di Energy Community;
- Alcune delle configurazioni impiantistiche (modelli di Community) attualmente normate, come ad esempio i SEU, scontano criticità che ne limitano la portata e ne rallentano la diffusione, mentre altre configurazioni impiantistiche, come ad esempio le RIU, maggiormente coerenti con la definizione di Energy Community considerata in questo testo, sono di fatto inapplicabili a causa dei vincoli temporali di entrata in esercizio;
- Gli operatori percepiscono inoltre una certa instabilità nell'attuale quadro normativo-regolatorio dato che alcuni provvedimenti sono ancora in fase di consultazione e alcuni recenti orientamenti (riduzione della spesa elettrica per le PMI) fanno prospettare un'evoluzione negativa per il prossimo futuro;
- Il modello di Energy Community in ambito industriale presenta un'elevata fattibilità economica e maggiori benefici sistemici. Pertanto, come già avvenuto in altri Paesi europei, appare auspicabile la sua completa regolazione al fine di abilitarne la diffusione, con attenzione alle ricadute sugli operatori di rete; Tale regolazione consentirebbe anche l'abilitazione dei modelli di Energy Community in ambito terziario, lasciando ai soggetti investitori la possibilità di selezionare le tipologie di investimenti più convenienti, anche in assenza di strumenti di incentivazione ad hoc;
- Il modello di Energy Community in ambito residenziale presenta invece una ridotta fattibilità economica a fronte di elevati benefici sistemici potenzialmente conseguibili. Pertanto, appare auspicabile l'avvio di un processo di regolazione di questo modello (che potrebbe essere assimilato ai già regolati Sistemi Efficienti di Utenza, tuttavia con un'accezione multi-utente), valutando inoltre possibili strumenti di incentivazione ad hoc che ne rendano sostenibile l'investimento.

3.3 Potenziale diffusione

Vengono riportati i principali aspetti emersi dall'analisi del già citato gruppo di ricerca del mercato elettrico del Politecnico di Milano:

- Il potenziale di diffusione atteso delle Energy Community in Italia è variabile da un minimo di 25.000 ad un massimo di quasi 100.000 Energy Community nei diversi scenari analizzati, cui corrisponde un volume d'investimenti complessivo dell'ordine dei 50-150 mld € al 2013.
- L'evoluzione del quadro normativo-regolatorio appare il fattore più rilevante per l'effettiva diffusione delle Energy Community. A parità di dinamiche tecnologiche, infatti, un'evoluzione del quadro normativo-regolatorio determina la possibilità di raddoppiare il numero di quelle realizzate.

- D'altro canto, i produttori di soluzioni tecnologiche che non hanno ancora raggiunto la maturità tecnologica sono chiamati a migliorare le performance tecnico-economiche delle loro tecnologie, con particolare riferimento a quelle maggiormente rilevanti (in termini di funzionalità ed ammontare di investimento), quali i sistemi di storage.
- Le ricadute sistemiche associate alla diffusione delle Energy Community sono piuttosto rilevanti:
 - I costi sostenuti dal sistema elettrico (su cui ha impatto la diffusione delle Energy Community) potrebbero essere ridotti di circa il 10-20%;
 - La dipendenza dall'estero si ridurrebbe fino a 10 mld €/anno, valore in linea rispetto al target fissato dalla Strategia Energetica Nazionale al 2020 (pari a 14 mld €/anno);
 - Il volume d'affari catturabile dalle imprese italiane si aggirerebbe tra 10 e 40 mld €, mediamente pari a 1-3 mld € all'anno (circa 1,5 punti di PIL).

Appare pertanto necessario che il Legislatore definisca un framework normativo regolatorio che promuova la diffusione delle Energy Community tenendo opportunamente in considerazione i benefici che la loro diffusione può permettere di conseguire e gli impatti di tale diffusione sugli **operatori di rete** (gestori di rete).

Dal punto di vista di questi ultimi, una diffusione comporterebbe a:

- Un impatto ridotto sul gestore della rete di trasmissione, dal momento che, nonostante la riduzione o migliore previsione dei flussi energetici dovuta alle Energy Community, esso deve comunque continuare ad effettuare dispacciamento;
- Un impatto rilevante sui gestori della rete di distribuzione, dal momento che l'aggregazione di più utenze all'interno di reti private comporterebbe una diminuzione degli investimenti di rete necessari (definibili come «costi di sviluppo di rete»);

D'altro canto, i **gestori delle reti di distribuzione**, nella generale prospettiva di «ridisegno» del sistema elettrico, potrebbero assumere un «nuovo ruolo», con ricadute positive sul loro business come:

- Diventare responsabili dell'attività di dispacciamento a livello locale (rete di distribuzione) dei flussi energetici scambiati con la Energy Community;
- Mantenere la responsabilità dello sviluppo delle reti, anche all'interno delle Energy Community, le quali diventerebbero così dei veri e propri aggregati virtuali di generazione ed utenza (cosiddetti «virtual power plant»)

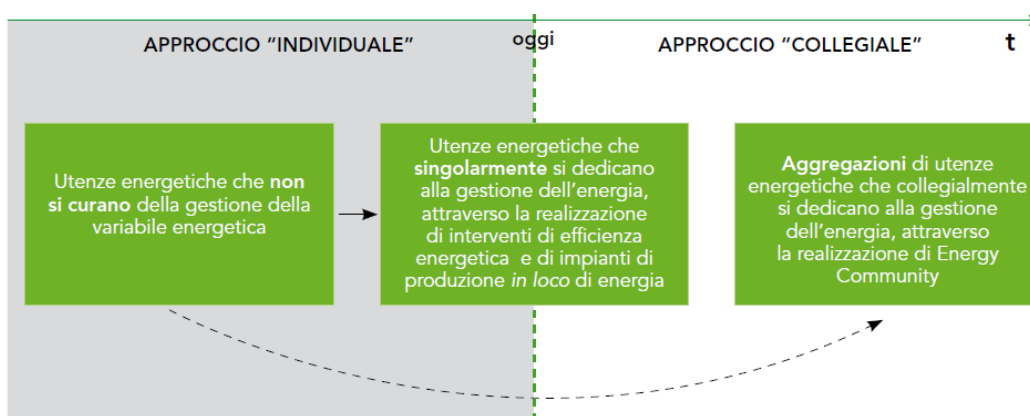


Figura 3.2 - Transizione del sistema energetico

Il modello di Energy Community è caratterizzato da un approccio collegiale alla gestione dell'energia, dal momento che vede coinvolta una pluralità di utenze energetiche, superando l'approccio individuale alla gestione dell'energia che ad oggi risulta prevalente.

Un approccio di questo genere permette di conseguire una serie di benefici rispetto a quello individuale, di cui i principali fanno riferimento a benefici di «scala» (dovuti alla maggiore dimensione degli investimenti) e a benefici riguardanti le sinergie che si riescono ad ottenere dall'unione di più utenze energetiche.

Tra i benefici di «scala» si hanno:

- **Sull'investimento iniziale:** si fa riferimento al fatto che, tipicamente, gli impianti di maggiore dimensione sono caratterizzati da un costo unitario inferiore;
- **Sul funzionamento degli asset:** si fa riferimento al fatto che, tipicamente, gli impianti di taglia maggiore sono caratterizzati, a parità di altre condizioni, da una maggiore efficienza.

Dalle sinergie nei profili di carico delle utenze energetiche invece si possono ottenere i seguenti benefici:

- **Sfruttamento locale di energia:** si fa riferimento al fatto che l'aggregazione di più utenze energetiche può abilitare la possibilità di sfruttare a livello locale energia che altrimenti andrebbe persa (o ceduta in rete ad un valore inferiore);
- **Riduzione della potenza contrattuale impiegata:** si fa riferimento alla riduzione della cosiddetta «quota potenza» della bolletta energetica;
- **Riduzione del numero di punti di prelievo – POD:** si fa riferimento alla riduzione della cosiddetta «quota fissa» della bolletta energetica.

D'altro canto, l'approccio «collegiale» comporta la necessità di sostenere degli investimenti addizionali che non sarebbero necessari (o sarebbero stati effettuati su scala ampiamente inferiore) in caso di approccio individuale, come ad esempio la realizzazione delle infrastrutture di distribuzione dell'energia e dei flussi informativi all'interno della Community.

3.4 Un modello emergente: «Microgrid-as-a-service»

Questo è sicuramente un modello che sta catturando interesse. Il modello, che può essere accomunato ad un modello «ESCO» (Energy Service Company) tipico degli interventi di efficienza energetica, prevede che un soggetto esterno alla Community (Energy Community Provider) si occupi della realizzazione dell'Energy Community (ivi compreso il reperimento delle risorse finanziarie necessarie) e della successiva gestione della stessa.

In particolare l'Energy Community Provider:

- Si assume l'onere di sostenere gli investimenti necessari per la realizzazione della Energy Community;
- Prende in carico la gestione della stessa;
- Gestisce l'energia prodotta internamente:
 - **Vendendo l'energia alle utenze energetiche** all'interno della Community, sulla base di un contratto avente durata da consentirgli una congrua remunerazione dell'investimento sostenuto;
 - Valorizzando verso il sistema elettrico l'energia e/o i servizi resi disponibili dall'Energy Community.

Una possibile evoluzione del modello appena presentato, la quale potrebbe essere abilitata dall'evoluzione dell'attuale quadro normativo-regolatorio delineato in precedenza, prevede il coinvolgimento di altri player (quali i venditori dell'energia ed i gestori delle reti pubbliche).



Figura 3.3 - Soggetti del modello «microgrid as a service»

Questa Figura può far riferimento a diverse categorie di soggetti, ad oggi operanti a vario titolo nel settore dell'energia, quali ad esempio le ESCo, i Retailer e (in uno scenario prospettico) gli Aggregatori.

3.5 La figura dell'Aggregatore

Il ruolo di questa figura è stato già definito dalla Direttiva 2012/27/UE come «fornitore di servizi su richiesta che accorpa una pluralità di carichi utente di breve durata per venderli o metterli all'asta in mercati organizzati dell'energia».

In Italia, ad oggi, sono presenti sul mercato le cosiddette «unità virtuali di produzione», costituite da aggregati di produzione «non rilevanti» (con potenza complessiva dei gruppi di generazione inferiore a 10 MVA) nella titolarità di un unico Utente di Dispacciamento (che di fatto rappresenta un aggregatore), appartenenti alla medesima zona e della stessa fonte; la stessa tipologia di aggregazione è prevista per i carichi.

In Europa esistono ad oggi esempi di aggregazioni misti, riferiti ad un portafoglio che comprende sia unità di consumo che unità di produzione. In questi casi, le offerte a scendere/salire sono fatte a livello di aggregato.

In seguito, anche sulla base delle revisioni attese delle regole di dispacciamento in Italia (DCO 354/2013/R/eel), l'aggregatore potrebbe svolgere il servizio di Utente di Dispacciamento per una Energy Community, offrendo servizi di rete utili per la corretta gestione del sistema (vedi Delibera 300/2017 della sezione successiva).

Nello scenario delineato dai nuovi modelli di mercato emerge quindi il ruolo fondamentale della figura di aggregatore (figura delle volte implicitamente identificata con il «Balancing Service

Provider» (BSP) sul bilanciamento elettrico), responsabile della fornitura di servizi di regolazione al TSO da parte dei clienti finali, e diverso dal venditore/retailer di energia.

Il coinvolgimento della Generazione Distribuita (GD) e degli utenti finali connessi alla rete di distribuzione nella gestione del complesso sistema elettrico da un lato permette di aumentare la flessibilità di esercizio della rete da parte del TSO e del DSO ma dall'altro introduce complessità di gestione di tantissime piccole unità (generazione e carico) da parte degli stessi gestore di rete, soprattutto per quanto riguarda gli aspetti relativi alla misurazione e alla verifica della fornitura dei servizi stessi.

Questa figura assumerà un ruolo centrale di interfaccia tra DSO e TSO per la fornitura di servizi da parte di piccole unità connesse alla rete di distribuzione facilitando la creazione di una prestazione di risorse significativa per il TSO e quindi la selezione delle offerte da quest'ultimo.

L'aggregatore avrebbe quindi la visibilità di tutte le risorse contemporaneamente sottese al nodo/nodi di rete cui lo scambio si riferisce (in fase sia di previsione che di consuntivo), la concreta possibilità di **modulare immissioni e prelievi di tutti i clienti nella sua titolarità**, e la conoscenza dei vincoli tecnici sulle unità inclusi i piani di lavoro e le indisponibilità dei gruppi di generazione e di consumo.

3.5.1 Delibera 300/2017

Va nominata per la sua importanza la Delibera 300/2017/R/eel dell'ARERA [8] che ha definito i criteri per consentire alla domanda, alle Unità di Produzione (UP) abilitate, e ai sistemi di accumulo di partecipare al MSD nell'ambito dei **progetti pilota**. Altri punti salienti della stessa sono:

- Aperura della partecipazione al MSD anche tramite risorse aggregate UVA (Unità Virtuali Abilitate);
- Le aggregazioni faranno riferimento a perimetri geografici e a tipologie di risorse;
- Con riferimento alla tipologia di risorsa, sono state definite le seguenti tipologie di UVA:
 - Unità virtuali abilitate di consumo (UVAC) – Unità di consumo;
 - Unità virtuali abilitate di produzione (UVAP) – UP non rilevanti e accumuli;
 - Unità virtuali abilitate miste (UVAM), includono sia UC e UP (non rilevanti);
 - Unità virtuali abilitate nodali (UVAN), includono UP rilevanti oggetto di abilitazione volontaria e/o non rilevanti ed eventualmente UC, sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale.
- Il primo servizio oggetto di sperimentazione è il servizio di RISERVA TERZIARIA. Per questo genere di intervento sono stabiliti i requisiti della UVAC e la remunerazione per l'intervento.

Si può quindi concludere come la domanda flessibile stia muovendo i primi passi su MSD e che la gestione della domanda ha già un ruolo rilevante nel sistema elettrico italiano destinato ad aumentare nel futuro (vedi Interrompibilità e Partecipazione al Capacity Market).

Inoltre le differenti modalità di remunerazione del servizio possono orientare la partecipazione della domanda verso il mercato più profittevole (es. valutazione tra Interrompibilità vs Mercato MSD).

La partecipazione poi tramite aggregatori consente di estendere il coinvolgimento ai settori che altrimenti sarebbero esclusi (consumatori di piccola taglia, consumatori disponibili solo per periodi limitati, ecc.).

3.5.2 Mercato dei Servizi di dispacciamento (MSD)

Vista la centralità di questa area del mercato elettrico italiano nell'ambito della recente figura dell'Aggregatore vengono qui descritti i principali aspetti della stessa [9].

Il MSD è il mercato sul quale TERNA si approvvigiona delle risorse necessarie al servizio di dispacciamento ed apre alle 14.30 per chiudere alle 16.00. Sebbene anche la seduta del MSD si chiuda nel giorno precedente al giorno di consegna, il processo di accettazione delle offerte si svolge in due tempi: immediatamente dopo la chiusura della seduta, cioè a programma, quando le offerte sono accettate per modificare i programmi di immissione e prelievo determinati in esito al MGP (Mercato del Giorno Prima) ed al MA (Mercato di Aggiustamento) in modo da risolvere eventuali congestioni residue non risolte su tali mercati e costituire i margini di riserva necessari alla sicurezza del sistema; durante tutta la durata del giorno di consegna (cioè nel tempo reale), quando le offerte sono accettate per bilanciare il sistema in tempo reale (bilanciamento).

L'intera architettura del mercato è quindi differente da quella del MGP o del MA. La controparte degli operatori è TERNA, che si pone come unico acquirente/venditore rispetto alle offerte presentate dagli operatori.

Possono partecipare al MSD tutti gli utenti di dispacciamento, limitatamente ai punti di offerta in immissione e prelievo abilitati da TERNA, in quanto le unità ad essi sottese sono dotate di idonee caratteristiche tecniche di reattività. Gli utenti di dispacciamento sono tenuti ad offrire sul MSD tutta la potenza disponibile, sia in aumento che in diminuzione. Essi hanno, tuttavia, la facoltà di stabilire il prezzo esatto di vendita e di acquisto: infatti la modalità di remunerazione non è il market clearing price ma il Pay as Bid. Nella risoluzione delle congestioni entro le zone prima indicate si permette una forte discrezionalità a TERNA in quanto decide autonomamente che offerte accettare e deve pagare obbligatoriamente il prezzo offerto.

Si noti che il monitoraggio sul potere di mercato viene effettuato solo per il MGP e il MA, ma non per il MSD. Tutti i prezzi pagati per l'energia da TERNA durante il MSD sono caricati sui costi di trasmissione quindi poi addebitati a tutti i partecipanti al dispacciamento sia in immissione (produttori) che in prelievo (consumatori).

3.5.3 Aggregatori virtuali e Energy Community

Le iniziative attualmente in fase di realizzazione nel nostro Paese sul tema Energy Community sono in numero piuttosto limitato. Ciò deriva in primis dal fatto che all'interno dell'attuale quadro normativo-regolatorio non è prevista in Italia la definizione di Energy Community.

D'altro canto, come abbiamo visto nella sezione della normativa, vi sono due categorie di configurazioni impiantistiche, opportunamente definite e regolate, che sono riconducibili a questa definizione, ossia le cosiddette Reti Interne di Utente e le Cooperative storiche.

In ambito europeo e oltre oceano queste tipologie di architetture e di logiche hanno preso passo. Un esempio noto è Sonnen (sito visitabile in [10]). Questa è un'azienda tedesca nata come produttore di sistemi di accumulo che poi, rilevati determinati trend di mercato in linea con lo sviluppo frenetico di rinnovabili, si è sforzata creando un mercato basato sulle comunità energetiche.

Offrono l'ingresso ad una comunità denominata SonnenCommunity in cui, seguendo quanto specificato nel loro sito web e nelle classiche brochure, chi ne entra a far parte assorbirà energia proveniente da rinnovabile che avrà origine da altre utenze appartenenti alla stessa comunità energetica. Ciò non può avvenire fisicamente dato che i membri all'adesione della comunità non devono sottostare a nessun limite fisico di distanza da altre utenze e non presentano nessuna connessione dedicata con altri membri che renderebbe possibile lo scambio fisico di energia elettrica.

Ciò che viene effettivamente offerto per una tipica utenza domestica dai consumi annuali di 4000 kWh è un contratto di energia elettrica basato su una tariffa flat (come una sorta di abbonamento) mensile del valore di 9.99 € (nel caso italiano) che andrebbe a coprire il restante quantitativo energetico residuo della produzione da un impianto fotovoltaico di 3 kWp. Questo residuo è stato

stimato intorno ai 1500 kWh che dovrebbe essere assorbito da rete tradizionalmente ma che è fornito dalla SonnenCommunity una volta stipulato il contratto. Per il caso italiano l'azienda conta su un partner che bene conosce l'ambiente italiano e rappresenta uno dei più grossi trader energetici del territorio ossia Edison Italia. In Figura 3.4 viene mostrato graficamente quanto detto.

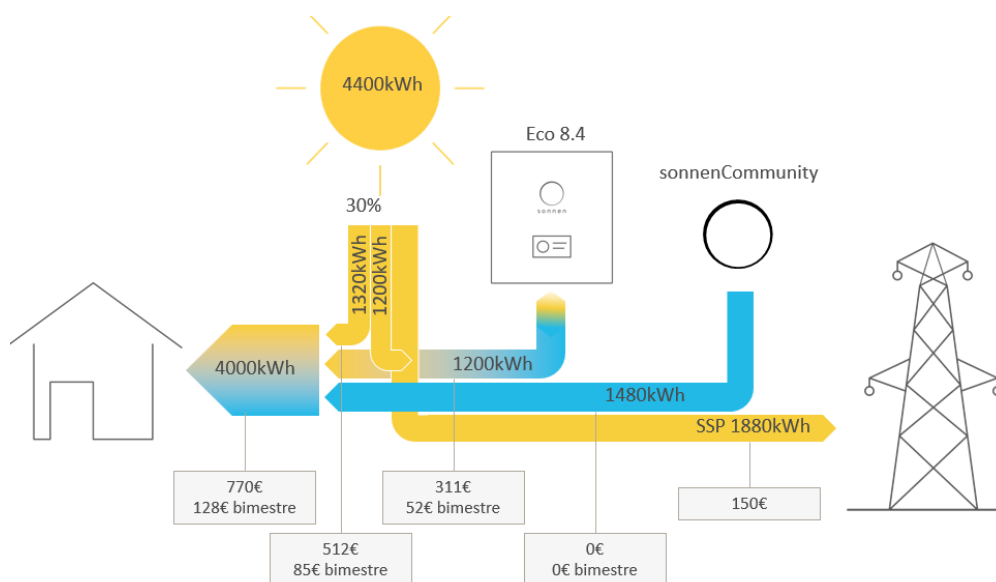


Figura 3.4 - Esempio di flussi energetici di Sonnen

Nel caso del superamento della soglia mensile che potenzialmente può essere data da SonnenCommunity il prezzo del kWh si basa su una tariffa offerta dal trader italiano.

Quelli presentati sono gli aspetti generali della figura che si interpone tra utenza domestica e DSO (il Distributore elettrico) e propone delle offerte di bolletta elettrica alle utenze.

Una figura di questo tipo è stata denominata «Aggregatore Virtuale». La motivazione del primo termine è di facile comprensione dato che questa figura relativamente nuova nel panorama nazionale italiano riunisce delle utenze domestiche in comunità che però, in linea con quanto detto precedentemente, sono virtuali dato che non avviene nessun tipo di scambio energetico tra di esse.

Ciò su cui si basa tutto non ha quindi nulla a che fare con delle vere e proprie energy community che invece tipicamente richiedono delle logiche coordinate e gestioni di aggregato. Il tipico limite in questo caso è la localizzazione delle unità che devono appartenere ad una stessa sottorete o porzione di rete.

Un'altra azienda, ancora di origine tedesca, che ha proposto qualcosa di simile e che sta emergendo in questo ultimo anno in Italia è la SENEK [11]. Anche in questo caso viene proposta l'adesione e l'entrata in una comunità denominata SENEK.Cloud descritta come capace di portare ad un risparmio sui costi di elettricità e di riscaldamento utilizzando un mega accumulatore virtuale per l'immagazzinamento di energia elettrica nelle ore di eccesso di produzione da fotovoltaico. Con questa tecnologia viene evitata l'immissione in rete andando ad accumularla e riutilizzarla nei momenti di necessità.

Nella realtà, come è specificato anche dalla descrizione presa nel loro sito web, il sistema di accumulo è virtuale e di conseguenza il meccanismo di cui si parla è molto simile a quello proposto dalla prima azienda presentata.

La soluzione che invece verrà proposta nel proseguo del testo introducendo lo scenario di un aggregatore diverso da quello già presentato verterà su meccanismi differenti di effettivo energy sharing dato che le utenze apparterranno ad una stessa sottorete. L'Aggregatore, in questi casi, non potrà essere quindi definito come virtuale dato che la compensazione di produzione e consumo, accennata presentando le due aziende, sarà possibile. La configurazione della rete reale del caso studio si dimostra adatta e la figura dell'aggregatore avrà comunque lo stesso ruolo di quello già presentato ossia di creare dei contratti di fornitura di energia elettrica ad hoc per ogni singola utenza appartenente alla comunità (o sottorete).

4. BOLLETTA E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA

In questo capitolo vengono introdotte le componenti della bolletta tradizionale in due tipologie di scenario ossia in quello domestico cioè in cui l'utenza sia destinata ad uso di abitazione (caso della bolletta denominata BD) e in quello definito come «altri usi» quando ad esempio la destinazione dell'utenza è per usi commerciali, servizi o imprese.

Prima di introdurre le generalità della tariffazione elettrica si vuole dare una breve introduzione a ciò che è il mercato introducendo quindi le due tipologie esistenti nel panorama italiano: il mercato libero e il servizio tutelato.

4.1 Mercato libero e Servizio Tutelato

Il mercato energetico italiano prevede al momento la “pacifica” convivenza di due diverse tipologie di mercati: il mercato libero e il servizio di maggior tutela, detto anche servizio tutelato.

Il primo è nato di recente, in seguito alla liberalizzazione del mercato, ed è caratterizzato dalla presenza di tante compagnie energetiche private, ovviamente in forte competizione tra loro, che hanno la facoltà di determinare in autonomia i costi delle tariffe di luce e gas. A tal proposito occorre precisare che, proprio per garantire il controllo e la corretta gestione dei prezzi è stato istituito anche nel libero mercato un sistema di vigilanza e consulenza, gestito direttamente dall'ARERA in collaborazione con l'Antitrust. Anche in questo caso lo scopo è di tutelare i diritti degli utenti e l'adozione di procedure trasparenti e corrette.

Nella seconda tipologia di mercato, ovvero nel servizio di maggior tutela, il prezzo delle materie prime è invece stabilito trimestralmente dall'Autorità dell'Energia (ARERA), in base all'andamento dei prezzi delle materie prime sui mercati.

L'elevato numero di compagnie che popolano il libero mercato ha inevitabilmente innescato l'adozione di politiche commerciali particolarmente competitive, che fanno spesso leva sul prezzo delle tariffe che quindi rappresenta il mezzo più efficace per conquistare la clientela. Infatti le offerte luce e gas del libero mercato sono in genere più vantaggiose rispetto a quelle del servizio tutelato.

Oltre ai prezzi, un altro punto di forza del libero mercato è rappresentato da tutti i servizi extra inclusi nell'attivazione delle tariffe, come ad esempio i servizi per gestire in modo più semplice le utenze oppure l'accesso a particolari sconti e promozioni speciali. Chi decide di aderire al libero mercato deve quindi essere in grado di selezionare l'offerta valutando vari fattori, che vanno ben oltre la semplice valutazione della componente prezzo.

Nel servizio di maggior tutela il prezzo è invece stabilito ogni trimestre dall'ARERA, che definisce anche le condizioni delle offerte. Possono accedere a questo mercato privati e famiglie, ma anche le piccole imprese con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro. In entrambi i casi, il requisito fondamentale sarà quello di non avere un contratto luce o gas attivo con nessun operatore del libero mercato.

La particolare struttura del mercato energetico italiano permette ad alcune compagnie di operare sia nel libero mercato sia nel servizio tutelato, ma solo attraverso marchi diversi. Infatti con la delibera 296/2015/R/COM, l'Autorità per l'Energia ha imposto a tutte le compagnie energetiche integrate in un unico gruppo aziendale il debranding. Quindi i marchi, i canali di comunicazione e la gestione delle pratiche commerciali devono essere nettamente separate.

Quanto viene presentato è in rapida transizione verso ulteriori aggiornamenti e modifiche come anticipato dall'organo regolante del mercato elettrico ossia l'Autorità italiana (ora denominata ARERA) dato che entro il 2019, infatti, dovrebbe essere completamente abolito il servizio di maggior tutela per una completa liberalizzazione del mercato dell'energia.

Nonostante questa ultima affermazione per le valutazioni economiche successive si è fatto riferimento al servizio di maggior tutela (basandosi su quanto è riportato sul sito web del Servizio Elettrico Nazionale nonché Servizio di Maggior Tutela [12]).

4.2 Macro componenti di bolletta

Con lo scopo di rendere più comprensibile la composizione della bolletta elettrica, la si può suddividere in tre macro componenti che contraddistinguono entrambi gli scenari citati nelle righe sopra:

- **Spesa per la materia energia:** sono le diverse attività poste in essere dal fornitore per acquistare e rivendere l'energia elettrica al cliente finale; tra i corrispettivi fatturati al cliente per tali servizi rientrano anche eventuali oneri di perequazione aggiuntivi (PPE). Nella bolletta gli importi da pagare per questi servizi vengono suddivisi in quota fissa e quota energia.

La quota fissa comprende tutti gli importi da pagare in misura fissa indipendentemente dai consumi:

- Commercializzazione vendita: copre i costi fissi di gestione commerciale dei clienti; è denominata PCV ("prezzo commercializzazione vendita") ed è fissata dall'Autorità per l'energia sulla base dei costi sostenuti mediamente da un operatore del mercato libero.
- Componente di Dispacciamento (parte fissa): questa componente si applica sia ai clienti che hanno diritto al Servizio di Maggior Tutela, ovvero i clienti domestici e le PMI anche qualora siano passati al mercato libero. La parte fissa, viene accreditata al cliente indipendentemente dai suoi consumi.

La quota energia comprende i costi di acquisto dell'energia, di dispacciamento e di perequazione sostenuti dal fornitore:

- Energia: copre i costi sostenuti per acquistare l'energia elettrica; la voce viene tecnicamente denominata PE ("prezzo energia") e viene fissata e aggiornata ogni tre mesi dall'Autorità per l'Energia.
- Dispacciamento: copre i costi del servizio di dispacciamento, cioè il servizio che garantisce in ogni istante l'equilibrio tra la domanda e l'offerta di energia elettrica; la voce viene tecnicamente denominata PD ("prezzo dispacciamento") e viene fissata e aggiornata ogni tre mesi dall'Autorità per l'energia;
- Componente di Dispacciamento (parte variabile): Questa parte variabile, applicata sia al domestico che alle PMI viene addebitata al cliente in proporzione al consumo annuo (parte variabile solo per i clienti residenti con potenza fino a 3 kW).
- Componente di Perequazione (PPE): questa componente, garantisce l'equilibrio tra i costi effettivi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela e quanto pagato dai clienti di quel servizio a partire dal 1° gennaio 2008. Non si applica ai clienti con contratti del mercato libero.

- **Servizi di rete** (Spesa per il trasporto e la gestione del contatore e spesa per oneri di sistema):

sono le attività che consentono ai fornitori (sia che operino sul mercato libero sia che forniscano il Servizio di Maggior Tutela) di trasportare l'energia elettrica sulle reti di trasmissione nazionali e di distribuzione locali fino al contatore, per consegnarla ai clienti. Nella bolletta, gli importi pagati per tali attività sono suddivisi in Quota fissa, Quota variabile e Quota potenza e vanno a coprire i costi per i servizi di Trasporto, Distribuzione e Misura, nonché gli Oneri generali.

- Quota fissa: comprende tutti gli importi da pagare in misura fissa, cioè indipendentemente dai consumi, relativamente ai servizi di rete;
- Quota potenza: è l'importo da pagare in proporzione alla potenza impegnata;
- Quota energia: comprende tutti gli importi da pagare in relazione alla quantità di energia elettrica trasportata sulla rete per soddisfare la richiesta di energia del cliente.

La componente di oneri di sistema va sostanzialmente a coprire gli incentivi alle fonti rinnovabili e gli oneri legati allo smantellamento delle centrali nucleari. Anche questi ultimi oggi sono sostanzialmente nella totalità commisurati al consumo di energia.

Nella attuale struttura tariffaria, gli oneri di rete e gli oneri di sistema, oltre ad essere nella quasi totalità in misura variabile, sono anche caratterizzati da una struttura progressiva, sicché all'aumentare dei consumi aumenta il costo unitario degli stessi, anche in misura molto significativa.

4.3 Componenti specifiche degli oneri di sistema

Di seguito sono presentati le componenti relative agli oneri di sistema presenti in una bolletta elettrica nello specifico e che sono stati validi fino al 31 dicembre 2017:

- Componente A3 (fonti rinnovabili e assimilate):
la più consistente fra gli oneri di sistema e finanzia sia l'incentivazione del fotovoltaico sia il sistema del Cip 6, che incentiva le fonti rinnovabili e assimilate (impianti alimentati da combustibili fossili e da combustibili di processo quali scarti di raffineria etc). La componente A3 finanzia inoltre: lo scambio sul posto, il ritiro dedicato dell'energia elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili o non rinnovabili sotto i 10 MVA; il ritiro da parte del GSE dei certificati verdi CV invenduti nell'anno precedente; la tariffa omnicomprensiva per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili (feed in). L'incidenza di questi incentivi sulla spesa delle famiglie aumenta con il crescere dei consumi;
- Componente A4 (regimi tariffari speciali):
nata per coprire le agevolazioni per la fornitura di energia elettrica ad alcune aziende con alti consumi, individuate per legge;
- Componente A5 (ricerca di sistema):
finanzia la ricerca svolta nell'interesse del sistema elettrico nazionale;
- Componente AS (bonus elettrico):
destinata alla copertura del bonus elettrico per i clienti domestici in stato di disagio fisico o economico. È applicata agli utenti domestici e non;

- Componente AE:
destinata a finanziare le agevolazioni alle imprese manifatturiere con elevati consumi di energia elettrica prevista dall'art. 39 del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83.
L'agevolazione corrisponde a una riduzione tra il 15% ed il 60% sulle componenti A degli oneri di sistema (A2, A3, A4, A5 e AS) alle imprese che consumano almeno 2,4 GWh l'anno e hanno un costo dell'energia elettrica utilizzata pari ad almeno il 2% del fatturato. Le agevolazioni vengono applicate solo ai prelievi in Media ed Alta Tensione;
- Componente UC3:
per copertura dei meccanismi di perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi;
- Componente UC4 (imprese elettriche minori):
serve per coprire i maggiori costi di 12 piccole aziende elettriche che operano sulle isole minori;
- Componente UC6:
per copertura dei miglioramenti della continuità del servizio elettrico;
- Componente UC7 (efficienza energetica):
destinata alla copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali;
- Componente MCT (misure di compensazione territoriale):
finanzia le misure di compensazione territoriale a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare e, in futuro, il deposito nazionale delle scorie.

A seguito dell'aggiornamento di normativa eseguito dall'ARERA (nuova denominazione dell'Autorità italiana) sono state attuate dal gennaio 2018 le nuove componenti che hanno validità fino al 31 marzo dello stesso anno in accordo con quanto specificato sopra (validità trimestrale) ed hanno eliminato molte delle componenti sopra citate sostituendole in parte con quelle elencate qui sotto:

- Asos: Oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione;
- Arim: Rimanenti oneri generali;
- UC3: Copertura dei meccanismi di perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi;
- UC6: Remunerazioni dei miglioramenti della continuità del servizio elettrico.

4.4 Altre voci di spesa

Alle voci citate nella Sezione 4.2 e quelle della Sezione 4.3 relative agli oneri generali di sistema sono da aggiungere le imposte che si dividono in:

- Accisa: destinata allo Stato ed applicata ai prelievi di energia attiva, variano a seconda della tipologia di utilizzo dell'utenza e si contraddistinguono da un valore limite di assorbimento in energia elettrica che se superato porta ad un costo variabile aggiuntivo sull'energia eccedente il valore.

Viene introdotta la Tabella 4.1 riassuntiva dei vari casi di accisa perché sarà necessaria anche nella valutazione economica dell'intervento di riserva in potenza dei sistemi di accumulo. Il vantaggio (di un passaggio da 4.5 kW ai 3 kW non sarà solamente quello relativo alla quota potenza):

Tabella 4.1 - Accise per le diverse forniture

TIPO DI FORNITURA		Accisa [€/kWh]	
USI DOMESTICI (abitazioni)	Abitazione di residenza anagrafica fino 3 kW	Primi 150 kWh /mese	Esente (2)
		Oltre 150 kWh/mese	0.022700
	Abitazione di res. anagrafica oltre 3 kW (1)		0.022700
	Altre abitazioni (2° case) (1)		0.02270
Illuminazione pubblica ed altri usi (3)	Fino 200.000 kWh/mese		0.01250
	Oltre 200.000 kWh/mese		0.00750

- (1) Per le utenze con potenza impegnata fino a 3 kW e residenza anagrafica, è prevista una esenzione applicata solo se i consumi mensili non superano i limiti prefissati (vedi nota 2).
 - (2) In caso di forniture con potenza impegnata fino a 1,5 kW, se si consumano più di 150 kWh/mese, i 150 kWh esenti vengono gradualmente ridotti.
In caso di forniture con potenza impegnata oltre 1,5 kW e fino a 3 kW, se si consumano più di 220 kWh/mese, i 150 kWh esenti vengono gradualmente ridotti.
 - (3) È prevista l'esclusione e l'esenzione da accisa per alcuni impieghi dell'energia elettrica quali, ad esempio: energia impiegata per la realizzazione di prodotti sul cui costo finale, calcolato in media per unità, il costo per l'energia incida per oltre il 50%. utilizzata per produrre elettricità e per mantenere la capacità di produrre elettricità (analoga esenzione si applica anche alle addizionali).
- Imposta sul valore aggiunto (IVA): applicata al totale corrispettivo per la fornitura (corrispettivo di potenza, corrispettivo punto di prelievo, corrispettivo di energia, comprese l'accisa). È pari al 22% nel caso delle PMI ed è invece minore pari al 10% per il caso domestico.

4.5 Fasce orarie

È importante definire le fasce orarie che sono utilizzate sia nel caso dell'acquisto di energia elettrica nel caso di prelievo da rete che nel caso di vendita al GSE. Viene in aiuto la Delibera AEEG 181/06 dell'Autorità ora denominata diversamente con il nome di ARERA. In Tabella 4.2 è mostrata la composizione delle fasce.

Tabella 4.2 - Composizione delle fasce orarie

Ore	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Lun	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3	F3
Mar	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3	F3
Mer	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3	F3
Gio	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3	F3
Ven	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3	F3
Sab	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F3	F3
Dom	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3

4.6 Vendita dell'energia elettrica

Vengono di seguito elencate le modalità di vendita di energia elettrica da parte dell'utente che dispone di impianto fotovoltaico e che non destini tutta l'energia prodotta all'immediato autoconsumo.

4.6.1 Ritiro dedicato

Il Ritiro Dedicato è una modalità semplificata a disposizione dei produttori per la commercializzazione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete, attiva dal 1 gennaio 2008.

Consiste nella cessione al GSE (Gestore del Sistema Elettrico) dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che vi possono accedere, su richiesta del produttore e in alternativa al libero mercato, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato.

Il GSE corrisponde infatti al produttore un determinato prezzo per ogni kWh immesso in rete.

I ricavi derivanti dalla vendita al GSE dell'energia elettrica si sommano quindi a quelli conseguiti dagli eventuali meccanismi di incentivazione a eccezione del caso in cui si applichino prezzi fissi onnicomprensivi, inclusivi dell'incentivo, per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete.

Il prezzo riconosciuto ai produttori dipende dalla tipologia di impianto e da eventuali ulteriori incentivi riconosciuti sullo stesso.

Se l'impianto è:

- a fonte rinnovabile, non incentivato, di potenza fino a 1 MW;
- fotovoltaico, incentivato, di potenza fino a 100 kW;
- idroelettrico, incentivato, di potenza efficiente fino a 500 kW.

il produttore può richiedere l'applicazione dei Prezzi Minimi Garantiti (PMG) che, stabiliti annualmente dall'ARERA, si differenziano per fonte e per scaglione di energia.

In tutti gli altri casi, ovvero se l'impianto è:

- a fonte rinnovabile, incentivato, di potenza fino a 1 MW (esclusi i casi di cui sopra);
- a fonte rinnovabile, incentivato e non, di potenza superiore a 1 MW.

il prezzo riconosciuto è il Prezzo Zonale Orario (PO), ovvero il prezzo che si forma sul mercato elettrico che varia in base all'ora nella quale l'energia viene immessa in rete e alla zona di mercato in cui si trova l'impianto.

Per gli impianti per i quali si applicano i PMG è previsto il riconoscimento di un conguaglio annuale, se positivo, con l'applicazione dei PO; in questo modo i produttori vengono comunque remunerati con il prezzo più vantaggioso.

Il proprietario di un impianto fotovoltaico stipula quindi un contratto con il GSE per la vendita dell'energia elettrica in eccesso che quindi non è utilizzata per caricare la propria batteria se presente e che eccede i valori di consumo elettrico.

I PMG sono reperibili al [13] per i diversi casi: per il caso del fotovoltaico il PMG relativo al 2017 era pari a 39.4 €/MWh e con un coefficiente denominato FOI (Tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat nell'anno 2017 rispetto all'anno 2016) pari all'1.1% può essere calcolato il nuovo PMG₂₀₁₈ con la seguente formula:

$$PMG_{2018} = PMG_{2017} * (1 + FOI_{2017})$$

ottenendo un valore che poco si discosta dal precedente ossia 39.794 €/MWh. Questo valore non è la quota fissa di remunerazione infatti nel contratto questo rappresenta il valore minimo che viene assicurato dal GSE.

I prezzi infatti sono dipendenti dalla zona italiana del luogo di produzione: in base infatti alla quantità di energia prodotta in una determinata zona il prezzo di vendita è variabile. Tipicamente maggiore è la produzione (sia dal punto di vista temporale sia zonale) più il prezzo si abbassa.

Ecco che vengono definiti i Prezzi Zonali reperibili dal sito dell'Autorità. Questi sono variabili minuto per minuto in funzione della produzione fotovoltaica.

Per semplicità nelle simulazioni verranno valutati i valori medi mensili della zona a cui il complesso del caso studio appartiene ossia la zona NORD che sono stati ottenuti basandosi sui valori medi mensili dell'anno 2017 eseguendo una media pesata in funzione della produzione media mensile ricavata dal programma PVGIS noto per queste applicazioni. È stata fatta questa scelta per dare una validità ai valori ottenuti maggiore e non forzatamente dipendente dal mese scelto.

In Figura sono visualizzabili i prezzi medi zonali per l'anno 2017.

Tabella 4.3 - Prezzi medi zonali per fasce

Fascia		F1										
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	85,88	59,06	43,88	42,61	45,31	40,07	58,80	62,57	53,32	61,05	78,07	82,03
Centro Sud	66,64	55,59	42,99	42,11	45,15	39,76	49,19	59,56	49,29	48,54	68,16	77,71
Nord	95,43	62,74	44,68	42,26	45,16	39,24	58,48	62,77	53,65	61,20	81,51	83,05
Sardegna	65,92	56,08	42,74	41,93	45,08	39,72	49,00	59,64	46,96	46,67	65,85	79,99
Sicilia	65,12	51,91	41,69	50,93	48,85	38,40	57,68	63,40	44,14	73,92	57,73	65,53
Sud	63,83	51,50	39,75	42,16	44,96	38,32	47,34	49,20	45,25	48,92	60,58	63,25

Fascia		F2										
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	70,08	54,73	42,11	42,70	43,39	37,97	45,84	51,88	44,59	51,19	62,71	63,67
Centro Sud	60,93	54,32	41,20	42,45	43,44	36,34	45,41	50,69	44,72	41,72	60,55	61,86
Nord	73,99	54,27	43,88	42,56	43,06	32,98	46,55	53,17	46,22	52,69	65,99	64,11
Sardegna	57,93	51,07	37,15	40,39	40,70	37,26	44,69	49,37	42,71	38,46	57,30	58,21
Sicilia	61,60	57,22	47,43	51,32	61,07	39,07	63,24	63,49	51,32	71,99	62,32	65,40
Sud	57,85	50,16	40,89	41,77	41,68	36,59	44,93	48,41	44,10	41,99	57,78	59,27

Fascia		F3										
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	59,02	47,38	39,67	35,00	32,01	33,31	38,25	41,21	39,78	44,98	51,22	53,14
Centro Sud	52,17	47,54	39,80	35,06	31,83	32,94	38,17	40,85	40,05	42,02	49,84	52,60
Nord	62,07	47,67	39,95	35,05	32,70	26,06	38,62	41,84	40,37	45,25	53,29	53,96
Sardegna	51,23	47,80	40,91	32,83	27,37	33,14	37,20	39,97	38,67	36,50	48,39	51,92
Sicilia	50,55	44,79	43,03	46,69	36,47	34,26	49,19	42,35	39,97	60,14	48,36	55,50
Sud	50,17	47,28	39,95	34,48	31,53	33,32	38,24	40,38	38,76	38,00	48,81	52,69

4.6.2 Scambio Sul Posto

Il servizio di Scambio sul Posto (SSP) è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione.

Nello Scambio sul Posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica.

È caratterizzato dal cosiddetto «corrispettivo di scambio sul posto» che non vuole essere valutato in questo ambito. In linea generale l'utente vedeva valorizzare l'energia immessa in rete e poi riassorbita in istanti successivi della giornata (tipicamente immissione nelle fasce pomeridiane e riassorbimento in quelle serali). Il calcolo del corrispettivo infatti si basa su dati annuali di prelievo da rete ed immissione valutando il minimo tra questi valori in linea con quanto anticipato sopra:

Dalla deliberazione 570/2012/R/efr [14] nel caso in cui l'utente dello scambio sia connesso alle reti di bassa o media tensione il corrispettivo di scambio sul posto con remunerazione annuale è calcolato secondo la seguente espressione:

$$CS = \min(O_E; C_{Ei}) + CU_{sf} * E_S$$

dove:

- O_E è la parte energia convenzionale, espressa in €, dell'onere sostenuto dall'utente dello scambio per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata, pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica prelevata e il prezzo unico nazionale (PUN);

- C_{Ei} è il controvalore dell'energia elettrica immessa in rete, espresso in €, determinato sulla base dei prezzi zonali orari che si formano sul mercato del giorno prima (MGP) ovvero sulla base dei prezzi unici nazionali orari nel caso di impianti connessi a reti non interconnesse;
- CU_{Sf} è il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale, espresso in c€/kWh, pari alla somma tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo alle reti ($CU_{Sf,reti}$) e il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo agli oneri generali di sistema ($CU_{Sf,ogs}$) nel caso degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW:

$$CU_{Sf} = CU_{Sf,reti} + CU_{Sf,ogs}$$

- $CU_{Sf,m}$ è il corrispettivo unitario di scambio forfetario mensile, espresso in c€/kWh, pari alla somma tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario mensile relativo alle reti ($CU_{Sf,m,reti}$) e il corrispettivo unitario di scambio forfetario mensile relativo agli oneri generali di sistema ($CU_{Sf,m,ogs}$):

$$CU_{Sf,m} = CU_{Sf,m,reti} + CU_{Sf,m,ogs}$$

- $CU_{Sf,reti}$ è la media aritmetica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, dei termini $CU_{Sf,m,reti}$ definiti su base mensile e relativi al medesimo anno solare;
- $CU_{Sf,m,reti}$ è pari alla somma algebrica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, delle parti unitarie variabili, espresse in c€/kWh, delle tariffe di trasmissione, di distribuzione, dei corrispettivi di dispacciamento nonché delle componenti UC3 e UC6 vigenti nel mese m-esimo;
- $CU_{Sf,ogs}$ è la media aritmetica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, dei termini $CU_{Sf,m,ogs}$ definiti su base mensile e relativi al medesimo anno solare;
- $CU_{Sf,m,ogs}$ è pari alla somma algebrica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, delle parti unitarie variabili, espresse in c€/kWh, delle componenti tariffarie A e UC, ad eccezione delle componenti UC3 e UC6 vigenti nel mese m-esimo. Il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo agli oneri generali di sistema non include la componente MCT perché essa è applicata ai consumi di energia elettrica, anziché ai prelievi, e pertanto non può essere restituita;
- E_S è la quantità dell'energia elettrica scambiata, espressa in kWh, e pari al minimo, su base annuale solare, tra la quantità di energia elettrica immessa e la quantità di energia elettrica prelevata;

La scelta di non utilizzare questo incentivo è stata fatta principalmente per il fatto che si basa su un calcolo di valori energetici annuali che vista l'analisi mensile che sarà fatta si sarebbe rilevato come un calcolo di poca validità reale.

4.7 Tariffazioni per reti particolari

Nel caso di RIU si propone che:

- le componenti tariffarie relative ai servizi di trasmissione e distribuzione, ivi incluse le componenti A, UC e MCT, espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, siano applicate al punto di prelievo dalla rete pubblica, in relazione al livello di tensione del predetto punto;

- le componenti tariffarie relative ai servizi di trasmissione e distribuzione, ivi incluse le componenti A e UC, espresse in centesimi di euro/kW impegnato per anno, siano applicate alla potenza impegnata con riferimento al punto di prelievo dalla rete pubblica, come definita dal Testo Integrato Trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica (TIT), in relazione al livello di tensione del predetto punto;
- le componenti tariffarie relative ai servizi di trasmissione e distribuzione, ivi incluse le componenti A, UC e MCT, espresse in centesimi di euro/kWh siano applicate all'energia elettrica prelevata tramite il punto di connessione con la rete pubblica, in relazione al livello di tensione del predetto punto.

4.8 La Riforma Tariffaria

La riforma [15] riguarda direttamente due delle quattro voci di costo della bolletta:

- Servizi di rete (tariffe di trasporto, distribuzione e misura dell'energia elettrica);
- Oneri generali di sistema, che comprendono tutti i costi relativi ad attività di interesse generale per il sistema elettrico.

Non sono invece oggetto della riforma, i servizi di vendita (prezzo dell'energia elettrica consegnata al cliente finale) e le imposte sulla bolletta.

La riforma delle tariffe elettriche applicate alle utenze domestiche fu già illustrata dall'ARERA con la Segnalazione al Governo e Parlamento 292/2015/I/eel con le quali intendeva procedere con l'attuazione di questa riforma tariffaria, evidenziando gli effetti che questa avrebbe portato per circa 29 milioni di utenze domestiche.

Coerentemente con tale percorso di gradualità, dall'1 gennaio 2017 è, quindi, entrata a regime la nuova struttura delle tariffe di rete (trasmissione, distribuzione e misura), caratterizzata dal completo superamento della progressività e dalla completa aderenza delle tariffe ai costi dei relativi servizi.

Con la delibera [16] ARERA comunica che verrà differita al 2019 l'ultima fase della riforma tariffaria relativa alle componenti degli oneri generali di sistema per i clienti domestici, inizialmente prevista per il 1° gennaio 2018. Questo per evitare ulteriori esborsi, soprattutto per i clienti con bassi consumi, dato il cumularsi alla stessa data del 1° gennaio 2018 anche degli effetti della revisione delle agevolazioni per le imprese energivore.

La situazione è perciò la seguente: le componenti legate alle tariffe di rete sono già non progressive (dal 1° gennaio 2017), mentre gli oneri generali conserveranno la struttura attuale fino al 2019, quando andrà a regime la riforma.

Per gli oneri generali si mantiene quindi la differenziazione tra clienti residenti e non residenti, l'applicazione di una quota fissa per i non residenti e i due scaglioni di progressività per i residenti (fino a 1800 kWh/anno e oltre 1800 pari a 150 kWh/mese).

Riguardo invece alle utenze NON domestiche non si è ancora presa una decisione. È evidente che la maggiore complessità del tema e l'impatto che la tariffa elettrica ha su diversi settori industriali e produttivi, rendano la definizione degli oneri un tema particolarmente sensibile.

4.8.1 Variazioni previste

Si prevede un rilevante aumento dei corrispettivi in quota «non variabile» e la riduzione della progressività delle tariffe si tramuterà in un andamento più lineare dei costi della bolletta elettrica (vedi [17]).

Il passaggio alla “non progressività” della tariffa elettrica per le utenze domestiche si può considerare epocale, con il costo marginale del kWh che si riduce all’aumentare dei consumi.

Emerge uno scenario positivo, se associato ad un incremento dell’utilizzo del vettore elettrico a scapito di altri vettori energetici (gas, altri combustibili, ...), ma anche “pericoloso”, se letto alla luce degli obiettivi di efficientamento energetico. Proprio in questo caso infatti le eccedenze in consumo elettrico, possibili conseguenze di perdite e sprechi non sono penalizzate prevedendo un andamento lineare della tariffazione del kWh.

Al termine dell’applicazione completa della Riforma ogni utente quindi pagherà in modo più equo per i servizi che utilizza, pagando l’esatto corrispettivo per il servizio utilizzato, congruente con i costi.

A regime (2019) (come viene riportato in [18]) in media il 75% della spesa totale sarà ancora relativa alle quote variabili (cioè collegata direttamente al kWh di energia prelevata) e il restante 25% sarà relativa alle quote fisse (per punto e per kW di potenza impegnata).

Diventerà quindi ancor più rilevante rispetto alla situazione attuale la potenza contrattuale visto che viene inclusa nei costi fissi che, come anticipato, costituiranno un peso maggiore nella bolletta elettrica. A regime verranno rese necessarie ulteriori potenze contrattuali che differiranno di quantitativi inferiori di quelli attuali:

«Dal 1° gennaio 2019 i clienti potranno invece selezionare il valore della potenza più adatta alle proprie esigenze, perché è divenuto possibile scegliere tra un numero molto più ampio di livelli di potenza, con passaggi di 0,5 kW per le fasce più popolate dell’utenza domestica, rispetto al passato. Il cliente può quindi scegliere: da 0,5 kW fino a 6 kW di potenza impegnata a «scatti» di 0,5 e a scatti di 1 kW da 6 a 10 kW. per valori superiori si scatta di 5 kW in 5 kW».

Le ragioni principali per apportare queste variazioni contrattuali possono essere due:

1. Per migliorare il proprio comfort e/o la propria efficienza energetica, installando nuovi apparecchi elettrici o riducendo il numero di occasioni in cui «scatta» il contatore;
2. Per risparmiare in bolletta, a fronte del fatto che non si utilizza a pieno la potenza che è stata contrattualmente impegnata.

Esempi:

- Potrebbero trarre vantaggio da una riduzione di potenza tutti coloro che abitano in una casa piccola e/o con un numero limitato di elettrodomestici e per i quali, quindi, 3 kW potrebbero essere anche troppi (anche ad esempio le seconde case di vacanza); in questi casi 2 o 2,5 kW potrebbero essere sufficienti e consentirebbero un risparmio annuo anche superiore a quello che oggi si può ottenere per effetto delle tariffe biorarie.
- Potrebbero invece trarre vantaggio da un aumento di potenza più modulabile coloro che vogliono installare apparecchi elettrici ad alta efficienza in sostituzione di altri apparecchi alimentati a gas, come ad esempio i fornelli. Si pensi ai casi di appartamenti nei quali acqua calda e riscaldamento sono già forniti dal condominio e quindi il gas viene utilizzato solo per la cottura; la sostituzione dei fornelli con modelli elettrici a induzione consentirebbe di ridurre i costi ed aumentare efficienza e sicurezza.

Le analisi saranno fatte per la situazione attuale con le tariffazioni reperibili nel portale web del Servizio Elettrico Nazionale (Maggior Tutela) andando a sottolineare come determinate riduzioni in potenza contrattuale vadano ad incidere in bolletta ma andando comunque a ricordare come queste potranno essere accentuate con la riforma a regime nel 2019.

5. METODI DI GESTIONE DI SISTEMI DI ACCUMULO

5.1 La logica REGALGRID

Il sistema REGALGRID rientra in queste logiche di rete intelligente e soprattutto in quelle intelligenti di gestione di parti di rete (in questo caso a livello della distribuzione elettrica) aggiungendo particolari focus che ora verranno presentati.

Quello che viene proposto dalla start-up Regalgrid Europe Srl è una condivisione energetica all'interno di una porzione della rete o meglio all'interno di una comunità energetica come quella dell'ambiente test che verrà presentato nel prossimo capitolo (Capitolo 6).

Prendendo spunto da quanto citato nel sito aziendale:

«Tutto ciò avviene grazie ad un dispositivo detto SNOUCU (Smart NOde Control Unit) che permette alle batterie, inverters e smart meters disponibili sul mercato di comunicare tra di loro, rendendo ogni sistema un nodo attivo di una energy community».

Qui in basso è possibile identificare le parti fondamentali costituenti l'impianto di un'utenza attiva che quindi dispone di un impianto fotovoltaico (in verde), consumi elettrici (in rosso) ma anche un sistema di accumulo (in blu). Dalla descrizione appena fatta manca il dispositivo caratterizzante l'azienda e punto fondamentale per la logica di cui REGALGRID si fa promotore: è esattamente lo SNOUCU (in viola).

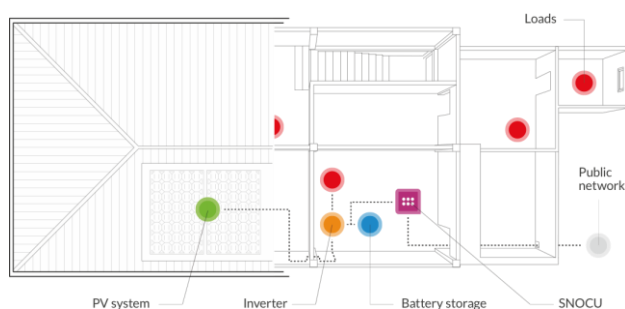


Figura 5.1 - Collocazione del dispositivo in ambito domestico

Ma come avviene questa gestione e quali sono gli elementi fondamentali su cui si basa questa logica?

Essenziale affinché questa logica possa essere messa in atto è la composizione della sotto rete o meglio, delle tipologie dei singoli utenti (anche se al momento per motivi legislativi non sarebbe la corretta denominazione) rappresentanti dei singoli punti di consumo e/o produzione. Per avere infatti questo genere di gestione, l'accumulo è l'elemento cardine perché come ben sappiamo un time shifting, e quindi una vera gestione energetica con i suoi flussi, non sarebbe possibile unicamente con della produzione fotovoltaica e dei consumi dato che la compensazione in questo caso deve essere istantanea (a proposito di quanto appena detto, è ciò che accade nello scenario che verrà presentato introducendo la figura di aggregatore «gestore economico» dell'intera sottorete).

Maggiore è la percentuale nel totale di utenti che dispongono di storage migliore potrà essere la gestione energetica rendendo il sistema più flessibile da questo punto di vista.

5.1.1 Gli elementi fondamentali

Oltre ai sistemi di accumulo, che evidentemente non possono essere assenti dato che è su di essi che avviene il comando, gli altri elementi che devono essere presenti sono:

- **Nodi di consumo** (o Utenze): chiaramente per disporre di assorbimenti energetici e portare quindi a dei prelievi da rete, da storage o autoconsumo da produzione fotovoltaica;
- **Produzione da fonte rinnovabile** (nel nostro caso da impianti fotovoltaici ma niente preclude la presenza di impianti eolici): per garantire, in parte una soddisfazione dei consumi, ma soprattutto, in determinati momenti della giornata, un'energia utile alla carica delle batterie presenti e quindi disporre di energia da gestire secondo una determinata logica.

In assenza di produzione, disponendo solamente di nodi puri consumatori con dello storage, si aprirebbe un possibile scenario, che all'estero ha trovato applicazione, della fornitura/concessione di un serbatoio energetico come quello della batteria con relativa remunerazione.

Dal punto di vista dell'utente, inoltre, si potrebbe attuare un meccanismo di time shifting dei prelievi energetici. Potrebbe, ad esempio, acquistare energia da rete con il solo scopo di caricare la propria batteria spostando temporalmente il prelievo e quindi soddisfacendo il proprio fabbisogno futuro (ad esempio quello serale) tramite la propria batteria. Come è ben noto, questa tipologia di gestione ha senso e sarebbe valutata esclusivamente per motivi economici. Oltre a questi ultimi si potrebbe prevedere l'attuazione del medesimo meccanismo per evitare parte degli assorbimenti nei momenti di picco e prevedere quindi una remunerazione maggiore agli utenti che sono disponibili a far parte di questo meccanismo di time-shifting. Nel seguito, a termine dell'analisi di funzionamento e simulazione, verranno valutati alcuni scenari possibili per dare ragione a questo genere di logiche.

- **Smart meters**: si differenziano dai classici meters di proprietà dell'ente distributore perché possono raccogliere i dati per la reportistica da remoto. La connessione con la rete può avvenire tramite connessione via cavo (come la Power Line Communication) o via wireless.

Nella specifica configurazione di H-FARM sono posizionati sul lato dei consumi AC e sulla produzione fotovoltaica ma non a monte del singolo nodo per avere una visione dello scambio con rete che invece è calcolata come residuo dei flussi energetici conoscendo il flusso di batteria grazie al suo sistema di monitoraggio interno.

- **Convertitore di batteria**: da esso, oltre al suo ruolo insito di carica/scarica della batteria, provengono i dati utili di flusso di batteria che, come avviene per gli smart meters, sono inviati allo SNOUCU tramite porte seriali e convertitori Seriale/USB essendo quest'ultimo dotato di porte di questo genere.
- **SNOUCU**: è il cuore fisico del sistema e della logica. Dotato di porte USB ed Ethernet, svolge la funzione madre ossia quella di inviare i dati ricevuti dai meters e dal convertitore di batteria in rete verso il Cloud.
Nel caso specifico di H-FARM l'invio in rete avviene in due modalità: per alcuni nodi è presente una connessione via cavo al server mentre in altri tramite una rete Wi-Fi. Prevede la possibilità di utilizzare anche la rete satellitare essendo dotato di porta Sim.
Con esso è possibile inoltre far operare l'impianto di una singola utenza in locale escludendo l'utenza, ad esempio, dalla partecipazione alla logica di condivisione energetica.
- **Cloud**: in esso sono presenti gli algoritmi della logica RG che si basano sulla minimizzazione dello scambio con rete in tempo reale elaborando come output i comandi di

carica/scarica batteria da inviare ai rispettivi inverter al fine di raggiungere quell'obiettivo. Il flusso dati non è unidirezionale (dallo SNOCU verso il Cloud) ma in entrambi i sensi perché i valori che vengono ottenuti sono rappresentanti di veri e propri comandi di carica/scarica per i rispettivi convertitori di batteria.

Nella Figura 5.2 si può notare il caso di due utenze domestiche attive dotate di pannelli fotovoltaici e di sistema di accumulo, del dispositivo SNOCU caratterizzante la logica REGALGRID e comunicante con il Cloud. Il flusso di dati avviene in entrambi i sensi (ricezione e invio).

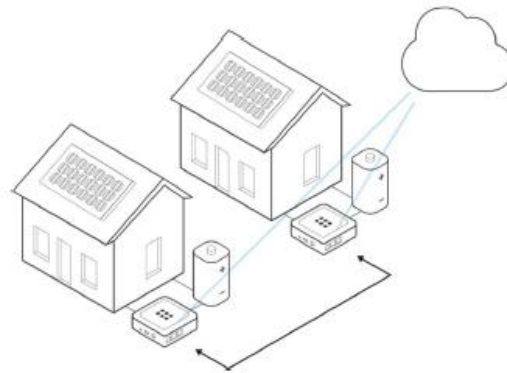


Figura 5.2 - Caso di due utenze domestiche con SNOCU

5.1.2 Loop di comando

Tramite l'elenco numerato seguente sono presentati i loop implementati nella logica REGALGRID che saranno anche presenti all'interno del simulatore adottato per l'analisi attuata con i dati reali di consumo e produzione della rete di H-FARM.

I passaggi che vengono ripetuti per ogni dato registrato (costituendo quindi dei veri e propri loop) sono i seguenti:

1. Misurazione dei dati provenienti dagli smart meters certificati con campionamento ad alta frequenza e dal convertitore dello storage in grado di dare come output anche i valori aggiuntivi della batteria come i valori di tensione, corrente, SOC;
2. Invio dei dati allo SNOCU tramite cavo Ethernet e successivo re-invio verso la rete (Cloud) tramite cavo o rete Wi-Fi;
3. Elaborazione dei dati secondo l'algoritmo ricevendo come input il valore di consumo, produzione da rinnovabile, stato attuale di carica e scambio energetico di quest'ultima. A termine di questa fase sono ottenuti i potenziali comandi da inviare e far recepire al convertitore di batteria;
4. Invio tramite rete, registrando quindi un flusso di senso opposto, allo SNOCU;
5. Invio del comando al convertitore di batteria che lo attua settando una carica o scarica della batteria a cui è connesso con le limitazioni intrinseche del sistema di accumulo dettate dal BMS (Battery Management System).
6. Re-inizio del loop di comando con le nuove misurazioni dagli smart meters.

Una possibile criticità di questo genere di approccio potrebbe essere rappresentata dal ritardo di implementazione al convertitore di batteria dei set-point che vengono effettivamente calcolati in un momento precedente (che differisce per il tempo necessario all'invio, elaborazione e ricezione degli output al convertitore).

5.1.3 Spiegazione della logica REGALGRID

In questa sezione sono presentati i cardini su cui è basata la logica di ottimizzazione tramite impostazione di set point ai diversi sistemi di accumulo presenti in una energy community.

La logica si basa su un'ottimizzazione istantanea cercando, nei limiti della disponibilità dei sistemi di accumulo e delle caratteristiche di produzione e consumo globali, di evitare delle immissioni e dei prelievi da rete esterna di tutto il Cluster ossia il complesso dei nodi che formano l'intera sottorete dotata di un unico punto di interconnessione con la rete esterna (unico POD).

La funzione obiettivo presente nel calcolatore del Cloud remoto è esattamente la ricerca di una coordinazione tra i vari sistemi di accumulo al fine di minimizzare a livello di valore assoluto (sia in immissione che in assorbimento) la potenza istantanea registrata su un punto ben definito della rete. La logica reale implementata nel caso studio è di tipo «live», cioè esattamente ad ogni valore misurato dai meters e ricevuto dal Cloud si ha l'elaborazione e l'invio dei dati nel flusso inverso.

Nel caso studio preso in esame (descritto nel capitolo successivo) si noterà come questo punto è identificato come l'unico vero POD presente nella sottorete presa in esame che quindi figura come un'unica utenza.

Una delle prime impressioni che può portare un'impostazione di questa funzione obiettivo richiede un'ottima coordinazione e le medesime velocità di ricezione dei comandi e loro successiva attuazione da parte dei convertitori di batteria.

Tra le funzioni disponibili non va dimenticata la possibilità di inibire una carica di batteria quando ad esempio è richiesta potenza a livello di aggregato per inseguire l'ottimo (scambio con rete nullo dell'aggregato) e l'utenza in esame abbia un surplus di generazione da fotovoltaico rispetto al consumo. Nel caso classico di massimizzazione dell'autosufficienza in locale ciò non sarebbe ovviamente avvenuto dato che l'utenza avrebbe, nella stessa condizione, convogliato l'energia in eccesso in batteria rendendola disponibile per momenti successivi.

Proprio quest'ultima tipologia di funzionamento che può essere definita come locale è quella che è stata modellizzata tramite piattaforma MATLAB per la definizione di molteplici valori a livello individuale di utenza e di aggregato anche per un successivo confronto con la logica REGALGRID.

Le differenze principali tra le due modalità di funzionamento che emergeranno saranno rappresentate ad esempio da delle situazioni in cui il sistema di accumulo non sempre sarà il ricevente del surplus energetico di un'utenza: sarà infatti possibile che a seguito di un eccesso di produzione energetica rispetto a un consumo segua un'immissione in rete anche se la batteria era nelle condizioni di poter accettare una tale energia (ad esempio possedeva uno SOC interno all'intervallo di funzionamento permesso e i valori erano al di sotto delle limitazioni di potenza in carica/scarica). La motivazione di un'immissione di questo genere sarà giustificata dal fatto che un altro nodo appartenente alla stessa sottorete si troverà in condizioni di dover prelevare da rete; grazie quindi a quella mancata carica della batteria del primo si eviterà un prelievo dalla rete esterna del complesso.

Come conseguenza può accadere che il primo utente si troverà in condizioni di necessitare un prelievo da rete quando prima, nel funzionamento standart, non ne avrebbe avuto bisogno. In questo caso, se il bilancio complessivo è di eccesso di produzione o comunque di carica di batterie sul consumo potrà usufruirne prelevando quindi dalla sottorete. Viceversa se obbligato a prelevare da rete per la non esistenza di energia disponibile vedrà in un certo senso peggiorare la propria autosufficienza rispetto al caso locale (in cui l'autosufficienza è massima).

A seguito di quanto detto, le valutazioni della logica RG, confrontata con quella locale, non saranno fatte per ogni singola utenza (anche se per completezza saranno elencati anche valori individuali come

le singole autosufficienze) ma a livello di complessivo (o aggregato) dato che la logica è proprio caratterizzata da una visione di complesso senza lo scopo iniziale di miglioramento delle utenze singole.

Una volta registrati i benefici conseguibili dalla logica a livello globale, sarà essenziale pensare a dei meccanismi di riconoscimento degli scambi energetici effettuati introducendo poi delle inevitabili valutazioni economiche come l'introduzione di una criptovaluta per gestire economicamente i flussi energetici all'interno di una comunità energetica. Uno scenario con questo genere di tecnologia in cui la tariffazione si basa su quella attuale, in cui ogni singolo utente è sottoposto al pagamento in base allo scambio effettivo con la rete registrato dal contatore fiscale a monte del proprio impianto, non è prevedibile e errata dato che parte di ciò che assorbirebbe non proverrebbe dalla rete esterna ma da altre utenze in situazione di surplus energetico.

Tutto ciò è stato detto volendo sottolineare la necessità di un'evoluzione del meccanismo di conteggio e successiva tariffazione nel caso in cui un determinato meccanismo di gestione (nello specifico di sistemi di accumulo) è attuato all'interno di una comunità energetica.

Grazie al dispositivo SNOCU possono essere attuate ulteriori gestioni come quelle che verranno presentate successivamente e che saranno anche elemento di analisi nella fase delle simulazioni. La funzione strettamente connessa al Cloud di ottimizzazione della rete complessiva quindi non è l'unica attuabile infatti è concesso implementare delle logiche in locale ad esempio per un maggior sfruttamento del proprio sistema di accumulo o per un suo miglior utilizzo focalizzando l'attenzione sul degrado dello stesso. Un esempio potrebbe essere ad esempio l'equalizzazione della carica della batteria tramite delle cariche complete a intervalli temporali definiti per una migliore valutazione del SOC che non sempre rappresenta un valore di facile reperimento.

5.2 Logica «locale»

Questa logica non presenta nulla di innovativo ma vuole essere spiegata nelle sue caratteristiche generali perché sarà utilizzata nei casi seguenti:

- Per la valutazione di valori identificativi delle diverse unità di produzione/consumo come l'autosufficienza e l'autoconsumo. Queste valutazioni saranno presentate ad inizio Capitolo 0;
- per la ricostruzione delle ipotetiche bollette nello scenario in cui le utenze non facciano parte di una sottorete come nel caso reale (caso di utenze domestiche e utenze destinate ad altri usi);
- per il confronto con le logiche introdotte nella prossima sottosezione del capitolo ossia dell'utilizzo delle batterie esclusivamente come peak shaving caratterizzato dall'abilitazione alla scarica nei momenti in cui la potenza registrata al punto di scambio con rete supera determinati valori (ad esempio la potenza contrattuale o impegnata) e secondo una logica ibrida.

La logica individuale di gestione dei sistemi di accumulo mira a massimizzare i valori di autosufficienza della singola utenza. Procedendo per situazione rilevata (utilizzando la stessa logica che sarà implementata su piattaforma MATLAB) vengono seguiti i seguenti step:

- a) Se i consumi eccedono la produzione allora tutta la quota di energia prodotta è destinata all'autoconsumo. In questo caso se c'è la disponibilità della batteria (ossia il SOC è maggiore del limite minimo del BMS) verrà assorbita la quota parte restante dallo storage. Se nemmeno quest'ultima è sufficiente avverrà il prelievo da rete per la quota parte restante.

- b) Se la produzione fotovoltaica eccede il consumo, il residuo energetico è convogliato in batteria per l'eventuale carica. Nel caso in cui il SOC di batteria sia al limite massimo impostato allora questa verrà inviata in rete, viceversa sarà accettata e caricherà la batteria.
- c) Nel caso di pareggio tra produzione fotovoltaica e consumo si avrà un autoconsumo unitario e non ci sarà energia residua da convogliare in batteria.

Un diagramma logico esplicativo di quanto detto sopra è raffigurato in Figura 5.3.

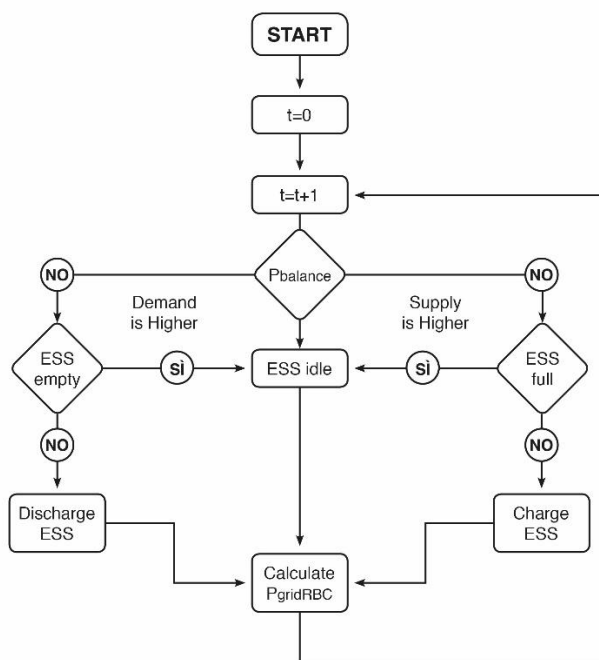


Figura 5.3 - Diagramma logico del funzionamento in locale

In generale quindi l'utente prediligerà la propria batteria per sopperire ai propri sbilanciamenti tra produzione da rinnovabile e consumi elettrici. Se non ne sarà capace, per svariati motivi, allora la rete sarà il secondo «pozzo» da cui pescare: immissione se la produzione eccede il consumo, viceversa ci sarà un prelievo da rete. Si può, in questo caso, rilevare una priorità del sistema di accumulo nel momento in cui si presenta uno squilibrio tra produzione fotovoltaica e consumo; nel caso di non disponibilità «verrà in aiuto» la rete.

Le limitazioni dei flussi energetici derivanti dalla batteria possono essere le seguenti:

- SOC limite previsto dal BMS raggiunto e conseguente non accettazione di un'eventuale carica (nel caso di SOC massimo) o scarica (nel caso di SOC minimo);
- Limite in potenza accettabile dalla batteria in carica o in scarica (vengono spesso congiunti nel datasheet del dispositivo).

Nell'esattezza due sono le tipologie di limitazione in potenza: oltre a quella del BMS di batteria può essere attuata un'ulteriore limitazione dal convertitore di batteria come ad esempio quella che assicura dei limiti di SOC di batteria (che sono comunque rilevati da questo dispositivo) più restrittivi di quelli già considerati dal BMS; la stessa cosa può avvenire in termini di potenza istantanea.

Quando sarà introdotta l'implementazione MATLAB verranno specificati volta per volta i valori impostati che terranno conto di quanto detto in questa precisa sezione.

5.3 Utilizzo come riserva in potenza

L'applicazione di questa logica di controllo di sistemi di accumulo sarà mostrata al termine del lavoro di tesi, precisamente nella Sezione 7.7 a seguito delle simulazioni effettuate con logica REGALGRID (che a sua volta è successiva alla simulazione in logica individuale).

L'utilizzo di questa tipologia di controllo si basa principalmente nell'utilizzo delle batterie, se queste dispongono di una capacità residua, nei casi in cui l'assorbimento da rete della singola utenza eccede un determinato valore preimpostato.

Applicazioni di questo genere prendono anche il nome di peak shaving ossia appiattimento/taglio dei picchi che in questo caso sono rappresentati da picchi di prelievo da rete.

Il valore impostato, visto anche le considerazioni fatte nei capitoli precedenti riguardo la composizione della bolletta elettrica e la sua imminente modifica andando a traslare parte della quota variabile di energia sulla quota variabile in funzione della potenza impiegata, potrebbe essere individuato come quel valore di potenza contrattuale ricordando che gli scaglioni nel caso di ambito domestico sono: 1.5 kW, 3 kW, 4.5 kW, 6 kW, 10 kW.

Delle valutazioni sulla convenienza di questa metodologia di controllo saranno fatte al termine delle simulazioni ma si può già immaginare che limitare l'utilizzo di questi sistemi solamente ad alcuni momenti tipicamente ristretti e brevi potrebbe causare un non sfruttamento adeguato della tecnologia di storage e di conseguenza di veder venir meno il supporto energetico che le caratterizza.

Andando a effettuare un numero minore di cicli di scarica spesso si vedrà banalmente ridurre il proprio valore di autosufficienza con un aumento dell'energia prelevata da rete e inevitabilmente anche un aumento dell'energia immessa dato che le cariche di batteria avvengono nella stessa modalità dello scenario locale. In questo caso però la batteria sarà mediamente più carica e in alcune situazioni vedrà rifiutare l'energia in ingresso avendo raggiunto la massima carica ed essendo sfruttata meno in scarica.

Una possibile limitazione a questa metodologia è la non disponibilità di energia da batteria che rende impraticabile l'azione di peak shaving dello stesso sistema di accumulo. Come verrà esplicitato meglio a seguito delle simulazioni e sulla base dei risultati ottenuti, per aggirare questo problema vengono sicuramente in aiuto i meccanismi di previsionalità. Prevedendo infatti quale sarà il consumo con i relativi picchi in una determinata fascia, come ad esempio può accadere in uno scenario in cui l'utente sia in grado di eseguire una programmabilità dei carichi serali o che segua le stesse abitudini a meno di qualche eccezione, si riserva la quantità di energia in batteria nelle fasce orarie precedenti per assicurare la sua azione di livellamento dell'assorbimento da rete. In questa maniera l'azione voluta sarà raggiunta e anche l'utilizzo della batteria sarà in un certo senso ottimizzato andando a raggiungere un'autosufficienza maggiore (maggior sfruttamento della batteria rispetto al caso di utilizzo unico come buffer di tensione) e rimanendo ai limiti minimi di potenza contrattuale. Certamente queste metodologie andranno studiate caso per caso andando a valutare i delta energetici tra produzione e consumo giornalieri e altri fattori.

Si vuole riportare un caso pratico reperibile dal portale "Segugio.it" [19], noto portale di comparazione di prezzi di vario genere come quelli di luce, gas, telefonie e altro. È confrontato il caso di un utente con consumo annuo di 4000 kWh, di cui 2500 kWh derivanti da fonte rinnovabile (parte in autoconsumo diretto di energia da fotovoltaico e parte derivante dal proprio sistema di accumulo caricato con la stessa tipologia di energia) e 1500 kWh da rete che costituiscono quindi il valore per cui si determina la bolletta.

		ENEL ENERGIA E-LIGHT
Costo annuo	€ 296,73 RISPARI 30,80 €/ANNO	Bolletta Bimestrale - Elettronica Pagamento RID/SEPA Tipologia tariffa Bioraria Tariffazione Prezzo Bloccato (12 mesi) Costo medio in bolletta 0,198 €/kWh (Cosa include?) Costo materia prima F1: 0,095; F2/F3: 0,038 €/kWh
		ENEL ENERGIA E-LIGHT
Costo annuo	€ 514,17 RISPARI 30,80 €/ANNO	Bolletta Bimestrale - Elettronica Pagamento RID/SEPA Tipologia tariffa Bioraria Tariffazione Prezzo Bloccato (12 mesi) Costo medio in bolletta 0,343 €/kWh (Cosa include?) Costo materia prima F1: 0,095; F2/F3: 0,038 €/kWh

Figura 5.4 - Confronto bolletta annuale per 3 kW e 4.5 kW

La Figura 5.4 rappresenta una tariffazione reperibile nel mercato libero nel caso di Cambio Fornitore (nel dettaglio il passaggio alla tariffa E-LIGHT).

In questo caso si può notare come il delta di prezzo annuale a due valori di potenza contrattuale superiori di qualche decina di euro i duecento. Si vuole sottolineare come la forchetta di prezzo sia in valore assoluto all'incirca la stessa per tutte le aziende presenti in questo mercato.

Viene inoltre presentata la stessa casistica (consumo annuo di 1500 kWh e tariffazione bioraria a prezzo bloccato) riportando ciò che viene ottenuto tramite il servizio «Trova Offerte» dell'Autorità italiana:

- Per fornitura di 3 kW: 331.58 € annuali (in linea con il primo valore relativo al mercato libero dato che tipicamente i prezzi del servizio di maggior tutela sono maggiori degli altri);
- Per fornitura di 4.5 kW: 404.17 € annuali.

Si può quindi notare anche in questo caso come la differenza non sia trascurabile. È risultata inferiore per il fatto che nel portale utilizzato («Trova Offerte» di ARERA) sono riportati i costi a regime, una volta che il contratto è già stato stipulato. In questo modo la differenza di tariffazione è dovuta esclusivamente agli aspetti di componenti di tariffazione come la differenza nella quota potenza e le imposte (accisa) avente meccanismi differenti in funzione della potenza impiegata.

Quanto appena detto non fa comunque perdere di significatività ai valori reperiti sul portale comune di confronto prezzi dato che sono incluse delle tariffazioni aggiuntive che un cambio di gestore, voltura o transizioni di questo tipo richiedono.

È facendo leva su questi fattori che viene qui proposto il metodo basato sul livellamento dei picchi in assorbimento.

5.4 Altre logiche di controllo

5.4.1 Utilizzo per livellamento di produzione fotovoltaica

Un ulteriore metodo di gestione dei sistemi di accumulo è quello mostrato qui di seguito e proposto in [20] in cui la forte produzione fotovoltaica che può verificarsi durante le ore di massima produzione

porti a dei livelli di tensione in determinati punti dell'impianto utente o a livello di rete di bassa tensione (anche se la validità di ciò è anche riscontrabile nei casi di altri livelli di tensione come Mt e bt dove la taglia degli impianti fotovoltaici è nettamente di più elevate dimensioni) è pareggiata ed equilibrata da una carica di batteria. In questo caso per evitare che essa raggiunga prematuramente il livello di carica massima a conseguenza di un deficit positivo tra produzione e consumo la carica viene disabilitata nei momenti precedenti al verificarsi della massima produzione per mantenere una riserva interna libera capace di accogliere energia da fotovoltaico andando ad evitare criticità a livello di tensione sulla rete.

In Figura 5.5 è mostrato il tipico funzionamento che è stato introdotto nelle righe sopra dove le aree in giallo rappresentano rispettivamente l'energia che in un funzionamento standard è utilizzata per la carica della batteria e l'effettiva energia utilizzata secondo questa logica. Ciò che avviene è quindi una traslazione della carica del sistema di accumulo.

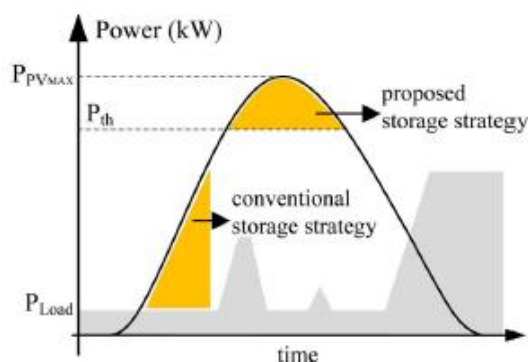


Figura 5.5 - Logica di livellamento produzione da PV

L'analisi è stata fatta su una rete di bassa tensione residenziale belga in cui sono stati analizzati dati di produzione e di consumo di un arco temporale annuale. Lo scopo dello studio era anche quello di definire la miglior taglia di storage per massimizzare il beneficio ottenibile; ciò però esula dal nostro obiettivo e perciò non si entrerà nel dettaglio del metodo utilizzato e delle condizioni al contorno: si è scelto solamente di introdurre questa tecnica come ulteriore possibile non essendo impattante dal punto di vista di perdite in autosufficienza.

La valutazione quindi che può esserne fatta è quella che l'applicazione di una logica di questo genere non dovrebbe andare a peggiorare l'autosufficienza di un'ipotetica utenza se l'energia immaginata nelle fasce orarie di picchi di produzione è in grado di caricare la batteria assicurando lo stesso quantitativo energetico che sarebbe immagazzinato nel caso in cui il sistema di accumulo si comporti in maniera standard ossia che venga caricato al verificarsi di ogni surplus energetico positivo.

Rispetto al metodo precedente dovrebbe quindi garantire un miglior sfruttamento delle batterie considerando l'autosufficienza ottenibile in questa configurazione che potrebbe essere quindi invariata ma ovviamente l'inseguimento di una potenza assorbita che stia al di sotto di determinati limiti è un fattore non preso in considerazione nella pubblicazione.

A livello generale un'utilizzazione dei sistemi di accumulo di questo genere non esclude e non è in contrapposizione con la logica di riserva in potenza.

Nel dettaglio questa metodologia non è stata implementata a causa della mancanza di dati necessari alla valutazione di grandezze diverse a quelle di potenza ed energetiche come i valori precisi di tensione e corrente.

Le quantità di logiche reperibili in bibliografia sono in numero considerevole. Partendo dagli aspetti economici si possono trovare applicazioni come l'intervento delle batterie per servizi alla rete (fuori dal panorama italiano dove questo è già previsto) o per beneficio al singolo utente come nel metodo

descritto in [21] e quello introdotto nella simulazione con l'utilizzo in interventi in potenza delle batterie. Dei modelli di gestione simili a quest'ultimo sono stati proposti di recente in [22] e [23].

6. CASO STUDIO: LA RETE DI H-FARM

La sottorete presa in esame è ubicata nella frazione di Ca' Tron di Treviso (TV) in una zona di campagna. Proprio in questo luogo ha sede la tenuta di H-FARM dove sono presenti diversi uffici in cui varie start-up (soprattutto dell'ambito del marketing e assicurativo) svolgono il proprio lavoro. Oltre a queste piccole strutture sono presenti anche degli edifici di grandezza diversa come un luogo destinato alla mensa, sale conferenze, una sala server e quattro casoni più grandi destinati ugualmente ad uso di ufficio (come le piccole strutture già citate). Nella Figura 6.1 è rappresentata una vista dall'alto del complesso di H-FARM dove sono distinguibili le strutture più grandi (le quattro centrali) separate da un'ulteriore struttura dove ha luogo la mensa e quelle più piccole concentrate nella parte sinistra dell'immagine.

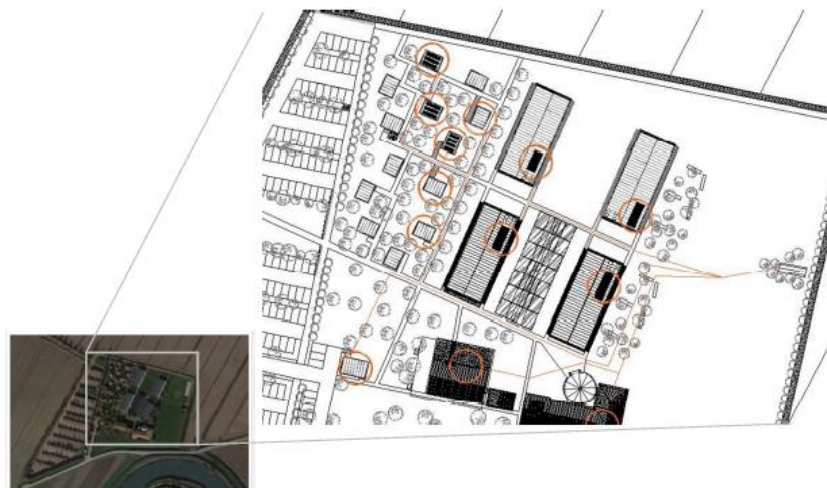


Figura 6.1 - Struttura di H-FARM

La sottorete non vede la presenza di contatori fiscali (installati dall'azienda distributrice) a monte dei singoli punti di consumo e produzione. L'unico contatore di questo genere è posto invece a monte della sottorete con ubicazione nel mezzo tra quest'ultima e una cabina Mt/bt di 400 kVA dedicata. La bolletta quindi che il proprietario della struttura complessiva dovrà sostenere è unica disponendo di un unico POD (Point Of Delivery) o punto di connessione con la rete di distribuzione.

I nodi che costituiscono la sottorete sono in totale tredici: in realtà gli edifici effettivi sono di numero maggiore ma in quelli esclusi non è stato installato nessun dispositivo di misurazione (contatori o meters) e quindi non è stata potuta fare un'analisi con essi.

Con il continuare del testo le possibili utenze o punti di consumo/produzione saranno identificate con il termine di NODI come avviene nella piattaforma di supervisione di REGALGRID.

In Figura 6.2 è rappresentato lo schema unifilare della sottorete in esame con la medesima orientazione della Figura 6.1 in cui si può notare, cerchiato in viola, l'unico POD presente e costituente l'unico punto di connessione con la rete di distribuzione da cui si dirama poi la rete radiale di H-FARM. I pallini in arancione costituiscono i nodi di produzione/ consumo che sono in totale tredici.

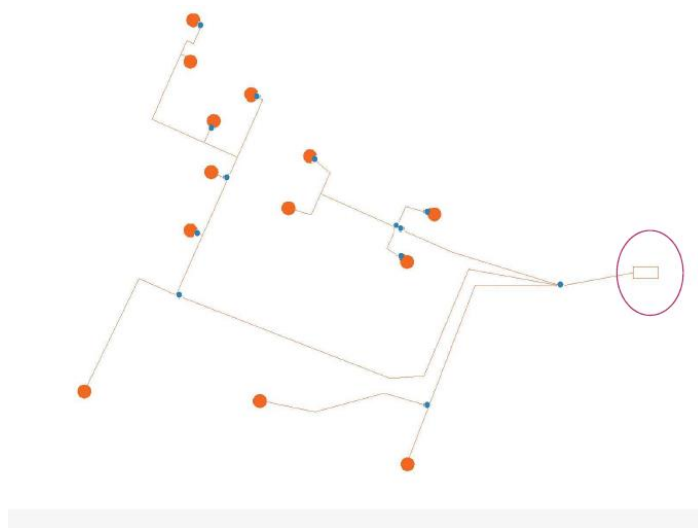


Figura 6.2 - Schema unifilare di H-FARM

6.1 Tipologia di nodi

Come si può notare nella Tabella 6.1 sottostante che descrive la tipologia e l'impiantistica installata nei vari nodi sono presenti diversi impianti fotovoltaici di taglia 3 kWp e anche di sistemi di storage che assicureranno, come lo si noterà durante la fase di analisi dei risultati, una maggiore autosufficienza delle singole unità. Solo due strutture non dispongono dello storage e una di queste nemmeno un impianto fotovoltaico potendo così classificare il nodo come assoluto consumatore; tutti gli altri invece possono essere identificati con il termine di «prosumer».

Tabella 6.1 - Composizione dei nodi nella porzione di rete destinata ad H-FARM

Tipologia di nodi	Quantità di nodi	Taglia del fotovoltaico	Capacità delle batterie
Cons+storage+PV	7	3 kWp	3.3 kWh
Cons+storage+PV	3	3 kWp	6.5 kWh
Cons+PV	1	3 kWp	6.5 kWh
Cons+storage	1	/	3.3 kWh
consumatore	1	/	/

Le taglie dei sistemi di accumulo (storage), a differenza di quella degli impianti fotovoltaici, non è unica infatti in alcuni dei nodi, nello specifico in quattro di questi, sono utilizzati dei sistemi di capacità all'incirca doppia rispetto agli altri casi. Le batterie qui installate sono le LGChem6.5 che da

scheda tecnica dispongono di una capacità di 126 Ah e una capacità in energia di 6.5 kWh nominali mentre negli altri casi sono dello stesso costruttore e sono le LGChem3.3 di capacità nominale di 63 Ah e 3.3 kWh.

Come si può notare la tipologia di utenze è sufficientemente differenziata dal punto di vista della composizione impiantistica e ciò era stato pensato volutamente dall'azienda REGALGRID con il permesso di H-FARM per poter simulare casi diversi ed anche possibilmente più attinenti ad una realtà in cui ci si aspettano, in uno scenario futuro prossimo, numerose utenze che disporranno di sistemi di accumulo associati ad un impianto fotovoltaico e ancora delle utenze più all'antica o stabili nella loro composizione di assoluto consumer (caso dell'ultimo nodo della Tabella 6.1). Anche la presenza di un nodo consumatore che dispone solamente di un sistema di accumulo senza l'impianto fotovoltaico si potrebbe definire come anomalo basandoci sul panorama italiano (impensabile è infatti caricare la propria batteria assorbendo da rete), ciò invece non può essere detto in un panorama nazionale diverso dal nostro come quello tedesco o quello inglese dove configurazioni di funzionamento come la carica di batteria in fasce orarie off-loads (di basso carico e quindi di energia prelevata poco cara) e l'utilizzo dell'energia immagazzinata durante le fasce on-load (di picco) permettano di evitare l'assorbimento in queste ultime fasce andando quindi a registrare un risparmio. Certamente questi meccanismi vanno studiati caso per caso dato che molti sono i fattori da prendere in considerazione come ad esempio le perdite di conversione del convertitore di batteria e lo stesso rendimento di quest'ultima che potrebbe abbattere la convenienza di questa logica di funzionamento.

6.2 Componenti del singolo nodo

Viene presentato in questa sottosezione lo schema unifilare del singolo nodo e la descrizione della componentistica del singolo impianto che, a meno di mancanza di storage o fotovoltaico, è la medesima: il caso presentato qui rappresenta quello più completo cioè di un'utenza in configurazione di prosumer dotato quindi di sorgenti di consumo, impianto fotovoltaico e sistema di accumulo.

In Figura 6.3 è visualizzabile la configurazione che è stata adottata in quasi la totalità dei nodi produttori/consumatori dove si può notare la disposizione dei meters e la loro connessione dati tramite porta seriale (convertitore seriale/USB) allo SNOUCU che come anticipato, sarà in comunicazione con il Cloud.

Nella parte a sinistra dell'immagine invece è presente la connessione con la rete che, nel nostro caso, non avverrà tramite il contatore di proprietà del distributore ma con un collegamento diretto alla sottorete. Ciò avviene infatti perché si è all'interno di un unico POD ed è quindi presente un unico punto di connessione con la rete esterna dove è proprio posto questo elemento esterno.

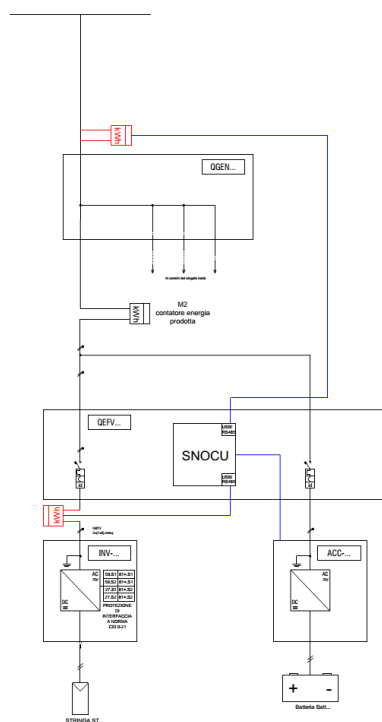


Figura 6.3 - Schema unifilare di un singolo nodo

Nella parte superiore dello schema sono presenti i carichi dell'impianto che dispongono di un meter dedicato. Nella sezione successiva del capitolo verrà identificata la collocazione dei meters utili all'analisi che rappresenta lo scopo di questo lavoro.

In basso a destra è presente, con la sua tipica rappresentazione grafica, il convertitore di batteria in grado di funzionare sia da inverter che da raddrizzatore in funzione del processo che si sta attuando (carica o scarica del sistema di accumulo) e a valle ovviamente l'appena nominato sistema di accumulo.

Nella sezione opposta, in basso a sinistra si trova l'inverter fotovoltaico destinato a lavorare solamente in un senso di conversione cioè DC/AC con i pannelli fotovoltaici a valle in grado di produrre energia elettrica in forma continua (DC).

Il particolare dispositivo che si nota al centro dello schema unifilare è l'elemento in cui confluiscono i dati rilevati dai meters posti in questo schema unifilare (che verranno localizzati nella Sezione successiva) e che, comunicando via rete ad un Cloud virtuale, li rende disponibili tramite portale, per le dovute analisi.

Quest'ultimo prende il nome di SNoCU (Smart Node Control Unit) che non ha assolutamente solo la già citata funzione di rendere disponibili a portale remoto i dati rilevati dai meters: esso costituisce l'interfaccia tra l'impianto e l'esterno (o Cloud). Esso, secondo la logica REGALGRID, sarà capace di comandare il convertitore di batteria imponendo un set point ad esso e costringendolo quindi ad eseguire una carica o una scarica della batteria in funzione della sua disponibilità energetica e delle limitazioni del relativo BMS (Battery Management System).

Ritornando allo schema raffigurato in alto, si vuole infine evidenziare, esattamente nella parte superiore, il punto di connessione con la sottorete di H-FARM e non la rete di distribuzione da cui invece si è separati dal contatore fiscale. Nel reale schema di impianto questo meter non è presente ma il valore relativo a questa grandezza è calcolato per sottrazione.

6.3 Individuazione dei meters

Fondamentale è l'individuazione nello schema unifilare dei contatori installati utili alle valutazioni che saranno fatte nel proseguo del lavoro di tesi e in secondo luogo all'esecuzione della logica REGALGRID.

La localizzazione dei meters era già stata effettuata prima dell'inizio della mia collaborazione con l'azienda REGALGRID e di conseguenza si è proseguito nell'analisi con la configurazione già scelta.

Prendendo sempre come riferimento la Figura 6.3, i meters utilizzati, i cui dati sono poi inviati via cavo ethernet allo SNOCU per i vari utilizzi, sono posti nei seguenti punti dell'impianto:

- **A monte** delle linee da cui si diramano le varie prese elettriche, più precisamente sono misurati i **consumi elettrici** alle forze «motrici» cioè rappresentanti i carichi connessi alle prese AC delle varie utenze. Alcuni fattori/carichi non sono presi in considerazione infatti la completezza dei carichi non è rappresentata da questi valori dato che non tutte le sorgenti di consumo sono riconducibili agli elementi connessi alle prese elettriche. A questo proposito infatti nel proseguo della trattazione in cui verranno date delle specifiche di consumo di queste particolari stazioni di lavoro saranno delle volte poco rappresentativi di un'abitazione reale per valori che si discostano troppo in termini di quantitativo energetico giornaliero medio o per andamenti orari anomali.
- **A monte dell'inverter fotovoltaico** andando quindi a misurare i valori istantanei di **produzione fotovoltaica** tramite un meter specifico. Chiaramente, a differenza dei precedenti valori di carico, questi possono essere ben paragonati a quelli di un'abitazione tradizionale dato che non sono affetti da possibili alterazioni di misura o fattori che possono introdurre delle differenze tra questa tipologia di nodi e abitazioni comuni. Come noto, l'inverter solare già dispone di un meter interno (come sarà per il caso del convertitore di batteria) ma è stata fatta questa scelta in linea con una ridondanza generale e poter usufruire di dati certificati da un meter di una certa categoria e più precisi con, in caso di necessità, una frequenza di campionamento maggiore.
- **A monte del sistema di accumulo** tramite il meter interno presente nel convertitore di batteria di tipo MultiPlus, andando quindi a rilevare l'**energia** caricata o scaricata da **batteria**. Oltre a ciò sarà anche inviato, con una frequenza di campionamento inferiore, il valore di SOC (State Of Charge) di batteria per una sua visualizzazione e valutazione da parte del sistema all'interno della logica di comando.

Nel caso invece di prima analisi in cui saranno evidenziati i parametri energetici generali per ogni singolo impianto ipotizzando un funzionamento in un determinato scenario sia il flusso energetico di batteria che il SOC saranno modellizzati e non ci sarà quindi la necessità di utilizzare i valori di questo meter interno.

Quelli presentati sono la totalità dei meters presenti in ogni singolo impianto (per un nodo completo di PV e storage). Sicuramente un'altra configurazione poteva essere scelta dato che in questo caso non è presente nessun meter a monte del singolo impianto (cosa che succede normalmente con il contatore fiscale). Questa scelta è probabilmente stata fatta basandosi sulla logica di RG già formata ed evidenziando che si sarebbe necessitato di determinati input come la produzione fotovoltaica, i consumi e il flusso di batteria (che nel caso della logica è comandato). Si è ricaduti in questa configurazione già adatta all'attuazione della logica RG senza dover quindi attuare delle modifiche post creazione a quest'ultima.

Come verrà detto in seguito, per la prima parte di lavoro in cui si presenterà lo scenario in cui ogni singola utenza sarà gestita con logica individuale (quindi in configurazione di massimizzazione di autosufficienza) i valori presi in esame saranno quelli relativi ai primi due meters cioè i valori di consumo e di produzione fotovoltaica (il resto sarà simulato tramite il modello sviluppato su piattaforma MATLAB). Nel caso invece del confronto con la logica REGALGRID questi sono ottenuti tramite un simulatore reso disponibile dall'azienda inserendo come input i medesimi valori

utilizzati nel primo caso e andando a ottenere i valori restanti che saranno restituiti come output (Flusso di batteria, SOC di batteria); lo scambio con rete, vista l'assenza di un contatore fisico, sarà calcolato come il residuo che ne deriva dal bilancio al nodo.

6.4 Specifiche tecniche delle componenti di impianto

6.4.1 Sistema di accumulo

Il sistema di accumulo costituito da batterie a ioni di litio e adottato nelle varie configurazioni di impianto è prodotto dalla nota azienda sudcoreana LG. Come già anticipato sono utilizzate due tipologie di batteria che differiscono per le dimensioni. Nelle figure successive (rispettivamente Tabella 6.2 e Tabella 6.3) sono rappresentati degli screenshots dei dati più importanti estrapolati dalle relative schede tecniche.

Tabella 6.2 - Scheda tecnica di LG Chem Resu3.3

Electrical Characteristics	
Total Energy Capacity	3.3 kWh
Usable Energy Capacity	2.9kWh
Battery Capacity	63 Ah
Voltage Range	42.0~58.8V _{DC}
Nominal Voltage	51.8V _{DC}
Max. Charge/Discharge Current	71.4A
Max. Charge/Discharge Power ¹⁾	3.0kW
Peak Power ²⁾	3.3kW for 3 sec.
Peak Current	78.6 A for 3 sec.
Battery Pack Round-Trip Efficiency	>95% (under specific condition)

Tabella 6.3 - Scheda tecnica di LG Chem Resu6.5

Electrical Characteristics	
Total Energy Capacity	6.5 kWh
Usable Energy Capacity	5.9kWh
Battery Capacity	126 Ah
Voltage Range	42.0~58.8V _{DC}
Nominal Voltage	51.8V _{DC}
Max. Charge/Discharge Current	100A
Max. Charge/Discharge Power ¹⁾	4.2kW
Peak Power ²⁾	4.6kW for 3 sec.
Peak Current	109.5 A for 3 sec.
Battery Pack Round-Trip Efficiency	>95% (under specific condition)

Alcuni di questi valori sono stati adottati nelle diverse simulazioni. In maniera specifica sono stati implementati i valori di energia immagazzinabile utilizzabile (2.9 kWh nel caso della LG Chem Resu3.3) e la massima potenza in carica/scarica consigliata dal costruttore in appendice che è pari a 1.1 kW (di molto inferiore ai 3 kW della scheda tecnica).

In secondo luogo il rendimento è stato considerato pari al 95% (il valore minimo rispetto a quanto specificato nella scheda tecnica) assumendo che le condizioni di funzionamento rispettino le condizioni specifiche per cui è assicurato quel preciso rendimento.

La parte restante dei valori presenti, come si vedrà in seguito, non è stata implementata/trattata a causa della disponibilità dei dati reali più portata verso valori energetici che di altro genere (corrente, tensione, temperatura).

6.4.2 Inverter fotovoltaico

Il modello installato è dell'azienda tedesca produttrice di inverter fotovoltaici Growatt di cui si può vedere la scheda tecnica nella figura sottostante (Tabella 6.4). Tra i quattro modelli rappresentati quello utilizzato è l'ultimo dell'elenco cioè quello con potenza dell'impianto fotovoltaico massima di 3400 W denominato Growatt 3000-S.

Tabella 6.4 - Scheda tecnica di inverter fotovoltaici Growatt

Datasheet	Growatt 1000-S	Growatt 1500-S	Growatt 2000-S	Growatt 3000-S
Parametri d'ingresso (DC)				
Potenza FV massima raccomandata	1300W	1900W	2300W	3400W
Massima tensione DC	450V	450V	450V	550V
Tensione di attivazione (V start)	80V	80V	80V	80V
Intervallo di tensione FV	70V-450V	70V-450V	70V-450V	70V-550V
Intervallo di tensione MPPT/ tensione nominale	70V-450V/180V	70V-450V/250V	70V-450V/360V	70V-550V/360V
Intervallo di tensione DC a pieno carico	110V-400V	175V-400V	200V-400V	250V-500V
Corrente massima in ingresso	10A	10A	11A	13A
Corrente massima per stringa	10A	10A	11A	13A
Numero di inseguitori MPP indipendenti / stringhe per inseguitori MPP	1/1	1/1	1/1	1/1
Parametri d'uscita (AC)				
Potenza di uscita AC nominale	1000W	1600W	2000W	3000W
Massima Potenza apparente AC	1000W	1650W	2000W	3000W
Massima corrente in uscita	4.7A	7.8A	9.5A	14.3A
Intervallo di tensione nominale AC	220,230,240V; 180Vac-280Vac	220,230,240V; 180Vac-280Vac	220,230,240V; 180Vac-280Vac	220,230,240V; 180Vac-280Vac
Intervallo di frequenza di rete AC	50,60 Hz;±5 Hz	50,60 Hz;±5 Hz	50,60 Hz;±5 Hz	50,60 Hz;±5 Hz
Fattore di Potenza (cos φ)	1	1	1	1
Distorsione armonica totale THDI	<3%	<3%	<3%	<3%
Connessione AC	Monofase	Monofase	Monofase	Monofase
Efficienza di conversione				
Efficienza massima	97.4%	97.4%	97.4%	97.6%
Euro Efficienza	96.5%	97%	97%	97.3%
Efficienza MPPT	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%

A differenza del caso dei sistemi di accumulo, qui non sono stati utilizzati alcuni dati presenti nelle specifiche dato che, come già detto, l'analisi è focalizzata su grandezze di potenza ed energetiche: essendo posto un meter per la valutazione della produzione fotovoltaica a monte di questo convertitore non è stato necessario introdurre nessun tipo di rendimento o valutazione di ulteriori condizioni di funzionamento dato che saranno già valutate nel valore misurato.

6.4.3 Convertitore di batteria

L'elemento installato è un convertitore in grado di operare in entrambi i sensi (AC/DC e DC/AC) essendo predisposto a delle scariche e cariche del sistema di accumulo installato a valle di questo.

Il modello utilizzato è prodotto dall'azienda olandese Victron Energy ed è il Multiplus 24/3000/70 inverter/caricatore a 24V di uscita DC e potenza apparente nominale pari a 3000 kVA (il più a destra nella Tabella 6.5).

Tabella 6.5 - Scheda tecnica del convertitore MultiPlus

MultiPlus	12 Volt 24 Volt	12/2000/80 24/2000/50	12/3000/120 24/3000/70
PowerControl			SI
PowerAssist			SI
Transfer switch (A)			50
Funzionamento in parallelo e trifase			SI
INVERTER			
Range di tensione in entrata (V DC)		9,5 – 17V	19 – 33V
Uscita		Tensione in uscita: 120 VAC ± 2%	Frequenza: 60 Hz ± 0,1% (1)
Potenza cont. in uscita a 25°C / 77°F (VA) (3)		2000	3000
Potenza cont. in uscita a 25°C / 77°F (W)		1600	2400
Potenza cont. in uscita a 40°C / 104°F (W)		1450	2200
Potenza cont. in uscita a 65°C / 150°F (W)		1100	1700
Potenza di picco (W)		4000	6000
Efficienza massima (%)		92 / 94	93 / 94
Potenza a carico zero (W)		9 / 11	20 / 20
Potenza a carico zero in modalità AES (W)		7 / 8	15 / 15
Potenza a carico zero in modalità Ricerca (W)		3 / 4	8 / 10

In ambito di simulazione (anche se tutto ciò sarà specificato opportunamente nella parte di introduzione alla fase di calcolo) si è tenuto relativamente conto del valore di potenza di picco che essendo comunque limitato dai parametri di batteria non è mai raggiunto mentre il rendimento massimo specificato, pari al 93/94 % è stato considerato costante pari al 92% (cautelativo) in alcuni casi e variabile in funzione della potenza relativa a cui questo dispositivo ha lavorato rispettando i valori massimi della scheda tecnica.

I meters installati nei punti già descritti, sono certificati MID, e consentono delle misurazioni ad elevata frequenza. Ciò che è stato utilizzato per l'analisi e la ricostruzione del funzionamento dell'impianto sotto certe condizioni però, per scelta, presenta un intervallo di tempo tra un dato e quello successivo maggiore pari al minuto.

È stato scelto di introdurre le curve di carico delle varie unità di produzione/consumo nel Capitolo 0 volendo prima presentare l'impostazione di calcolo che avverrà nel capitolo seguente per poter associare poi queste curve anche ai possibili flussi di batteria e conseguentemente ai valori di scambio con rete rendendo la presentazione dei dati e risultati più omogenea.

7. STRUTTURA DELLE SIMULAZIONI

7.1 Generalità sulla simulazione

7.1.1 Base dati disponibile

La base dati dove sono inclusi i valori registrati dai meters posti in ogni impianto è stata resa disponibile dall'azienda grazie al portale di monitoraggio e poi condivisa tramite un accesso di tipo API. Questa è caratterizzata da un timestamping del minuto.

I mesi disponibili risalgono ad inizio giugno quando è avvenuta l'inaugurazione dell'impianto test ad H-FARM ma a causa di problematiche sorte durante il funzionamento del sistema nei mesi precedenti al mio ingresso in azienda (novembre 2017) riconducibili a perdite di connessione e di conseguenza di comunicazione del dato, spesso è capitato di non disporre dei dati con una determinata continuità.

Per motivi analoghi nell'analisi non sono stati utilizzati tutti i nodi presenti nella rete (tredici). Sono stati presi in considerazione i sette che disponevano di una continuità maggiore e che si rendevano quindi compatibili ad un'analisi come quella voluta.

La tipologia dei nodi utilizzati è unica: tutti infatti dispongono dell'impianto fotovoltaico della medesima taglia e dello stesso modello di sistema di accumulo (LG Chem3.3). Dalla mappa del sito visibile nel capitolo precedente sono quelli situati nella zona sinistra e costituiti dalle strutture più piccole.

Sono state quindi escluse le strutture più grandi che disponevano della taglia di storage maggiore a causa di misurazioni anomale da parte dei meters: questi infatti, in un periodo precedente all'inizio del mio tirocinio, sono stati installati in maniera tale da effettuare delle misurazioni di carichi isolati e non rappresentativi del consumo della struttura come un boiler per l'acqua calda poco significativo per l'analisi.

È stato così scelto di focalizzare l'analisi su un mese preciso caratterizzato da una produzione fotovoltaica (o meglio irraggiamento) media nell'anno solare ossia il mese di settembre. Per lo stesso mese i dati presentavano una continuità maggiore non rappresentando quindi grosse problematiche per un'analisi approfondita.

La frequenza del minuto per l'analisi sia tramite piattaforma MATLAB che poi simulatore REGALGRID è stata mantenuta per molteplici motivi come:

- Nel caso del simulatore aziendale è necessario caricare un file xls con una determinata struttura in cui i dati devono essere inseriti con un intervallo di un minuto esatto. Il processamento di questo elaboratore impiega un secondo per un minuto reale (che rappresenta un campo secondo quanto detto in precedenza). Come si può capire da quanto appena detto l'analisi di un lungo periodo richiede un lungo tempo di processamento sicuramente maggiore rispetto a ciò che è possibile fare tramite il noto programma di calcolo numerico;
- I dati con una frequenza maggiore (per esempio dell'ordine dei secondi) non erano disponibili dato che, il minimo intervallo temporale, è del minuto;
- Avendo l'impossibilità di utilizzare dati più fitti non si è scelto nemmeno di impiegare dei valori con frequenza più bassa (maggiore timestamping) per assicurare un'analisi più veritiera basandosi anche sulla tipologia e tempistiche su cui si basa la logica REGALGRID.

Da un lato quindi un campionamento con una frequenza minore avrebbe portato ad una grande mole di dati e ad un lento processamento da portale (che non è «bypassabile»). Ciò avrebbe ridotto quindi il periodo continuo analizzabile o avrebbe richiesto di scomporre il periodo di analisi in diversi minori.

Dall'altro lato invece trattare dei dati a intervalli temporali più lunghi come ad esempio il quarto d'ora o l'ora avrebbe fatto perdere validità alla simulazione da portale perché, sia nel caso in cui questi valori siano calcolati grazie ad una media nell'intervallo di tempo che separa due dati sia nel caso di un valore istantaneo misurato in quel minuto preciso si sarebbero introdotti dei problemi non irrilevanti infatti:

- i. Nel caso dell'utilizzo di dati rilevati istantaneamente al quarto d'ora o all'ora: i dati potrebbero non rappresentare in maniera congrua l'andamento in quell'intervallo temporale dato che per esempio nel caso della produzione fotovoltaica proprio intorno a quell'istante potrebbe avvenire un ombreggiamento dovuto a una nuvola passeggera durante una giornata limpida mentre nel caso della misurazione dei consumi potrebbe registrarsi un picco dovuto ad un avviamento di qualche dispositivo di grossa potenza che ai sensi dell'analisi diventa rappresentativo di un intervallo temporale ben più grande (il quarto d'ora o addirittura l'ora intera).
- ii. Utilizzo di dati mediati al quarto d'ora o all'ora: anche in questo preciso caso i dati potrebbero non rappresentare fedelmente l'andamento nell'intervallo temporale ma ciò può accadere per ragioni diverse rispetto al caso precedente. L'inconveniente in questo caso è dovuto alla logica di comando su cui si basa il meccanismo di gestione energetica e condivisione di energia elettrica. Quest'ultimo, come è stato detto in precedenza, si basa su dei comandi e una gestione in tempo reale dei flussi energetici e quindi un'analisi di questo sistema di gestione con questa campionatura risulta totalmente inadatta.

In secondo luogo, banalmente, il problema persiste e si ingigantisce nel caso del Flusso di batteria (misurato dall'inverter di batteria) e di scambio con rete (che ricordiamo essere calcolato) infatti solo per queste due voci i flussi possono essere bidirezionali (rispettivamente in carica/scarica e in prelievo/immissione), cosa che non accade nel caso della produzione fotovoltaica e del consumo elettrico che vengono sempre visualizzati con valori positivi. Essendo quindi dei valori mediati potrebbe accadere che per metà dell'intervallo temporale i valori abbiano un determinato andamento e che nella seconda metà avvenga un andamento simile ma di segno opposto (gli andamenti non devono per forza dividersi nei due periodi temporali ma potrebbe avvenire un equivalente sparso nell'intervallo totale di tempo): ecco che il valore visualizzato e trattato sarà intorno allo zero nascondendo quindi ciò che è realmente accaduto in quell'intervallo temporale.

Si potrebbe far notare che anche nel caso di un'analisi al minuto, non essendo la frequenza di campionamento pari a quella dei dati analizzati, potrebbe avvenire dei meccanismi di media ma essendo la mole di dati maggiore si presume che questi effetti siano in qualche modo ponderati e di poco rilievo.

Nel caso di prelievo di valori istantanei con la stessa campionatura (al minuto) senza quindi mediare nei sessanta secondi si ripresenterebbe il problema del poter imbattersi in valori che non rispecchiano l'andamento nel minuto (caso solare e consumo con certi picchi o buchi) ma, portando l'analisi a un periodo sufficientemente esteso, questi valori, delle volte anomali, non influiscono in maniera tale da falsare l'analisi complessiva.

In seguito a quanto presentato possiamo definire le caratteristiche dei dati analizzati e il metodo utilizzato.

A giustificazione delle motivazioni sopraelencate, guidate soprattutto da fattori di praticità e accessibilità di portale, i dati presi in esame dell'analisi sono con una campionatura del minuto.

Si avrebbe potuto pensare di utilizzare dei valori con campionamento maggiore (al secondo per esempio) e poi mediarli nel minuto dato che il vincolo principale è dato dal portale che accetta valori

al minuto ma non sono stati accessibili durante questa fase dello stage portando quindi la scelta a quella già detta che resta comunque un buon compromesso tra la praticità dei dati e la significatività di un'analisi ottenuta con essi.

7.1.2 Il simulatore della logica REGALGRID

Il simulatore che viene presentato in seguito è lo strumento aziendale in grado di riprodurre ciò che succede nel reale e dove sono state implementate le logiche di gestione dei sistemi di accumulo.

Nel proseguo della crescita aziendale infatti i test sono passati ad un livello fisico come quello di H-FARM e di altri che stanno emergendo in questa fase per cui le misurazioni e l'effettiva implementazione dei comandi e di conseguenza la vera gestione secondo logica REGALGRID di condivisione energetica è verificata con il funzionamento di quest'ultimo dato che numerose altre problematiche di compatibilità tra dispositivi insorgono dal momento che non si tratta di un mero campionamento di dati ma a questo segue un'impartizione di comandi al dispositivo convertitore di batteria. È emersa infatti la problematica di una non continua captazione dei segnali di settaggio impartiti dallo SNOUCU rischiando quindi di focalizzare l'analisi su qualcosa che in realtà non era rappresentativo di ciò che vuole essere analizzato in principio ossia della logica RG.

In conclusione per poter simulare la logica brevettata di funzionamento di condivisione energetica utilizzata da REGALGRID è stato necessario passare attraverso il portale di loro proprietà in grado di dare come output i valori di flusso di batteria e di scambio con rete calcolato di conseguenza come risultato di un bilancio al nodo. Come valori di ingresso, con campionamento del minuto, vengono invece usati i valori di produzione fotovoltaica e di consumo in termini di potenza istantanea, il SOC iniziale di batteria e la sua capacità in kWh.

Usando come input solo i due valori misurati dai meters non si pone il problema del tempo di calcolo di cui si necessita nel caso del funzionamento reale. I valori che si otterranno avranno quindi la stessa frequenza di quelli di input.

Il simulatore permette il caricamento di più file xls separati ognuno rappresentante un'utenza in un unico upload.

In Figura 7.1 è possibile vedere come si presenta l'interfaccia grafica del portale di simulazione.

Status	Code	Start date	Cycle Speed (ms.)	Load data	
	HFG	3/23/2018 12:00:00 AM	1000	<input checked="" type="checkbox"/>	

Figura 7.1 - Interfaccia grafica del portale di simulazione

Alla voce «DATA SOURCE PRODUCTION» in alto a destra va inserito il file xls contenete i valori di produzione fotovoltaica e consumo in termini di potenza istantanea (W).

Alla voce «CLUSTER» in alto a sinistra va definita la sottorete a cui i nodi che verranno caricati appartengono (caratterizzati dai dati che saranno immessi tramite il file xls).

In Figura 7.2 (in basso) è visualizzato il modello del file in formato xls che deve essere caricato da portale per poter eseguire l'analisi della «sottorete».

	A	B	C
1	ID Impianto	Sim_1	
2	Taglia PV (kWp)		
3	Taglia Storage (kWh)	3	
4	Batteria % iniziale	15	
5	Data ora	Consumo (W)	Produzione (W)
6	25/09/2016 00.00	156	0
7	25/09/2016 00.01	164	0
8	25/09/2016 00.02	158	0
9	25/09/2016 00.03	158	0
10	25/09/2016 00.04	159	0
11	25/09/2016 00.05	160	0
12	25/09/2016 00.06	161	0
13	25/09/2016 00.07	162	0
14	25/09/2016 00.08	156	0
15	25/09/2016 00.09	163	0
16	25/09/2016 00.10	166	0
17	25/09/2016 00.11	160	0
18	25/09/2016 00.12	165	0
19	25/09/2016 00.13	167	0
20	25/09/2016 00.14	163	0
21	25/09/2016 00.15	168	0
22	25/09/2016 00.16	162	0

Figura 7.2 - Modello di file xls caricabile sul portale di simulazione

La taglia PV (photovoltaic in inglese) non necessita di essere specificata dato che i valori di produzione sono già a disposizione e quindi il fattore «taglia» è già considerato.

Bisogna infine specificare il SOC iniziale dato che conoscendo la capacità della batteria (data qui come input) il simulatore andrà minuto per minuto a rilevare il flusso di batteria (che nel funzionamento reale sarà impartito tramite il convertitore di batteria) e calcolare quindi il SOC in maniera progressiva.

Come già accennato in precedenza, i valori devono tutti avere la stessa campionatura per poter essere accettati dal portale.

Ancora nel portale di Figura 7.1 è specificata la velocità di calcolo. Successivamente quest'ultima è stata modificata portando a dei benefici come velocità di simulazione: ciò è stato necessario dato che l'analisi prevista riguardava l'intero mese di settembre.

Per ovvi motivi di riservatezza degli algoritmi di calcolo presenti in Cloud il simulatore è trattato come una scatola nera e, per questo, non è stato possibile implementare nuove logiche o attuare delle modifiche come potrebbe avvenire su piattaforma MATLAB (ciò che infatti è avvenuto nel caso della prima simulazione e di quelle successive).

Questo genere di simulatore processa i dati di input (nel nostro caso i valori in W di produzione fotovoltaica e consumo) con le relative condizioni al contorno (capacità, SOC iniziale e limite in potenza di carica/scarica di batteria) e elabora degli output di conseguenza senza dare valutazioni sulle metodologie di calcolo che sono conosciute solo in linea di principio e che abbiamo presentato secondo degli esempi per creare un'idea meno vaga di ciò che potrebbe portare a pensare un'espressione semplice come quella di «logica di controllo per una condivisione energetica».

Si vuole sottolineare che il cuore di questo elaborato scritto non sia quello di mostrare gli algoritmi che stanno al di dietro questo metodo di gestione energetica ma di mostrarne i suoi benefici rispetto a logiche tradizionali individuali e i possibili sviluppi che si potranno avere di conseguenza in ambito di rete di distribuzione ed economico per gli utenti della medesima rete.

7.2 Simulazione della logica locale

La piattaforma MATLAB è stata scelta dato la sua facilità di implementazione di logiche e la sua adattezza a calcoli di una certa complessità che riguardano degli elementi matriciali. In questo caso i vari valori di consumo, produzione da fotovoltaico, flusso di batteria e scambio con rete sono trattati tramite matrici separate: avremo ad esempio una matrice di dimensione $7 \times \text{minuti}$ dove sette rappresenta il numero di nodi (e di righe) e i minuti rappresentano la dimensione temporale dell'analisi. Essendo stato scelto il minuto per le motivazioni delle pagine precedenti se per esempio sarà fatta in una giornata intera l'analisi adopererà delle matrici della dimensione di 13×1440 elementi.

Dovendo cominciare dal principio nella stesura dello script sono stati valutati numerosi aspetti nello svolgere la simulazione e per renderla il più possibile simile ad un caso reale.

Di seguito verranno mostrate le formulazioni utilizzate e poi ve ne sarà data una spiegazione più esaustiva di ciò che è stato ottenuto. L'elaborazione verrà divisa in tre blocchi principali dove il primo riguarderà la descrizione dei dati in input posseduti con delle graficazioni (verranno mostrate le curve di carico dei singoli nodi e la loro produzione fotovoltaica), il secondo costituirà invece la simulazione vera e propria, fatta in entrambi i portali, dove nel caso del portale REGALGRID i dati verranno solo caricati e dopo aver dato le specifiche di batteria saranno ottenibili gli output che poi vedremo, mentre nel secondo caso, su MATLAB, tutto il funzionamento dovrà essere simulato e in questo blocco verrà spiegato dettagliatamente.

7.2.1 Convenzione dei segni

In tutte le simulazioni la convenzione dei segni utilizzata è unica e positiva nel caso in cui il flusso energetico è entrante nel dispositivo (come la batteria) o in un punto della rete (utenza). Riassumendo per chiarezza le varie casistiche in Tabella si ottiene:

Tabella 7.1 – Convenzione dei segni

$E_{rete} > 0$	Assorbimento da rete
$E_{rete} < 0$	Immissione in rete
$E_b > 0$	Carica di batteria
$E_b < 0$	Scarica di batteria

Per le grandezze restanti come E_a , E_i , E_{PV} , E_l la convenzione è ininfluente perché sono sempre definite come positive per motivi fisici (produzione fotovoltaica e consumo elettrico) o perché nella simulazione sono stati calcolati come quantità positive.

7.3 Definizione delle grandezze utilizzate e calcolate

In questa sezione sono presentate le varie grandezze calcolate nella simulazione principale di logica locale con l'estensione successiva di aggregato in cui viene presentata solamente qualche piccola differenza concettuale che però non riguarda la struttura di ciò che è utilizzato in seguito.

7.3.1 Rendimenti utilizzati

La definizione generica del rendimento è:

$$\eta = \frac{E_{out}}{E_{in}}$$

dove E_{out} rappresenta l'energia in ingresso ad un generico sistema mentre E_{in} l'energia in uscita dal medesimo sistema. La quota parte che viene persa pari alla differenza tra le due grandezze viene detta energia persa (E_{lost});

- Nel caso del **sistema di accumulo** il rendimento di riferimento è quello di trip efficiency fissato a 0.95 per tutte le simulazioni eccetto solamente a quelle relative al caso di logica REGALGRID dove è stato necessario effettuare un confronto sullo stesso piano con la logica individuale (o locale) portando quindi il modello ad un rendimento unitario;
- Nel caso del **convertitore di batteria** il rendimento utilizzato è rappresentato dalla curva di Figura 7.3.

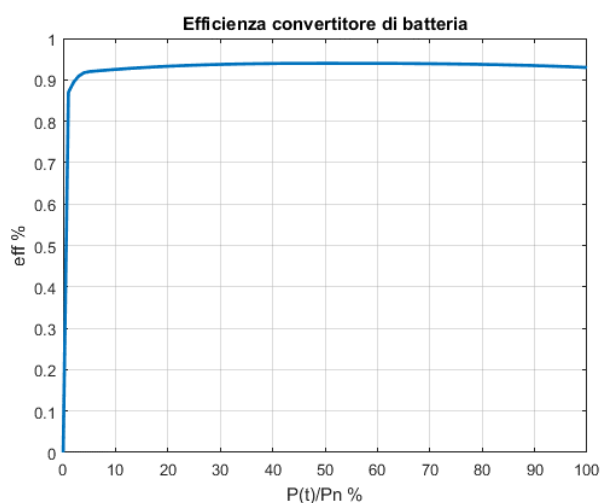


Figura 7.3 - Rendimento del convertitore di batteria

È stato impostato questo valore che come si può notare è variabile in funzione della potenza relativa di funzionamento su quella nominale ed è rappresentato da una curva all'incirca piatta dove il valore massimo è stato impostato pari a quello massimo definito dal costruttore del modello di convertitore MultiPlus. Verrà utilizzato lo stesso valore sia per il processo di carica che per quello in scarica.

Anche in questo caso per il confronto tra la logica locale e quella di REGALGRID questo valore è stato definito costante e pari ad 1 per lo stesso motivo citato nel caso del sistema di accumulo.

7.3.2 Modello di batteria utilizzato

Il SOC è stato calcolato progressivamente mediante la formula utilizzata in [24]: il modello di variazione dello stato di carica utilizzato è quindi di tipo lineare dato che non sono presenti coefficienti di grado superiore al primo:

$$SOC(t + 1) = SOC(t) + \frac{E_b(t)}{E_{cap}}$$

La variabile E_b rappresenta la variazione di energia interna di batteria e può assumere sia valore positivo portando ad un incremento del SOC di batteria sia assumere un valore negativo portando quindi ad una diminuzione dello stesso.

Ricordando che il sistema di accumulo possiede una capacità in energia pari a $E_{cap}=2.9$ kWh (inferiore rispetto alla nominale di invece 3.3 kWh) si sono definiti dei limiti per la salvaguardia della batteria sia a livello di potenza massima in carica e scarica (fissati identici) sia come State Of Charge limite (massimo e minimo).

La scelta è ricaduta sui seguenti valori:

- SOC = [10 90] %
- $P_{batt_lim} = [-1100 1100]$ W

Il SOC sarà quindi mantenuto all'interno dell'intervallo definito rendendo quindi E_{cap} disponibile pari a 2.32 kWh utilizzabile pienamente. In base alle considerazioni fatte sopra di equivalenza tra valore di potenza media nell'unità di tempo ed energia nello stesso arco temporale nella simulazione il limite in potenza prende il significato di limite in energia: essendo trattati valori del Wh ed essendo P_{batt} equivalente a 1100 Wmin andrà fatta la conversione dividendo il termine per 60. Altro valore necessario all'avvio della simulazione è lo stato di carica iniziale di batteria fissato al limite minimo pari al 10% per tutte le simulazioni.

- $SOC_{in} = 10$ %

Viste le limitazioni inserite si è proceduto con le seguenti valutazioni progressive (il pedice «ipo» vuole indicare che quello calcolato è un flusso di batteria ipotetico dato che dovrà ancora superare determinate limitazioni come quella massima di potenza e il superamento in un senso o nell'altro dello stato di carica di batteria):

$$E_{b_ipo1}(t) = -E_{PV}(t) + E_{load}(t)$$

$$E_{b_ipo2}(t) = \begin{cases} E_{b_ipo1}, & |E_{b_ipo1}(t)| \leq |E_{b_lim}| \\ \pm E_{b_lim}, & |E_{b_ipo1}(t)| \geq |E_{b_lim}| \end{cases}$$

$$E_{b_ipo3}(t) = \begin{cases} E_{b_ipo2}(t) * \eta_{MP} * \sqrt{\eta_{TR}}, & E_{b_ipo2}(t) \leq 0 \\ \frac{E_{b_ipo2}(t)}{\eta_{MP} * \sqrt{\eta_{TR}}}, & E_{b_ipo2}(t) > 0 \end{cases}$$

$$SOC(t + 1) = \begin{cases} SOC(t) + \frac{E_{b_ipo3}(t)}{E_{cap}}, & SOC_{min} \leq SOC(t + 1) \leq SOC_{max} \\ SOC_{min} o SOC_{max}, & \text{altri casi} \end{cases}$$

Si ricalcola la variazione di energia interna della batteria avvenuta:

$$E_b(t) = \frac{SOC(t + 1) - SOC(t)}{E_{cap}}$$

e il contributo della batteria in rete (sia nel caso positivo di assorbimento sia negativo di immissione):

$$E_{b_rete}(t) = \begin{cases} E_b(t) * \eta_{MP} * \sqrt{\eta_{TR}}, & E_b(t) \leq 0 \\ \frac{E_b(t)}{\eta_{MP} * \sqrt{\eta_{TR}}}, & E_b(t) > 0 \end{cases}$$

Riguardo al modello utilizzato per il degrado di batteria si sono utilizzati due metodi:

- Il primo è ottenuto ipotizzando un degrado di batteria legato all'energia ciclata in scarica e confrontandola con i cicli assicurati dalla garanzia del fornitore della stessa che possono essere definiti in termini di numero di cicli o in termini esatti di energia ciclata. Nel caso delle batterie al litio è diffuso definire un EOF (End Of Life) di batteria il punto in cui quest'ultima raggiunge il 60% di State of Health (SOH) definito in letteratura in maniera non esattamente univoca. Si farà riferimento alla formulazione più diffusa di quest'ultimo, come viene definito in [25], ossia:

$$SOH(t) = \frac{E_{cap}(t)}{E_{cap}}$$

$E_{cap}(t)$ in questo caso rappresenta la capacità raggiunta a piena carica dal sistema di accumulo dopo un determinato tempo di utilizzo.

Nel caso delle batterie impiegate (LGChem3.3) definiamo l'EOF come l'energia ciclata definita dalla garanzia e cioè, come è possibile vedere dallo screenshot ricavato dal documento [26] scaricabile dal sito della stessa LG, pari a 8200 kWh (nella simulazione verrà presa in considerazione quella scaricata).

Tabella 7.2 - Garanzia Batterie LGChem

Nome prodotto:	Energia nominale:	Produzione di energia:
RESU3.3	(3.3)kWh	(8.2)MWh
RESU6.5	(6.5)kWh	(16.1)MWh
RESU10	(9.8)kWh	(24.3)MWh

Sono state utilizzate quindi le seguenti espressioni per la valutazione del degrado di batteria che è stato utilizzato come voce di costo aggiuntiva ulteriore alla bolletta tradizionale scontata del ricavo per la vendita di energia elettrica al GSE:

$$L_{lost} = \frac{E_{b_disch}}{E_{grant}} \quad (1)$$

Dove

$$E_{b_disch} = - \sum_{t_{in}}^{t_{fin}} \min(E_b(t), 0)$$

Dall'espressione si può notare, essendo il risultato della sommatoria sempre negativo o nullo, che il valore calcolato in scarica sarà sempre positivo e non dovrà subire modifiche per i calcoli successivi.

- La seconda metodologia è stata introdotta soprattutto a scopo di confronto della possibile adeguatezza della prima. In ogni caso si vuole ricordare come il lavoro non sia prettamente focalizzato sulla valutazione del degrado dei sistemi di accumulo ma non si vuole nemmeno escluderli completamente visto i possibili stress che determinati controlli possono creare. Questo approccio è stato trovato in bibliografia ed è reperibile al [27] dove la batteria utilizzata è della medesima tecnologia utilizzata nel nostro caso anche se di dimensioni inferiori: questo è uno dei principali motivi per cui il modello di invecchiamento utilizzato nelle prossime valutazioni sarà il primo dei due. La valutazione dello State of Health di tipo progressivo che è stata ispirata quindi dall'articolo citato è la seguente:

$$SOH_{lost}(t+1) = SOH_{lost}(t) + z * \frac{SOC(t+1) - SOC(t)}{SOH_{lost_max}}$$

dove $z = 85 * 10^{-6}$ è un valore adimensionale, deducibile anche dalla formulazione, ed è stato ricavato sperimentalmente dalle prove descritte nell'articolo. Il valore al denominatore della frazione, ossia il SOH_{lost_max} è la massima perdita di State Of Health raggiungibile ossia 40% dato che:

$$SOH_{lost_max} = SOH_{in} - SOH_{EOL}$$

dove SOH_{in} corrisponde al valore iniziale del parametro una volta che la batteria è prodotta pari quindi al 100% dato che le due capacità dell'espressione corrispondono e il SOH_{EOL} corrisponde al 60% visto le valutazioni sulla garanzia del costruttore di modello di batteria fatte.

Come già anticipato i metodi di stima del degrado di un sistema di accumulo reperibili in bibliografia sono molteplici e differiscono fortemente in funzione dei dati a disposizione. Un metodo simile a quello appena proposto si può trovare in [28] dove l'espressione utilizzata è la (1) in cui l'energia scaricata (termine al numeratore) viene calcolata empiricamente tramite un coefficiente di peso legato alle limitazioni di SOC (es. SOC_{min}). Nel nostro caso, l'energia scaricata può essere calcolata senza nessuna approssimazione di questo genere.

Le valutazioni fatte possono quindi essere considerate come preliminari visto i pochi parametri presi in considerazione. Basarsi solo sull'energia ciclata potrebbe infatti rappresentare un boomerang dato che con una valutazione economica si cercherebbe di non utilizzare le batterie per un risparmio economico (cosa che non avrebbe molto senso visto l'investimento che richiedono).

Come ultimo step per il calcolo del costo di gestione della batteria si andranno a moltiplicare i valori rilevati nei due casi proposti per il costo di batteria. Guardando in diversi siti di vendita il prezzo di quel preciso modello di batteria si aggira intorno ai 2800 € che nel caso di acquisto possono essere

destratti del 50% per il bonus incentivato di interventi di rinnovamento tecnologico sul rinnovabile. Le espressioni utilizzate, rispettivamente per il primo e per il secondo caso sono:

$$C_{b_deg1} = L_{lost} * C_b$$

$$C_{b_deg2} = SOH_{lost}(t_{fin}) * C_b$$

Riguardo alle valutazioni economiche dell'utilizzo degli ESS va citata l'analisi riportata in [29] in cui vengono sviluppate delle analisi economiche (vengono calcolati i ricavi derivanti dal loro utilizzo nel mercato elettrico all'ingrosso nazionale) e mostrato come l'aumento della vita di batteria (calendar life) e i cicli di vita (cycle life) vanno a modificare il ricavo. Per le batterie al litio emerge che aumentare il primo parametro porta a maggiori benefici del secondo (di conseguenza la batteria potrebbe essere gestita valutando parametri che portino ad utilizzarla in quel senso).

Restando ai sistemi di accumulo sono stati calcolati anche i cicli equivalenti a cui sono sottoposti:

$$C_{b_eq} = \frac{E_{b_disch}}{E_{cap}}$$

Il calcolo di questo parametro, in associazione con l'energia scaricata da batteria, darà un'idea del diverso utilizzo dei sistemi di accumulo nelle diverse modalità di funzionamento.

Come già anticipato nel capitolo di introduzione delle logiche di gestione di sistemi di accumulo sono due le possibili limitazioni che possono essere attuate dalla batteria.

7.3.3 Scambio con rete

Definito il contributo di batteria sulla rete della singola unità di produzione e di consumo indipendentemente se si verifichi una carica o una scarica verrà calcolato come restante il valore di scambio con rete che verrebbe registrato nel caso ipotetico di presenza di un contatore fiscale:

$$E_{rete}(t) = -E_{PV}(t) + E_{load}(t) + E_b(t)$$

In funzione del segno di quest'ultimo verrà incrementato il valore di energia assorbita o quello di energia immessa:

$$\begin{cases} E_i = E_i + E_{rete}(t), & E_{rete}(t) \leq 0 \\ E_a = E_a + E_{rete}(t), & E_{rete}(t) > 0 \end{cases}$$

7.4 Valutazioni economiche

In base a quanto specificato nel Capitolo 0 dove sono esplicitate le varie voci di calcolo vengono qui mostrate le formulazioni utilizzate per la ricostruzione delle bollette e dei quantitativi di ricavo derivanti dalla vendita dell'energia elettrica dell'utente singolo al GSE (Gestore dei Servizi Elettrici).

I calcoli relativi alle componenti relative all'energia assorbita (ricordando che è questa la voce per cui fa fede la bolletta e non l'energia consumata) sono stati fatti suddividendo i quantitativi nelle varie fasce orarie F1. F2. F3. Utilizzando poi le tariffe di bioraria per il caso domestico i quantitativi nelle ultime due fasce sono raggruppati. La stessa cosa non viene invece fatta nel caso della tariffa trioraria

BTA destinata ad altri usi dove quindi i quantitativi energetici sono lasciati separati nelle tre fasce orarie.

Riguardo invece alla vendita di energia dei quantitativi E_i nominati precedentemente vengono in entrambi i casi separati nelle tre fasce orarie. Avendo analizzato l'intero mese di settembre comprendente quindi di sabati e di domeniche, i giorni corrispondenti a quelli appena citati sono stati valutati come effettivi senza fare nessuna modifica inserendoli quindi nelle rispettive fasce F2 e F3 ricordando anche la Tabella relativa alle fasce orarie (nel week-end non è presente la fascia oraria F1).

7.4.1 Tabella riassuntiva delle componenti di spesa

Per pesantezza i valori utilizzati nel dettaglio non sono presentati anche per il fatto che sono utilizzate diverse tipologie di utenze che non differiscono solamente per la tipologia di utilizzo a cui sono destinate ma anche per le diverse taglie di potenza impiegata che vanno a modificare, come succede nel caso della tariffa per le PMI, anche le varie componenti. A titolo di esempio sono mostrati solamente i casi di tariffa domestica BD e tariffa altri usi BTA per una potenza contrattuale pari ai 3 kW ed oltre 16.5 kW. Viene presentata la tabella riassuntiva di quanto trovato nel sito del Servizio a Maggior Tutela o Servizio Elettrico Nazionale.

Tabella 7.3 - Voci di spesa in bolletta

Componenti di bolletta	Coefficiente	BD2	BTA2	BTA6
C_E	C_{e_0} [€/mese]	2.9	9.7085	9.7085
	$C_{e_{F1}}$ [€/kWh]	0.091210	0.0911	0.0911
	$C_{e_{F2}}$ [€/kWh]	0.079380	0.0878	0.0878
	$C_{e_{F3}}$ [€/kWh]	/	0.0715	0.0715
	$C_{e_{d_{min}}}$ [€/kWh]	0.002690	/	/
	$C_{e_{d_{max}}}$ [€/kWh]	0.006190	/	/
C_{TR}	C_{tr_0} [€/mese]	1.61	2.0143	2.0143
	C_{tr_p} [€/kW/mese]	1.7745	2.3585	2.4903
	$C_{tr_e_{min}}$ [€/kWh]	0.07860	0.08480	0.08460
	$C_{tr_e_{max}}$ [€/kWh]	0.07860		
C_S	C_{s_0} [€/mese]	/	1.9759	1.8766
	C_{s_p} [€/kW/mese]	/	2.3135	2.3201
	$C_{s_e_{min}}$ [€/kWh]	0.028250	0.05214	0.048677
	$C_{s_e_{max}}$ [€/kWh]	0.065092		
C_{ACC}	C_{acc1} [€/kWh]	0.0227*	0.0125	0.0125
	C_{acc2} [€/kWh]	*	0.0075	0.0075
E_{ACC}	$E_{acc1_{lim}}$ [kWh/mese]	150	200 000	200 000
	$E_{acc2_{lim}}$ [kWh/mese]	220		
% IVA	/	10	22	22

*Nel caso BD (uso domestico) l'accisa è calcolata solamente per i kWh eccedenti una determinata quota pari a 150 kWh/mensili. Nel caso però di superamento di una seconda quota più alta di 220 kWh/mese i 150 kWh di energia esenti dall'accisa sono gradualmente ridotti. L'accisa invece nel caso in cui l'utenza è destinata ad altri usi è sempre presente e calcolata per ogni kWh assorbito da rete.

I casi mancanti di potenza contrattuale come i casi di 1.5, 4.5, 6, 10, 16.5 kW che sono stati utilizzati nella simulazione di valutazione dell'aggregazione delle unità del caso studio non vengono presentati per non appesantire troppo il lavoro e vengono rimandati al sito web riportato in bibliografia [12];

Le formulazioni utilizzate per la ricostruzione di bolletta sono le seguenti:

$$C_{boll} = (C_E + C_{TR} + C_S + C_{ACC}) * (1 + \%IVA)$$

$$C_E = C_{e_F} + C_{e_a} * E_a + C_{e_0}$$

$$C_{TR} = C_{tr_0} + C_{tr_p} * P_c * mesi + C_{tr_e} * E_a$$

$$C_{e_F} = C_{e_F1} * E_{a_F1} + C_{e_F2} * E_{a_F2} + C_{e_F3} * E_{a_F3}$$

$$C_S = C_{s_0} + C_{s_p} * P_c * mesi + C_{s_e} * E_a$$

Le componenti variabili con P_c nel nostro caso sono state dovuto moltiplicare per un fattore ininfluente pari all'unità dato che l'analisi ha coperto esattamente un mese (valore $mese=1$). Nello script di simulazione è stata comunque inserita la dipendenza dal valore temporale del mese come da formulazione per facilitare la ricostruzione nel caso di periodo temporale diverso.

Le espressioni inserite sopra sono valide sia per il caso domestico che il caso definito come altri usi: osservando la Tabella 7.3 alcune delle componenti saranno nulle come si ha nel caso di C_{s_0} per il caso domestico.

La voce relativa all'accisa sull'energia elettrica è invece valutata in due modi differenti a seconda della tipologia di utenza. La prima è relativa al caso domestico mentre la seconda al caso BTA:

- $C_{ACC} = C_{acc1} * \max(0, E_a - \min(E_{acc1_lim}, \max(0, E_{acc1_lim} + E_{acc2_lim} - E_a)))$
- $C_{ACC} = C_{acc1} * \min(E_a, E_{acc1_lim}) + C_{acc2} * \max(E_a - E_{acc1_lim}, 0)$

Va ricordato come nel caso domestico di potenza impegnata maggiore dei 3 kW l'accisa va applicata ad ogni kWh assorbito e che oltre un determinato valore ne viene applicata una diversa (vedi Capitolo 4).

Riguardo alla vendita di energia elettrica in regime di Ritiro Dedicato l'unico parametro utilizzato è il costo del kWh immesso in rete (venduto dal GSE) che è stato posto pari alla media ponderata sulla produzione fotovoltaica ricavata dal simulatore PVGIS dei prezzi medi mensili divisi per fasce della zona di appartenenza di H-FARM ossia la zona NORD.

Nelle diverse fasce si ottengono e verranno usati di conseguenza i seguenti valori:

Tabella 7.4 - Prezzi vendita GSE per fascia

Componenti	Prezzo [€/kWh]
R_{e_F1}	0.05587
R_{e_F2}	0.04826
R_{e_F3}	0.04005

Come si può notare questi sono maggiori al valore del PMG_{2018} e di conseguenza saranno, nel nostro caso, sempre i prezzi di riferimento andando a escludere il prezzo minimo garantito.

Il ricavo totale relativo alla vendita di energia al GSE è stato ottenuto, una volta aver diviso le immissioni da rete nelle relative fasce orarie:

$$R_{sold} = R_{e_F1} * E_{i_F1} + R_{e_F2} * E_{i_F2} + R_{e_F3} * E_{i_F3}$$

Per il calcolo del parametro comprensivo di spese di bolletta, costo relativo al degrado di batteria e ricavo dalla vendita di energia, che viene denominato Saldo, si è utilizzata la seguente formula:

$$Saldo = C_{boll} + C_{b_deg1} - R_{sold}$$

In questa maniera, per ogni singola utenza, sono stati ricavati tutti i valori sopra citati e lo stesso meccanismo è stato poi utilizzato per lo scenario di Aggregatore con le opportune modifiche del caso come ad esempio la potenza contrattuale utilizzata e unica e i valori energetici che saranno ricalcolati come aggregato sommando per ogni unità temporale i valori di scambio con rete andando a evidenziare le probabili compensazioni a livello complessivo che si verificano.

7.5 Altre grandezze valutate

1. Autosufficienza:

$$SSR = 1 - \frac{E_a}{E_{load}}$$

Questo parametro è identificativo di un'utenza che dispone di almeno un impianto fotovoltaico (nel caso di semplice consumatore il termine relativo alla produzione fotovoltaica sarebbe nullo) che può anche essere accompagnato da un sistema di accumulo. Tipicamente l'installazione di un sistema di accumulo porta a una riduzione del termine superiore della frazione e ad un conseguente aumento del parametro.

Questa valutazione, come nel caso dell'autoconsumo (SCR), sarà eseguita nodo per nodo nella prima parte delle simulazioni e successivamente anche a livello di aggregato utilizzando i valori complessivi di assorbimento, immissione, produzione di energia elettrica.

2. Autoconsumo:

$$SCR = 1 - \frac{E_i}{E_{PV}}$$

Definisce la quota parte di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico che è utilizzata istantaneamente per soddisfare i consumi dell'utenza. Maggiore sarà la quantità di energia da fonte rinnovabile che viene prontamente consumata dall'utilizzatore minore sarà il termine al numeratore (energia immessa in rete) e di risultato maggiore l'autoconsumo. Anche in questo caso l'installazione di un sistema di accumulo porta ad una crescita del parametro dato che nel caso di $P_{PV} > P_1$ verrà prima caricata la batteria con il residuo e successivamente, nel caso di carica completa raggiunta, avverrà l'invio in rete. Nel caso contrario di $P_{PV} < P_1$ non ci sarà alcuna differenza dato che il parametro E_a non compare nell'espressione di SCR.

7.6 Scenari di analisi

In questa sezione non verranno riproposte le formulazioni utilizzate nella sezione superiore anche se i valori da considerare per le varie componenti saranno diverse a seconda dello scenario considerato.

7.6.1 Scenario di funzionamento in locale

Non presenta nessuna novità rispetto a quanto esposto nelle righe sopra infatti in questo caso le valutazioni saranno elaborate andando ad analizzare le singole unità di consumo/produzione con nessuna prospettiva di aggregazione. Ciò equivale a considerare le utenze come quelle tradizionali connesse direttamente alla rete pubblica di distribuzione e dotate di un proprio contatore a monte dell'impianto. Verranno differenziati le tue tipologie di utilizzo (BD e BTA).

7.6.2 Scenario di aggregazione

Mantenendo le stesse curve di produzione fotovoltaica e di consumi elettrici (dati reali del caso studio) caratteristiche delle singole utenze viene ipotizzata l'interposizione di una figura denominata «Aggregatore energetico» tra le stesse utenze e il DSO (Distribution System Operator). Questa figura, ispirata a quanto avviene nello stato tedesco con il caso Sonnen, si incarica degli aspetti economici delle singole utenze andando a figurare come un'unica utenza nei confronti della rete pubblica.

Esso non vuole essere fatto però coincidere con il proprietario di una rete privata soggetto quindi a dei costi aggiuntivi di gestione della rete medesima.

Tra i doveri dell'Aggregatore, mediante contratto stipulato con le utenze che avranno così accettato di entrare nella comunità energetica (modello ispirato da SonnenCommunity), ci sarà quello di imporre una tariffazione diversa da quella tradizionale alle singole utenze in funzione di determinati parametri che verranno meglio chiariti con i risultati della simulazione.

Prendendo la sottorete di H-FARM come modello, si suppone che l'Aggregatore sia titolare di un contratto di fornitura di energia elettrica con il Servizio Elettrico Nazionale sulla base del contatore fiscale installato sull'unico POD effettivo (quello che è già presente nella situazione reale).

Essendo la sottorete composta da diverse unità caratterizzate da determinate curve di produzione e consumo si andrà a valutare il possibile beneficio per Aggregatore e per utenze che potrebbe portare una configurazione di questo genere. Maggiore sarà il mismatching tra le varie curve di utenze maggiore sarà la compensazione che avverrà a livello di aggregato. A rafforzare questa tesi basti pensare ai Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) in cui si hanno delle stazioni di produzione da fonte rinnovabile e delle unità industriali di consumo: questo caso rappresenta l'estremo della compensazione tra produzione e consumo che possa avvenire. Nel caso della sottorete sarebbe equivalente alla situazione che emerge nel momento in cui per esempio metà delle utenze stia

immettendo energia nella sottorete e l'altra metà stia assorbendo lo stesso quantitativo energetico: a livello di aggregato (e quindi a livello dell'unico POD presente) l'utente Aggregatore figura in quegli istanti in regime di autosufficienza massima non prelevando né immettendo in rete (non è rilevato nessun flusso né in uscita né in entrata dal contatore fiscale).

Verranno valutati molteplici casi di potenza contrattuale (anche sulla base di ciò che rappresentano e dai valori raggiunti dalle singole unità) che quindi saranno differenziati dall'aspetto economico.

L'Aggregatore non può che figurare come titolare di un contratto di un'utenza destinata ad altri usi (BTA) e non di tipo domestico; le singole utenze facenti parte della sottorete saranno invece valutate sia nel caso domestico sia in quello di altri usi.

Valore rilevante ai fini della valutazione di compensazione energetica e successiva valutazione economica dell'interposizione di una figura di questo genere è sicuramente lo scambio con rete definito in maniera generica con il termine E_{rete} . Verranno anche valutati i massimi picchi di potenza istantanea, nei limiti delle valutazioni fatte ossia considerando delle potenze costanti all'interno dell'unità temporale considerata ossia il minuto.

I diversi assorbimenti e immissioni di energia elettrica in rete sono, come di abitudine, suddivisi nelle diverse fasce orarie, per una più adatta ricostruzione degli aspetti economici.

Prima di tutto si procederà al calcolo della sommatoria delle bollette (o meglio, dei saldi) delle singole utenze:

$$saldo_{tot} = \sum_{i=1}^5 saldo_i$$

andando a dimostrare la differenza con il valore calcolato per unica utenza di cui l'Aggregatore è titolare:

$$Risparmio = saldo_{agg} - saldo_{tot}$$

Il valore $saldo_{agg}$ verrà poi aumentato del guadagno associato all'Aggregatore G_{agg} inserito in valore percentuale:

$$saldo_{agg} = saldo_{agg} * (1 + G_{agg\%})$$

Il valore ottenuto è poi distribuito tra le varie utenze in diverse modalità con tariffazioni variabili che verranno denominate «Abbonamenti». Quelle proposte sono le seguenti:

1. Per consumo della singola utenza (E_{load}):

$$Abb_{ut} = saldo_{agg} * \frac{E_{load}}{\sum_{ut=1}^{nodi} E_{load_{ut}}}$$

2. Per energia assorbita (E_a):

$$Abb_{ut} = saldo_{agg} * \frac{E_a}{\sum_{ut=1}^{nodi} E_{a_{ut}}}$$

3. Per quantitativo di spesa nel caso di utenza tradizionale allacciata alla rete di distribuzione e dotata di proprio contatore fiscale (ciò che accade nello Scenario Base):

$$Abb_{ut} = saldo_{agg} * \frac{saldo_i}{\sum_{ut=1}^{nodi} saldo_i}$$

Quest'ultima tipologia di redistribuzione è sicuramente la più sensata dato che incentiverebbe ogni tipologia di utenza all'ingresso della comunità dato che facendo prontamente il confronto con ciò che avrebbe speso nel caso di configurazione individuale si otterrà un guadagno.

Con la media pesata sulla spesa dello Scenario Base si assicurerà anche un guadagno relativo identico per ogni utenza. Il metodo rispecchia quindi in maniera soddisfacente il contributo che le singole utenze daranno alla sottorete sia in termini di disponibilità di energia come avviene nel caso di immissione in rete, sia nel caso di assorbimento da rete in cui sono compresi tutti gli aspetti possibili per le valutazioni economiche come anche le fasce orarie.

Nella realtà sicuramente un approccio del genere non sarà il più semplice anche se con gli strumenti di calcolo a disposizione quest'oggi sembra una problematica superabile.

Se si ritiene utile per motivi di semplicità esulare dai saldi delle singole unità come avviene nello scenario base si potrebbe pensare di attuare la redistribuzione del saldo totale in funzione del solo contributo energetico esulando quindi dalle possibili valutazioni economiche:

$$Abb_i = saldo_{agg} * \frac{E_{POD_i}}{\sum_{ut=1}^{nodi} E_{POD_i}}$$

È stato infine calcolato il guadagno percentuale di ogni singola utenza nella configurazione introdotta in questa sezione rispetto a quella dello Scenario Base:

$$G_{i\%} = 100 * \frac{saldo_i - Abb_i}{saldo_i}$$

In funzione del guadagno di aggregatore saranno anche mostrati gli andamenti del guadagno percentuale della singola utenza partendo da un valore minimo del 10% per questioni di sensatezza dato che per valori inferiori potrebbe l'Aggregatore valutare il suo inserimento tra le parti come non appetibile.

7.7 Nuove logiche di gestione dei sistemi di accumulo

7.7.1 Utilizzo come riserva in potenza

Le valutazioni fatte nella sezione precedente (dove è compresa la logica individuale e quella di aggregato dove le formulazioni sono comunque le stesse) saranno ancora valide anche in questo funzionamento salvo quelle che verranno riportate in seguito.

Si vuole ricordare la generalità di questa gestione dei sistemi di accumulo: la batteria sarà utilizzata per mantenere il valore massimo di assorbimento da rete inferiore ad un determinato valore preimpostato di potenza. Il motivo di questa scelta, anziché quello di utilizzare i sistemi di accumulo per ottenere la massima autosufficienza sfruttandole in maniera tradizionale, è basato sull'ormai sempre più pesante apporto delle componenti dipendenti dalla potenza impiegata dall'utenza sulla bolletta.

Ancora su piattaforma MATLAB sono state eseguite le seguenti modifiche partendo dal modello già creato per le simulazioni precedenti coincidente con quello di funzionamento in locale (standart tipico).

Impostando un P_{rete_lim} valore che al verificarsi genera l'attivazione dell'intervento di batteria (che può quindi essere fissato pari alla potenza contrattuale di 1.5, 3, 4.5, 6 kW, ecc.). Viene ricordato come i quantitativi di potenza e energetici siano corrispondenti per le ipotesi presentate ad inizio capitolo.

$$E_{b_ipo3}(t) = \begin{cases} 0, & P_{rete}(t) \leq P_{rete_lim} \\ -E_{rete}(t) + E_{rete_lim}, & P_{rete}(t) > P_{rete_lim} \end{cases}$$

dove

$$E_{rete}(t) = -E_{PV}(t) + E_{load}(t)$$

A conseguenza dell'espressione, se l'assorbimento sarà al di sotto di una certa soglia, la batteria non agirà e manterrà lo stato di carica invariato (E_b sarà nullo di conseguenza). Nel caso opposto e quindi di superamento del limite in prelievo da rete verrà comunque eseguita la verifica che la modifica dell'energia interna di batteria sia all'interno dei limiti considerati e, in caso positivo, avverrà la scarica.

Per questo genere di simulazioni il valore P_{batt_lim} è stato modificato vista la tipologia di applicazione per cui sono adottati i sistemi di accumulo. Saranno valutati due casi diversi di taglia di batterie (3.3 kWh e 6.5 kWh nominal) con rispettivamente i limiti in potenza di 3 kW e 4 kW. Il valore impostato per la seconda tipologia di batteria non è stato scelto proporzionalmente alle capacità rispetto al primo perché nei casi studio creati la capacità di peak shaving delle batterie era sufficiente essendo i limiti da rispettare in assorbimento più bassi del valore massimo raggiungibile da batteria. Questo aspetto può essere definito come la linea guida che è stata seguita in questo genere di simulazioni ossia ci si pone nel caso in cui la batteria sia in grado di lavorare in un intervallo di potenza che comprende il limite da rispettare legato alla potenza contrattuale non trovando ostacoli nella sua applicazione.

7.7.2 Metodo ibrido

Visti i risultati che saranno ottenuti applicando la metodologia presentata nella Sezione superiore dove l'utilizzo esclusivo dei sistemi di accumulo come riserva di potenza restituisce delle autosufficienze modeste si è scelto di implementare un'ulteriore metodologia di gestione. In quella che verrà presentata qui di seguito la scarica dei sistemi di accumulo è abilitata anche in fasce orarie dove non si verificano dei picchi di assorbimento: solo in questa maniera l'utente potrà usufruire maggiormente del sistema installato e raggiungere di conseguenza un'autosufficienza maggiore.

In uno scenario in cui i carichi sono programmati o prevedibili un meccanismo di questo genere è sicuramente attuabile. L'utente proprietario di casa usufruirà di determinati benefici se seguirà dei piani di programmazione del consumo. Come nel caso precedente si suppone quindi che l'andamento dei consumi nelle fasce più critiche dal punto di vista dell'assorbimento da rete con i relativi picchi di potenza sia pressoché conosciuto e di conseguenza si potrà attuare la tecnica proposta.

Negli inevitabili sviluppi futuri verranno implementate delle logiche previsionali che prevedono però degli studi approfonditi sulla tipologia di utenza come l'abitudine che tuttavia può non essere sempre seguita. In associazione a quanto appena detto la programmabilità dei carichi introdotta anche di impianti di domotica potranno aiutare senza dubbio l'applicabilità e l'efficacia di queste metodologie di gestione di sistemi di accumulo.

Per l'implementazione di questa tipologia di logica sono state seguite le seguenti considerazioni:

- È stato definito il parametro SOC_{new} corrispondente al livello di SOC_{min} raggiungibile dalla batteria nel classico funzionamento in autosufficienza che viene attuato se nella giornata in esame è previsto il verificarsi dell'evento critico (superamento della potenza contrattuale in prelievo da rete).

Nel caso in cui l'evento non è rilevato (previsione di non superamento) il valore di SOC_{min} è invece invariato andando a sfruttare completamente la capacità della batteria a meno dei limiti di SOC a scopo precauzionale di degrado di batteria di cui si è parlato ad inizio capitolo. L'utilizzo in questo caso è il medesimo di quello precedente dimostrando quindi la flessibilità del metodo utilizzato che andrà ad adattarsi in funzione della previsione dei consumi.

- Seguendo la medesima formulazione iniziale del problema dello Scenario Base e andando ad effettuare la modifica del calcolo di variazione dell'energia interna è stato seguito il seguente diagramma decisionale per andare a determinare i valori di SOC limite essenziale per la logica in esame.

In funzione delle condizioni che si verificano infatti saranno scelti o meno determinati limiti di riserva di energia per la batteria rendendola capace, nel caso di necessità, di sopperire agli assorbimenti da rete oltre il valore impostato.

Verranno quindi valutati come andranno a pesare i limiti di SOC precauzionali per assicurare l'intervento esaustivo della batteria in potenza. Nella simulazione il valore precauzionale è stato fatto variare per vedere gli effetti che ne conseguivano.

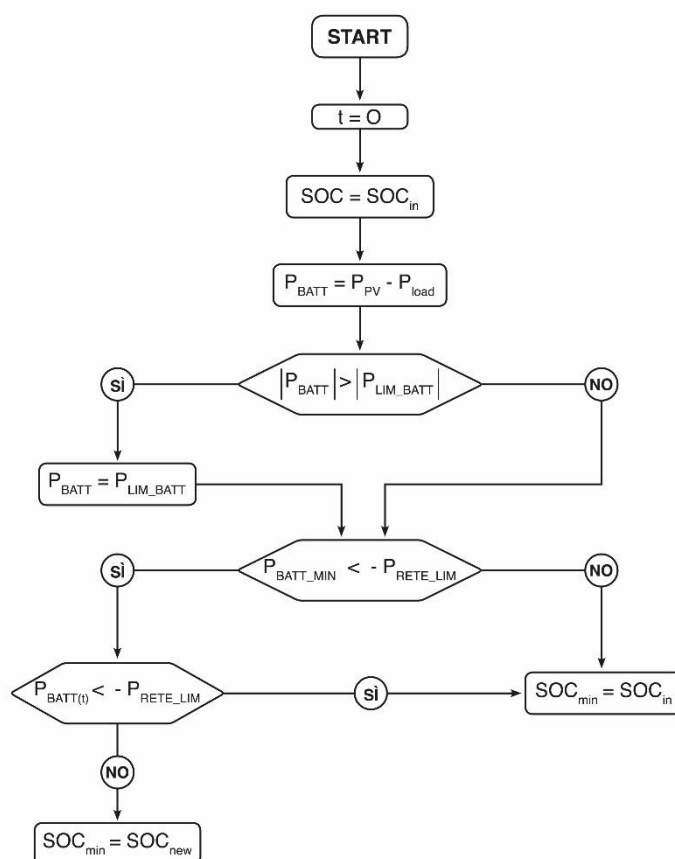


Figura 7.4 - Processo di selezione del SOC limite

Al tempo zero (nel modello creato questo coinciderà con il giorno zero di simulazione) verrà impostato il SOC_{in} per ogni sistema di accumulo (nelle varie simulazioni pari al 10%). Nello stesso tempo viene valutato lo squilibrio di rete determinato valutando la differenza tra produzione da fotovoltaico e consumi elettrici. Se questo valore supera in valore assoluto il limite permesso da

batteria (valore precauzionale in carica/scarica della stessa) questa verrà preparata nella scarica del valore massimo permesso, viceversa non verrà fatta nessuna variazione al valore di scarica (viene così confermato il valore P_{BATT}).

Se nella giornata (da $t=0=t_{in}$ a $t=t_{fin}$) viene previsto un superamento in assorbimento da rete e quindi in squilibrio (P_{BATT}) del limite in potenza (caso di $P_{BATT_MIN} < -P_{RETE_LIM}$) e questo si verifica al tempo (t) il nuovo limite di SOC minimo (SOC_{min}) viene lasciato al valore minimo (SOC_{in}). Se quanto appena detto non avviene (nella giornata si verifica l'evento critico ma questo non accade al tempo (t) allora il limite minimo di SOC sarà portato ad un nuovo valore ossia quello di riserva (SOC_{new}). Il nuovo valore limite rimarrà tale finché nella giornata si verificherà l'evento critico che andrà ad abbassarlo e a rendere l'energia «di riserva» di batteria disponibile.

Nel caso in cui l'evento critico (superamento della potenza contrattuale in assorbimento) non sia previsto per la giornata allora il sistema di accumulo verrà utilizzato senza nessuna limitazione (a meno dei vincoli di limitazione del degrado della stessa) assicurando il suo massimo sfruttamento e massimizzazione dell'autosufficienza per l'utente proprietario.

8. RISULTATI DELLE SIMULAZIONI

In questo capitolo verranno presentati i risultati ottenuti dalle diverse simulazioni in quest'ordine:

- 1) Dati generici di produzione fotovoltaica e consumo elettrico delle singole utenze con suddivisione energetica nelle varie fasce, calcolo di ulteriori parametri ad esse associate;
- 2) Calcolo della bolletta, costo relativo al degrado di batteria, ricavo dalla vendita di energia e conseguente saldo economico;
- 3) Calcolo dei medesimi valori citati sopra per la configurazione dello scenario di Aggregatore (unica utenza con bilancio dei valori di consumo e produzione delle singole utenze) e valutazione economica del vantaggio possibile per aggregatore e singole utenze della comunità energetica;
- 4) Confronto della logica individuale (massimizzazione dell'autosufficienza del singolo) con la logica di gestione di batterie secondo REGALGRID sulla base di rete complessiva (aggregata);
- 5) Applicazione della logica RG a una configurazione modello creata e confronto con quella individuale;
- 6) Applicazione delle logiche in potenza (esclusiva e ibrida) nel caso reale e in casi più rappresentativi e loro confronto con la logica locale.

8.1 Dati di produzione e di consumo elettrico di H-FARM

Vengono illustrate in Tabella 8.1 le principali grandezze dei singoli nodi di produzione e consumo del caso reale di H-FARM. Oltre ai valori ricostruiti da quelli già in possesso come il consumo elettrico e la produzione fotovoltaica, sono introdotti i valori ottenuti tramite la simulazione del funzionamento in locale (massimizzazione dell'SSR) come l'energia assorbita, immessa, scaricata da batteria (con i relativi cicli equivalenti) e, infine, i parametri adimensionali di autosufficienza (SSR) e autoconsumo (SCR).

Nella colonna all'estrema destra poi, vengono riportati i valori energetici dati dalla sommatoria dei valori appartenenti ai singoli nodi per dare un'idea di rete complessiva. I valori poi saranno confrontati con il caso di utenze presenti in uno stesso SEU dove avverranno inevitabilmente delle compensazioni dovute a dei mismatching tra le singole utenze e i valori complessivi risulteranno inferiori.

Tabella 8.1 - Generalità delle utenze di H-FARM

Parametro	Nodi							Complesso
	1	2	3	4	5	6	7	Σ
E_{load} [kWh]	97.9	133.0	104.7	194.5	103.3	67.6	65.8	766.7
E_{PV} [kWh]	190.3	57.2	165.1	115.9	140.7	199.2	202.1	1070.0
E_a [kWh]	11.0	82.6	14.2	97.7	46.6	10.1	7.4	269.4
E_i [kWh]	93.4	1.3	64.4	10.5	76.3	132.6	133.3	511.89
E_b [kWh]	29.2	12.5	31.6	34.9	24.4	29.3	25.9	187.9
$C_{b,eq}$ [cicli]	10.1	4.3	10.9	12.0	8.4	10.1	8.9	64.7
$P_{RETE,max}$ [kW]	2.50	1.63	1.39	2.20	1.50	1.12	1.23	/
SSR [%]	88.8	37.9	86.4	49.8	54.9	85.1	88.8	64.8
SCR [%]	50.9	97.8	61	90.9	45.8	33.4	34	52.2

Si vuol far notare come i nodi siano differenziati da numerosi aspetti.

Riguardo al primo parametro si nota come il nodo 4 spicchi sugli altri come valori di consumo elettrico mensile pari circa a tre volte quelli relativi ai nodi 6 e 7 rappresentanti le cassette presenti nella zona superiore della Figura 6.1. È evidente come queste strutture siano meno utilizzate rispetto alle altre cinque.

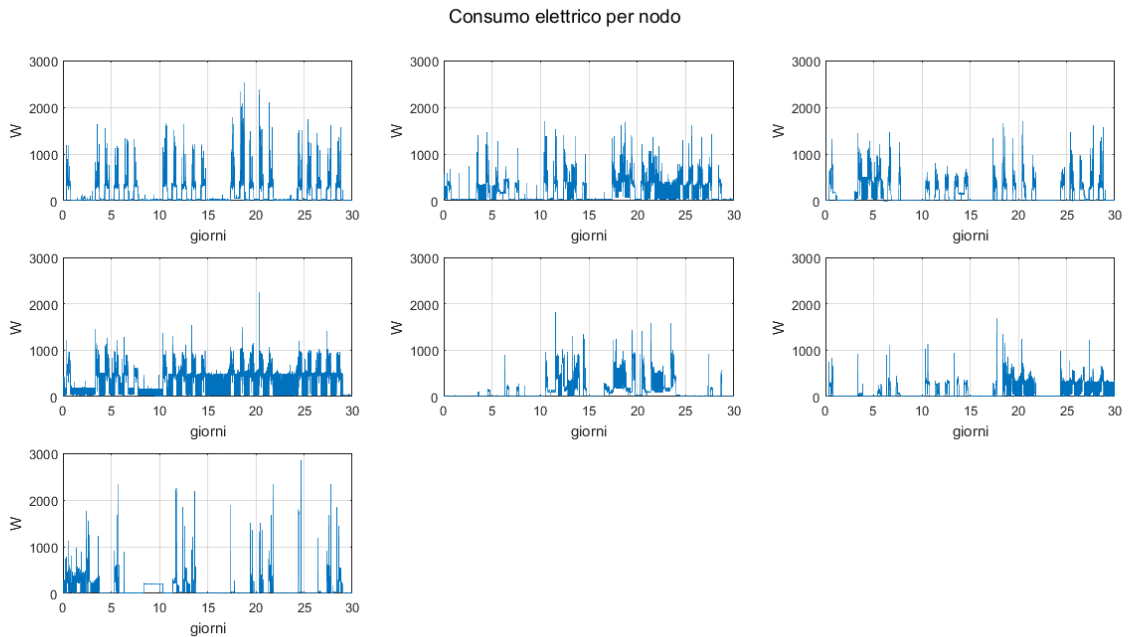


Figura 8.1 - Consumo elettrico per nodo

Delle considerazioni poi devono essere fatte anche riguardo alla produzione fotovoltaica non omogenea, anche se, come anticipato, le taglie degli impianti fotovoltaici di queste strutture sono esattamente gli stessi (ci sarebbe invece una piccola differenza con gli impianti installati nelle strutture più grandi che però non sono state prese in considerazione). Essendo della stessa taglia ci si sarebbero aspettati dei valori simili ma ciò non è accaduto perché, come è visibile in parte da Figura 6.1, il nodo 4 si trova circondato da alberi che superano in altezza l'impianto andando a causare innumerevoli ombreggiamenti durante la giornata. Principalmente l'impianto ne risente nelle ore mattutine in cui la pianta, posta sul lato est va a coprire quasi la totalità di luce utile alla produzione. Anche il nodo 4 risente degli ombreggiamenti, anche se in maniera più lieve, mentre i nodi che quasi si eguagliano non essendo circondati da alberi sono il nodo 1 situato in basso a sinistra e i nodi 6 e 7 situati nell'estremità in alto a sinistra con valori intorno ai 200 kWh mensili.

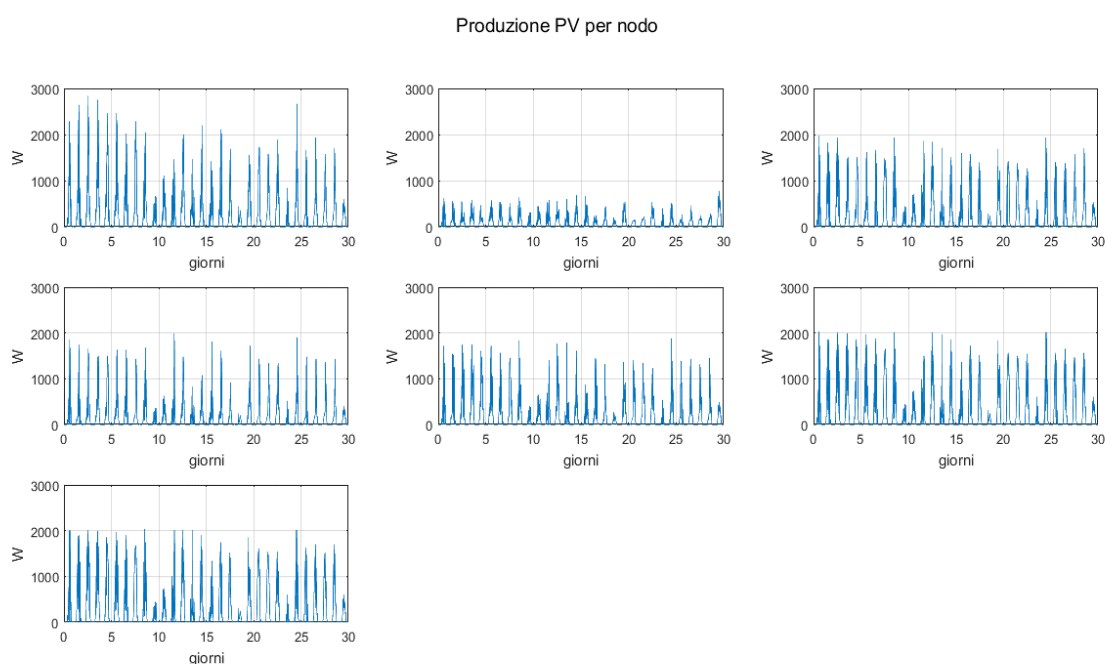


Figura 8.2 - Produzione PV per nodo

Nello Scenario Base in cui ogni utenza funziona in locale cioè in cui le batterie sono utilizzate con la logica standard di massimizzazione dell'autosufficienza si possono notare le inevitabili diversità riguardo all' E_a , E_i , E_b a conseguenza della non omogeneità di consumo e di produzione da fotovoltaico.

Una nota va fatta quindi anche sull'utilizzo in termini di kWh scaricati e di cicli equivalenti effettuati notando come il nodo 4 si aggira su un numero pari circa alla metà dei restanti: ciò è spiegabile dal fatto che quest'ultimo avrà un elevato coefficiente di autoconsumo e nelle diverse giornate destinerà poca energia alla ricarica di batteria avendo una produzione da rinnovabile di gran lunga inferiore rispetto alle altre unità.

Viene mostrato di seguito la progressione degli stati di carica delle varie batterie nel mese considerato nell'analisi.

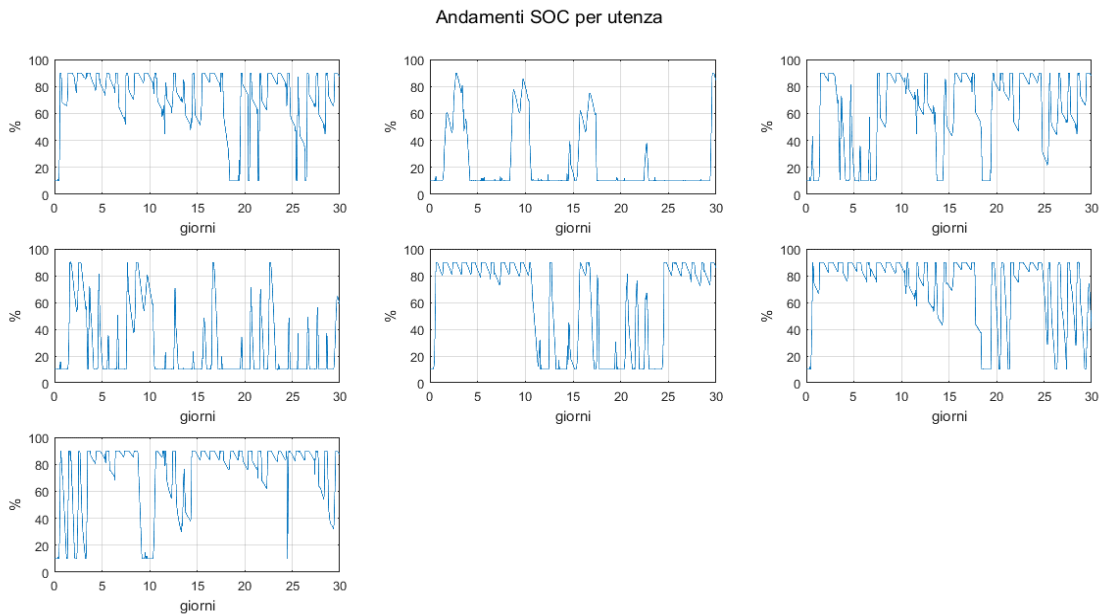


Figura 8.3 - Andamenti SOC per utenza

Si può notare come il nodo 2, caratterizzato da una produzione fotovoltaica molto ridotta rispetto alle altre utenze e da un consumo invece in linea con esse, non raggiunga quasi mai (se non per una sola giornata del mese) il valore di massimo stato di carica ammesso pari al 90%. Per il resto del mese è evidente come la capacità di caricare la batteria è di molto inferiore alle altre casistiche giungendo poi alla metà del mese in cui le cariche avvenute sono veramente rare.

Anche il nodo 4 mediamente ha valori di SOC inferiori alla media: ciò è spiegabile dal fatto che il nodo è caratterizzato da dei consumi ben distribuiti nelle varie fasce orarie (anche serali) probabilmente per l'inclusione da parte del contatore installato nel relativo impianto di un carico diverso rispetto alle altre utenze.

I picchi di potenza che vengono registrati a monte dell'impianto di ogni struttura singola (ipotizzando la presenza di un contatore fiscale posto in questo punto) sono relativamente bassi e quasi rappresentativi delle utenze di potenza contrattuale inferiore ai 3 kW. Proprio in merito a ciò le valutazioni economiche saranno sviluppate in due versioni: in una vengono considerate tutte le utenze come singole con una potenza impegnata pari a 3 kW mentre nell'altro caso in base ai picchi registrati ogni singola utenza avrà un valore in linea con essi (in questo secondo scenario ad es. il nodo 6 disporrà di una potenza contrattuale pari alla taglia inferiore ossia 1.5 kW).

Sono stati poi inseriti anche i valori complessivi pari esattamente alla somma degli elementi in riga per facilitare il confronto con quanto avviene nello Scenario di Aggregatore e poter sviluppare quindi le valutazioni sugli aspetti che si vengono a creare come la compensazione delle diverse curve di carico e di produzione delle singole utenze.

Nella Tabella 8.2 è fatto un confronto con le varie componenti economiche nel caso BD1 o BTA1 in cui la potenza contrattuale è pari a 1.5 kW e il caso BD2 e BTA2 in cui è invece pari a 3 kW. Si può notare come il peso di questo cambiamento sia maggiormente riscontrabile nel caso dell'utenza destinata ad altri usi.

Tabella 8.2 - Tariffazione nei casi 1.5 kW e 3 kW

Parametro	NODI							Complesso Σ
	1	2	3	4	5	6	7	
C _{BOLL_BD1} [€]	9.44	19.22	9.82	21.20	14.11	9.26	8.86	91.91
C _{BOLL_BD2} [€]	12.36	22.14	12.75	24.13	17.04	12.19	11.79	112.40
C _{BOLL_BTA1} [€]	27.44	41.14	28.00	43.94	34.01	27.20	26.61	228.35
C _{BOLL_BTA2} [€]	36.00	49.69	36.54	52.49	42.56	35.75	35.16	288.20
R _{sold} [€]	4.69	0.06	3.15	0.46	4.00	6.91	7.09	26.36
S _{BD1} [€]	9.73	21.30	12.07	26.70	14.32	7.36	6.19	97.66*
S _{BD2} [€]	12.65	24.23	15.00	29.63	17.24	10.28	9.12	118.16*
S _{BTA1} [€]	27.74	43.23	30.25	49.44	34.22	25.30	23.94	234.10*
S _{BTA2} [€]	36.29	51.78	38.80	57.99	42.77	33.85	32.45	293.95*

*Verrà introdotto anche il caso in cui le utenze 2, 3, 5, 6, 7 dispongono di una Potenza contrattuale pari alla minore ossia 1.5 kW visti i picchi in potenza assorbita all'interno dell'intervallo permesso pari alla P_{contrattuale}+10%. In questo preciso caso evidenziato dalle composizioni in rosso della stessa tabella si ottiene S_{BD2_tot}=103.52 € e S_{BTA2_tot}=251.22 € ovviamente poste tra i valori relativi al caso di tutte le unità con potenza contrattuale pari a 1.5 kW e il caso con 3 kW.

Il valore del saldo totale pari precisamente alla somma delle bollette riscontrabile nella colonna all'estrema destra sarà utilizzato per il calcolo del guadagno da parte dell'Aggregatore.

Nello Scenario di Aggregatore la compensazione che si ottiene è ricavabile dalla seguente tabella in cui sono confrontati i valori energetici di rete complessivi della Tabella 8.1:

Tabella 8.3 - Confronto tra valori energetici tra i due Scenari

Parametro	Scenari		Δ%
	Σ	Aggregato	
E _a [kWh]	269.4	223.8	-16.9
E _i [kWh]	511.9	466.3	-8.9
E _b [kWh]	187.9	187.9	0.0
C _{b_eq} [cicli]	64.7	64.7	0.0
P _{RETE_max} [kW]	/	5.13	/
SSR [%]	64.8	70.8	6.0
SCR [%]	52.2	56.45	4.25

Si può notare quindi come effettivamente avvengano delle compensazioni dovute a dei mismatching in prelievo e in immissione da parte delle utenze andando complessivamente a scambiare quantitativi inferiori (sia in immissione che in prelievo) con la rete esterna. Ciò si traduce inevitabilmente con un aumento dei valori di autosufficienza e di autoconsumo.

La Figura 8.4 rappresenta lo scambio con rete del Cluster complessivo con l'inevitabile compensazione che si ottiene essendo l'ipotetico punto di misurazione posto a monte della sottorete.

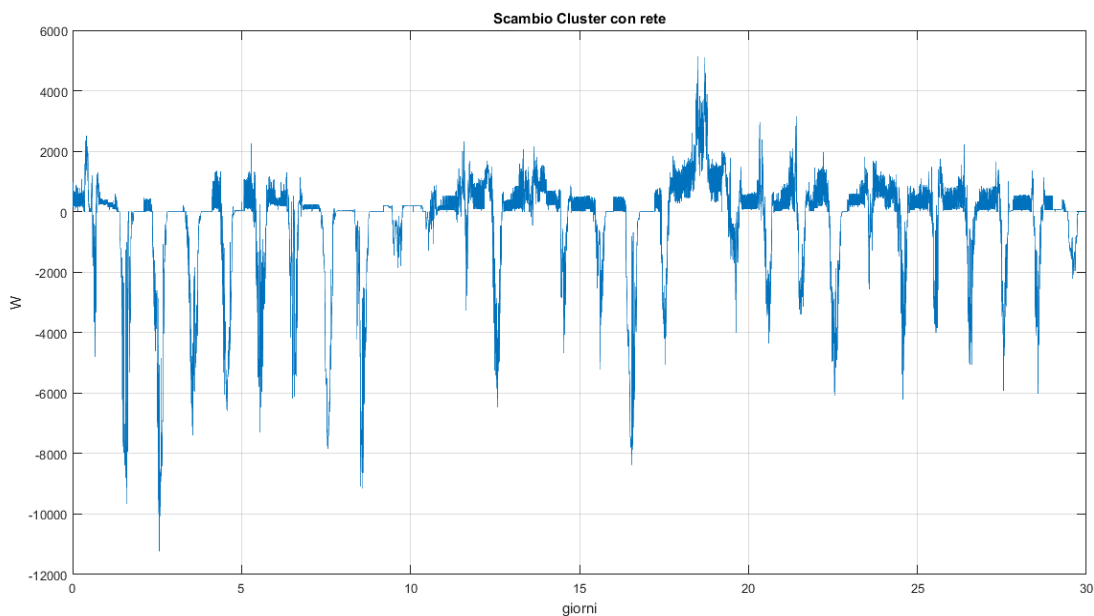


Figura 8.4 - Scambio cluster con rete (con compensazione)

Si può notare il valore di picco in assorbimento verso la seconda metà del mese rappresentato anche in Tabella 8.3 del valore di 5.13 kW. L'andamento verso la fine del mese vede una progressiva diminuzione delle immissioni in rete causato sia dall'aumento dei consumi medi nelle varie utenze (riscontrabile da Figura 8.1 e di conseguenza anche in Figura 8.4) sia da una diminuzione di produzione da fotovoltaico.

I delta energetici tra gli assorbimenti e le immissioni sono dello stesso valore essendo la logica di funzionamento adottata la stessa in entrambi i casi (con gli stessi valori di energia ciclata dalle batterie). Si può osservare ciò andando a rilevare la differenza tra le immissioni e i prelievi entrambe pari a 45.6 kWh che portano a dei $\Delta\%$ ovviamente differenti.

Il picco di assorbimento di rete registrato nel secondo Scenario è di solamente 5.13 kW andando a guidare il proseguo dell'analisi utilizzando come valori di potenza contrattuale per l'aggregatore il valore appena superiore pari a 6 kW. Questa non costituisce l'unica scelta di potenza impiegata ma ne sono state scelte di ulteriori per avere anche una differenza più accentuata e cautelativa nel caso in cui si possano verificare dei picchi maggiori in altre situazioni mantenendo però delle utenze con caratteristiche simili a quelle del caso studio.

Le potenze contrattuali scelte per l'aggregatore sono state le seguenti:

- 21 kW: pari alla somma delle potenze contrattuali delle singole utenze nel caso in cui siano titolari di un contratto con potenza impiegata di 3kW;
- 13.5 kW: pari alla somma delle potenze contrattuali delle singole utenze nel caso in cui siano titolari di un contratto con potenza impiegata pari a quella definita con l'asterisco (3 kW per i nodi 1 e 4, 1.5 kW per i restanti);

- 10 kW: pari ad un valore ben superiore a quello di massima potenza istantanea registrata all'unico POD della rete del caso studio;
- 6 kW: pari al valore appena superiore a quello di massima potenza istantanea registrata all'unico POD della rete del caso studio.

Nella Tabella 8.4 sono introdotti i valori economici con i diversi valori di potenza contrattuale e confrontati con le sommatorie del caso dello scenario Base con utenze individuali (no compensazione e figura dell'aggregatore).

Tabella 8.4 - Confronto tra parametri economici tra scenari

Parametro	Scenari					
	Σ		Aggregato			
P _c [kW]	21	13.5	21	13.5	10	6
C _{BOLL_BD} [€]	112.40	97.76	88.00	73.36	66.53	58.72
C _{BOLL_BTA} [€]	288.20	245.45	181.30	144.77	122.59	97.15
R _{sold} [€]	26.36	26.36	23.81	23.81	23.81	23.81
C _{batt} [€]	32.09	32.09	32.09	32.09	32.09	32.09
S _{BD} [€]	118.16	103.52	96.28	81.64	74.80	67.00
S _{BTA} [€]	293.95	251.20	189.57	153.04	130.86	105.42

I valori energetici sono i medesimi per tutte le diverse applicazioni in potenza dello Scenario di Aggregazione dove quindi varieranno solo gli aspetti economici legati alla potenza contrattuale

È possibile già notare che, a causa delle compensazioni tra curve di produzione e consumo, i relativi miglioramenti in autosufficienza e autoconsumo vengono ben rispecchiati dai valori economici.

Emerge chiaramente un vantaggio economico anche nel caso anomalo in cui gli utenti partano dalla situazione di una potenza contrattuale di 3 kW e 1.5 kW mista e che l'Aggregatore si faccia invece titolare di un contratto di fornitura energetica maggiore della somma (quindi 21 kW). Ovviamente questo confronto non avrebbe molto senso ai fini pratici come invece lo avrebbe confrontare casi a parità di potenza (21 e 21, 13.5 e 13.5) o i casi in cui la potenza contrattuale di aggregatore sia inferiore a causa delle previste compensazioni.

Va ricordato però che l'aggregatore non potrà farsi carico, a meno di svolte pesanti alla normativa, di un contratto di fornitura della tipologia domestica. Per questo motivo la Tabella 8.4 è oscurata per le caselle relative a queste tipologie.

Confrontando inoltre i casi domestici di utenze singole, colonne a sinistra, con il caso di aggregatore soggetto a BTA si nota come non ci siano dei guadagni considerevoli da rendere l'opzione appetibile. L'unico caso emerso di possibile guadagno è l'associazione 21 kW (tutte utenze domestiche di 3 kW) con l'aggregatore titolare di un contratto con potenza impiegata di 6 kW. Risultano comunque dei guadagni minimi e quindi non verranno fatte altre valutazioni per questo genere di associazione.

Diversamente avviene nel caso di utenze di piccole imprese (BTA) dove invece il passaggio allo scenario con Aggregatore porta a molti sgravi economici che nel seguito dell'analisi saranno tradotti anche in guadagno per le singole utenze con un meccanismo scelto dallo stesso aggregatore.

Di seguito saranno calcolati i valori in base alla redistribuzione del saldo alle varie utenze di tipo altri usi per il metodo relativo al saldo nel caso di utenza allacciata alla rete pubblica descritta nel Capitolo precedente con diverse percentuali di guadagno dell'aggregatore a partire da un valore minimo del 10%.

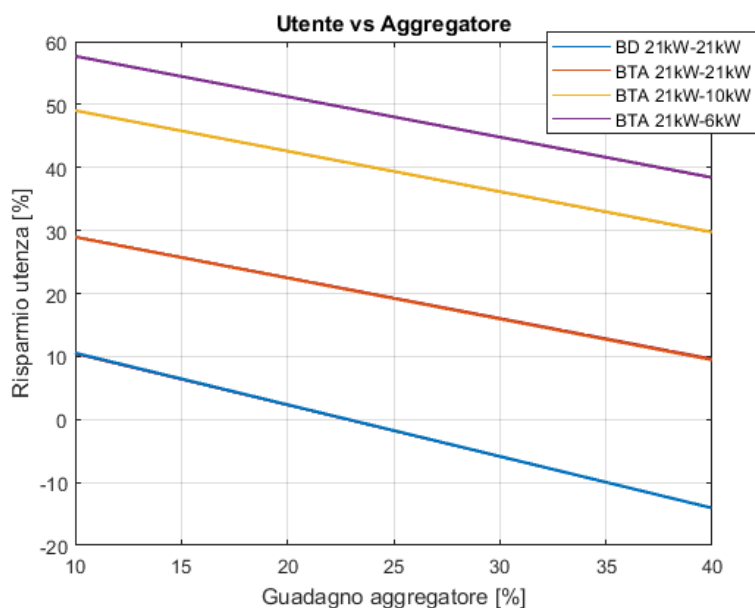


Figura 8.5 - Confronto tra G% utente da 3 kW e aggregatore con diverse potenze

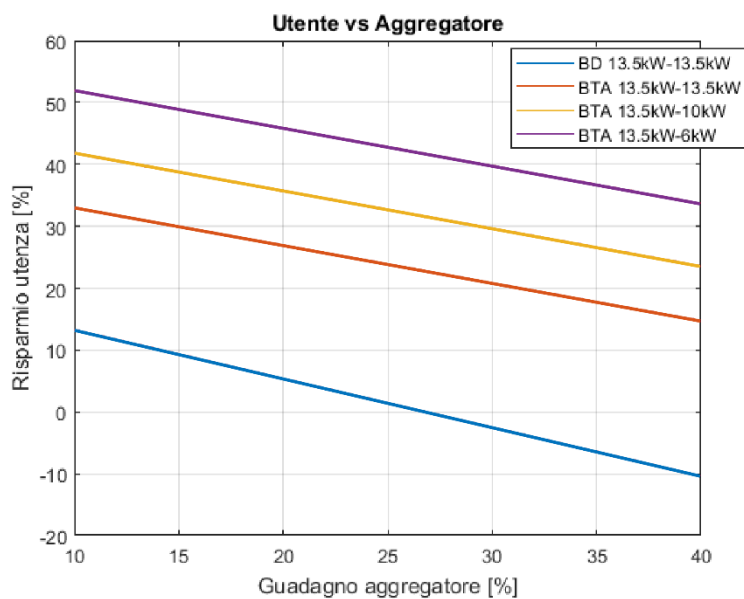


Figura 8.6 - Confronto tra G% utente con P miste e aggregatore con diverse potenze

Si può notare come per le associazioni della Figura 8.5 la convenienza minore è rappresentata dal caso di utenze domestiche (tariffa BD) di 3 kW e aggregatore dello stesso tipo (21 kW domestico) che però, come già detto, non rappresenta un caso verosimile. Vanno evidenziate le alte percentuali di risparmio che emergono nel caso delle PMI sia nel primo caso che nel secondo che ovviamente sarà in misura inferiore partendo già da una configurazione di minor potenza impegnata.

Come previsto poi, minore sarà la potenza di cui l'aggregatore dispone contrattualmente, maggiore sarà il suo guadagno possibile assicurando allo stesso tempo quello delle utenze di cui si fa carico. Si può vedere come il guadagno delle utenze, rispetto allo Scenario Base, ha ancora un valore attorno al

10% nel caso peggiore, cioè dell'associazione 21 kW – 21 kW per un guadagno di aggregatore del 40%.

In termini non più percentuali ma assoluti sono stati ottenuti i seguenti andamenti:

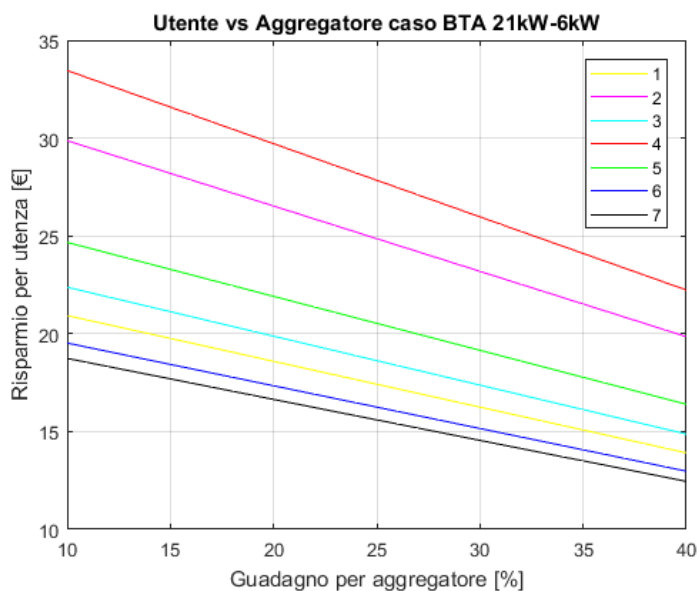


Figura 8.7 - Guadagno utenze BTA con 3 kW con aggregatore

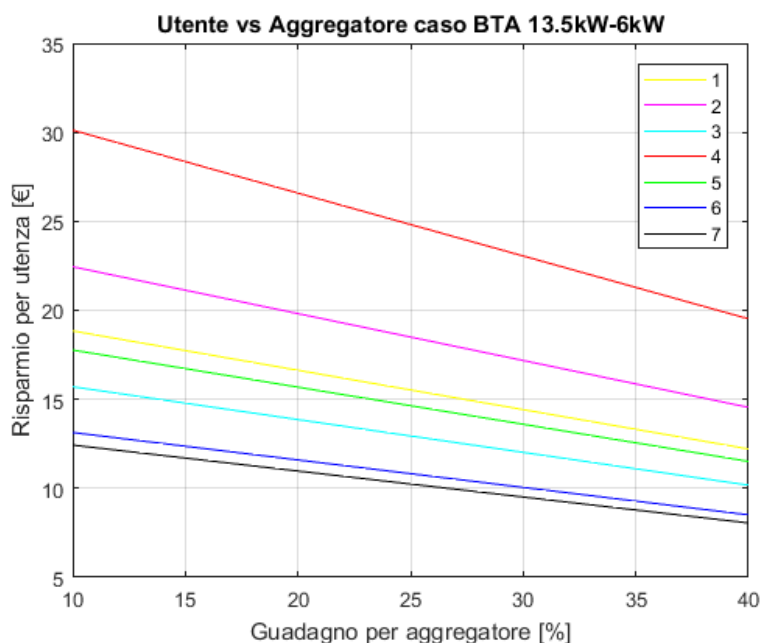


Figura 8.8 - Guadagno utenze BTA con potenze ridotte con aggregatore

In Figura 8.7 sono visualizzabili i guadagni in euro per singola utenza rispetto al caso di titolarità di un contratto standart senza l'aggregatore come intermediario. Si nota come l'unità che disporrà del

minor guadagno è l'utenza 7 anche se il guadagno percentuale, per come è stato calcolato, sarà lo stesso per tutte le utenze (per verifica basti notare che l'utenza 7 è giustamente quella con il saldo minore tra tutte). Anche nella figura successiva (Figura 8.8) i guadagni sono considerevoli anche se di valore inferiore all'altro caso.

Con questo si è confermato quanto anticipato nei capitoli introduttivi del potenziale energetico ed economico dell'aggregazioni di utenze (anche se con l'interposizione della figura di aggregatore è emersa come vantaggiosa solo l'associazione con utenze destinate agli «altri usi»).

8.2 Confronto e altre simulazioni con logica REGALGRID

Ciò che viene presentato di seguito è stato ottenuto eseguendo varie simulazioni sia sul caso studio sia su altri casi di utenze con diverse curve di consumo e di produzione da rinnovabile.

Per prima cosa verranno mostrate le curve ottenibili andando a elaborare i medesimi dati di input del caso reale tramite il simulatore in cui è implementata la logica REGALGRID andando poi ad analizzare anche le diverse curve di scambio con rete ottenute con il medesimo processamento delle simulazioni precedenti (calcolo di scambio con rete dei singoli, dello scambio con rete del complesso con inevitabile compensazione e dei relativi parametri energetici/economici di energia assorbita, immessa, ecc).

Viene ricordato che in queste valutazioni della logica sono stati dovuti modificare i rendimenti che nella precedente simulazione erano pari a 0.95 (round trip efficiency) per il sistema di accumulo e a un rendimento variabile in funzione della potenza relativa di funzionamento per il convertitore di batteria. I nuovi valori escludono i rendimenti perché posti pari all'unità. Questa scelta è stata obbligata dall'utilizzo del simulatore che non include questo genere di grandezze e per coerenza di confronto anche lo scenario di aggregato dove ogni utenza segue una logica locale di massimizzazione dell'autosufficienza è stato rielaborato con i medesimi rendimenti. Le differenze tra i valori energetici tabellati (Tabella 8.5) del primo caso e quelli di Tabella 8.3 trovano quindi spiegazione in questo fatto.

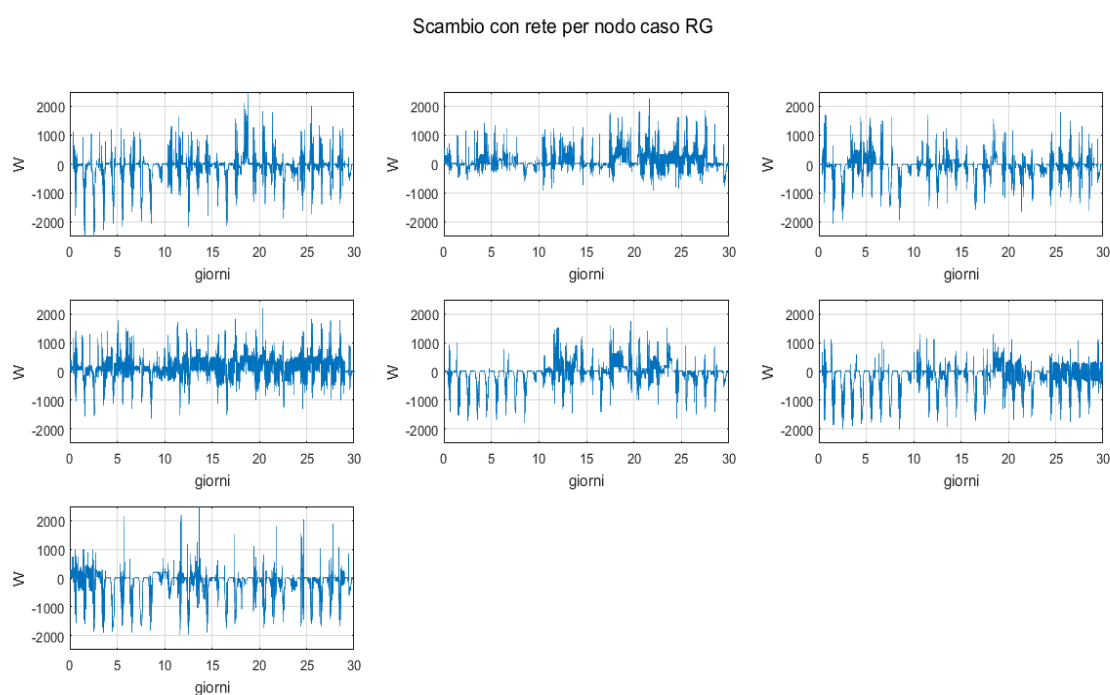


Figura 8.9 - Scambio Cluster con rete caso RG

Si può notare dalla Figura 8.9 che, come previsto, le singole utenze seguano dei profili di immissione e di prelievo nettamente diversi rispetto allo Scenario Base. Avendo compreso la logica ciò è sicuramente nella norma dato che le utenze, in linea generica, andranno a scaricare la propria batteria se un certo quantitativo energetico è richiesto a livello di computo complessivo di rete ricordando che la funzione da minimizzare è esattamente il valore di potenza istantanea in prelievo da rete esterna. Le utenze che invece mediamente necessitano di un assorbimento da rete (spesso quindi in situazioni di deficit energetico) non vedranno variare i propri profili di immissione e di prelievo. La modifica dei profili sarà quindi più evidente per la prima tipologia di utenze.

Questa conseguenza dell'attuazione della logica ha portato inevitabilmente a svolgere l'analisi su aspetti di rete complessiva e non di singolo che, nel caso di tariffazione standart (di utente singolo allacciato alla rete di distribuzione pubblica), vedrebbe inevitabilmente peggiorare la propria bolletta elettrica o saldo (valore risultante da sottrazione del ricavo dalla vendita di energia). Ciò accadrebbe infatti a causa del minor valore economico dell'energia immessa rispetto a quella acquistata.

In linea con lo Scenario di Aggregatore si suppone che a questa figura sia permessa l'attuazione di una generica logica di gestione dei sistemi di accumulo delle utenze appartenenti alla sottorete. Si suppone inoltre che i sistemi di accumulo possano invece essere installati dall'aggregatore stesso per superare il possibile blocco mentale relativo alla concessione da parte dell'utente singolo di poter gestire la batteria da una figura esterna.

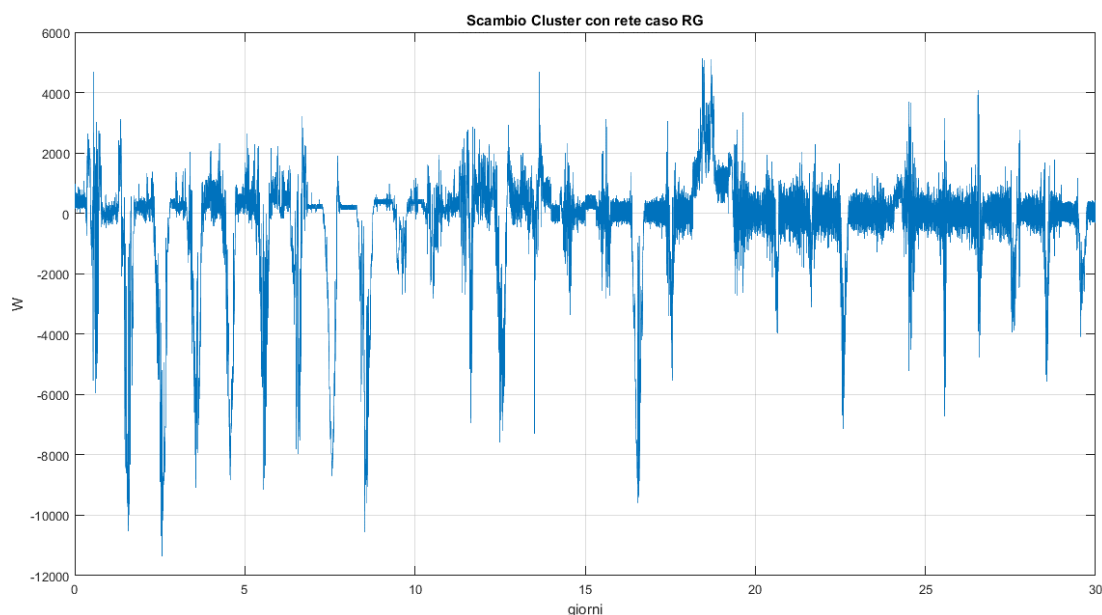


Figura 8.10 - Scambio Cluster con rete caso RG

In Figura 8.10 si può notare come il profilo di scambio con rete non sia molto differente rispetto al caso di singole utenze sottoposte a logiche di massimizzazione di autosufficienza. Il fattore che le distingue è sicuramente la presenza di fluttuazioni maggiori di potenza.

Questo effetto non è esattamente riconducibile alla logica REGALGRID ma a un difetto del simulatore stesso dato che analizzando i dati nel dettaglio sono state registrate delle fluttuazioni dello stato di carica di batteria indesiderate. È stato rilevato che nei momenti in cui al sistema di accumulo è richiesta una scarica esso non sempre rispetta il limite minimo di SOC amMESSO superandolo e andando così, negli istanti successivi, a richiedere una carica per il raggiungimento del SOC minimo amMESSO. Questi rimbalzi sono una delle cause delle maggiori fluttuazioni visibili nella figura qui sopra. La modifica di questi valori non è stata possibile per la grande mole di dati ma, nonostante questo fattore, non si registra un peggioramento ma circa un'equivalenza tra i due funzionamenti. È logico pensare che nel caso in cui questi rimbalzi del SOC (tra un valore inferiore al minimo e successivamente un suo superamento) siano eliminati si possano verificare dei miglioramenti per i valori riportati nella Tabella successiva.

Prima della tabella riepilogativa è presentata infine la progressione dei SOC dei vari sistemi di accumulo nel caso di attuazione della logica REGALGRID.

Andamenti SOC per utenza caso RG

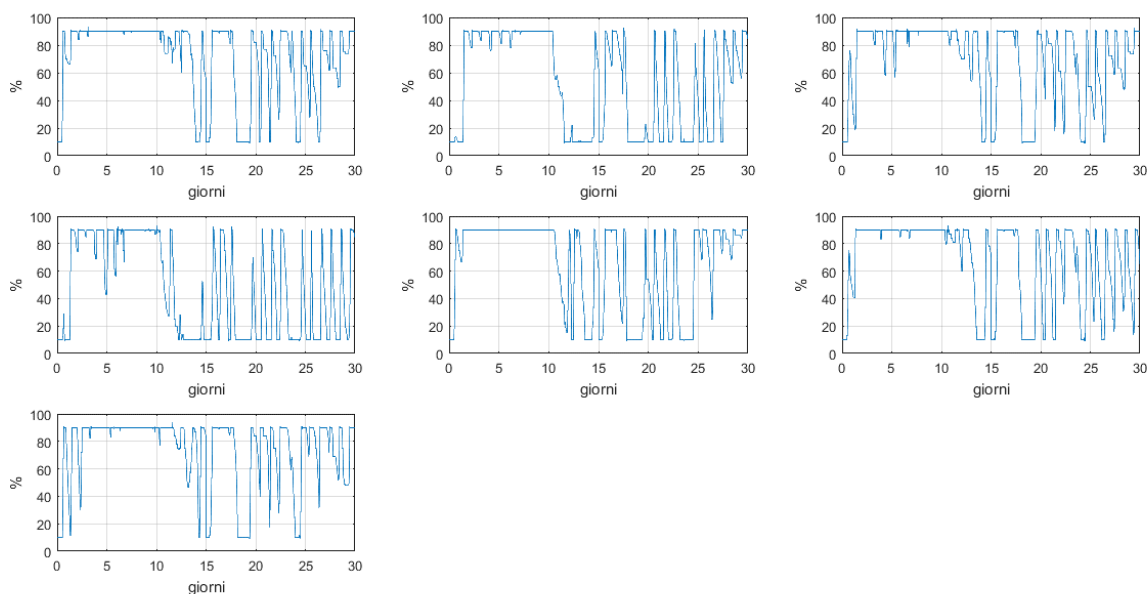


Figura 8.11 - Andamenti SOC per utenza caso RG

Si può notare da Tabella 8.5 come i valori ottenuti non abbiano degli discostamenti apprezzabili né in positivo né in negativo. Delle spiegazioni però devono essere fatte a riguardo anche in base ai risultati che invece saranno visibili per il caso aggiuntivo riprodotto e utilizzato per un approfondimento dell'efficacia della logica REGALGRID.

Tabella 8.5 - Confronto con logica REGALGRID

Parametro	NODI							CLUSTER
	1	2	3	4	5	6	7	
SSR [%]	90.3	39.4	88.7	52.6	57.5	86.9	90.0	72.9
SSR _{RG} [%]	67.9	21.5	60.5	31.7	39.8	54	61	72.4
SCR [%]	48.4	96.2	58.4	89.6	44.1	31.0	31.5	54.3
SCR _{RG} [%]	36.7	58.7	40.4	55.5	32.0	20.1	22.0	54.3
E _a [kWh]	9.5	80.5	11.9	92.3	43.9	8.8	6.6	207.5
E _{a,RG} [kWh]	31.4	104.4	41.4	132.8	62.2	31.1	25.6	211.6
E _i [kWh]	98.3	2.2	68.7	12.1	78.7	137.4	138.4	489.3
E _{i,RG} [kWh]	120.4	23.6	98.4	51.6	95.7	159.3	157.6	489.7
E _b [kWh]	27.5	13.2	30.7	36.8	24.4	27.4	23.9	183.9
E _{b,RG} [kWh]	27.7	26.5	30.5	41.7	27.2	30.6	26.6	210.8

Da Tabella 8.5 si vuole anche sottolineare come, per alcune unità, l'energia ciclata in scarica del rispettivo sistema di accumulo sia di molto maggiore rispetto al caso del funzionamento in locale. Ciò si spiega dal fatto che, per come è stata descritta la logica, le batterie sono comandate in scarica anche nel caso in cui l'utenza di appartenenza non necessiti di essa a causa di un bisogno quindi complessivo di equilibrio di rete da perseguire.

La maggiore energia ciclata caratterizzante di questa logica sarà studiata in sviluppi futuri a causa del possibile maggior invecchiamento dei sistemi di accumulo e per le perdite relative alla conversione di batteria e di sistema di conversione.

8.2.1 Caso alternativo

A seguito dei risultati ottenuti non soddisfacenti è stato pensato di testare la logica di gestione dei sistemi di accumulo su un caso diverso da quello reale creando dei profili di utenze in consumo e produzione che soddisfino i canoni tipici di utenza domestica o di piccola impresa.

Si è inoltre scelto di mantenere uno stesso numero di nodi ossia sette per non falsare l'analisi del caso precedente reale e dimostrare come sia invece possibile ottenere degli effetti positivi se si verificano determinati mismatching e differenze nelle cariche residue tra i sistemi di accumulo delle varie utenze. La valutazione sarà comunque di rete complessiva in linea con quanto già detto riguardo alla logica RG.

Nel caso presentato si ha una produzione da fotovoltaico complessiva pari a 82.7 kWh e dei consumi giornalieri complessivi pari a 72.7 kWh.

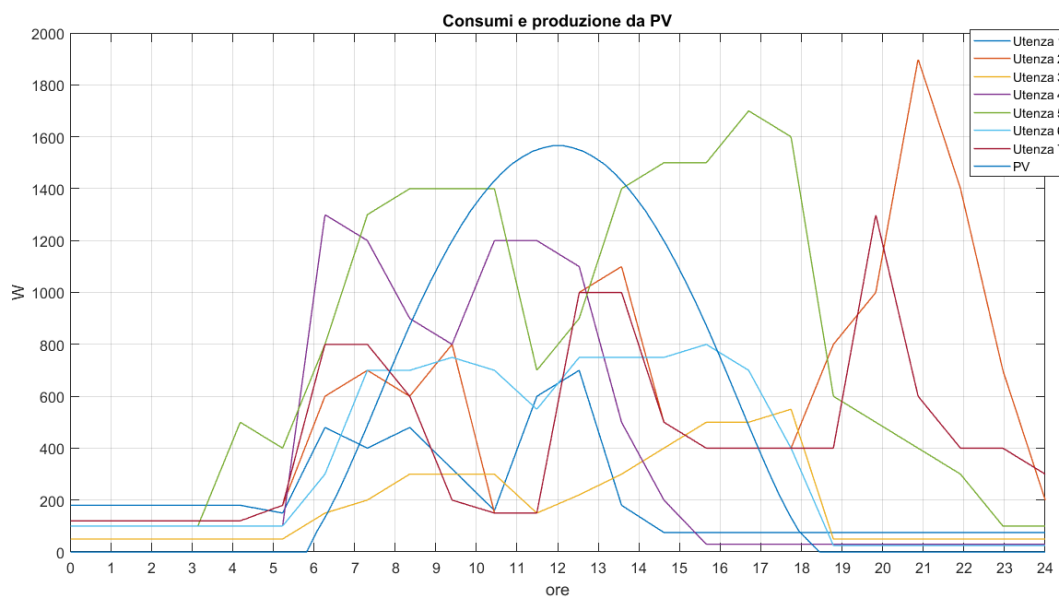


Figura 8.12 - Caso alternativo: Curve di consumo e produzione

Il valore annuale di consumo medio per utenza si aggira quindi sui 3800 kWh annui. Ricordiamo che questo valore rappresenta il consumo elettrico e non l'assorbimento da rete dato che tutte le utenze di questo complesso sono dotate sia di impianto fotovoltaico sia di sistema di accumulo. Le curve relative al Caso alternativo sono visibili da Figura 8.12.

Si può già notare come le varie utenze, nel caso preciso scelte volutamente sufficientemente diverse, presentano dei consumi ben differenziati avendone introdotte tre di tipo domestico caratterizzate dai picchi serali (presumibilmente riconducibili al rientro in casa delle persone e all'utilizzo di

elettrodomestici per la cucina, una di queste si presume non abbia dei consumi serali nel giorno considerato) e quattro utenze riconducibili all'ambiente di PMI che potrebbe rappresentare dei semplici studi, edicole, ma di certo non di grossa taglia visti i valori ricreati. Non sono volutamente stati introdotti casi di consumo esageratamente diverso anche per il fatto che difficilmente un'utenza domestica possa essere geograficamente ubicata nelle prossimità di una grossa impresa. Nei centri urbani ciò sicuramente accade tra utenze domestiche e le tipologie di strutture citate prima. Si sono ottenuti quindi dei consumi complessivi simili ma distribuiti nella giornata in maniera diversa visto l'utilizzo destinato alle strutture.

La produzione da fotovoltaico invece utilizzata è la medesima per le sette utenze che compongono il complesso ricavata da PVGIS per un ipotetico impianto situato nella stessa zona di H-FARM da 3 kWp di taglia e inclinazione di 35° rivolto verso sud ottenendo una produzione giornaliera di 82.7 kWh.

Con il modello in MATLAB che implementa la logica di funzionamento in locale dei sistemi di accumulo e successivamente l'utilizzo del simulatore RG per l'ottenimento dei valori di batteria settati e loro elaborazione ai fini della valutazione sono stati ottenuti i parametri visibili in Tabella 8.6.

Tabella 8.6 - Caso alternativo: Confronto con logica REGALGRID

Parametro	NODI							Complesso	
	1	2	3	4	5	6	7	Locale	RG
SSR [%]	73.6	60.3	92.7	73.0	60.3	89.2	71.4	70.9	79.1
SSR _{RG} [%]	65.6	54.1	83.4	56.9	56.6	79.6	62.5		
SCR [%]	48.4	71.4	49.3	77.5	100	81.3	65.4	71.1	69.4
SCR _{RG} [%]	28.6	63.9	32.1	46.2	93.9	59.5	57.2		
E _{load} [kWh]	5.2	14.0	4.6	9.6	19.6	8.9	10.8	72.7	
E _a [kWh]	1.4	5.6	0.3	2.6	7.8	1.0	3.1	21.2	15.2
E _{a, RG} [kWh]	1.8	6.4	0.8	4.1	8.5	1.8	4.1		
E _i [kWh]	6.1	3.4	6.0	2.7	0.0	2.2	4.1	23.9	25.3
E _{i, RG} [kWh]	8.4	4.3	8.0	6.4	0.7	4.8	5.1		

In questo caso si nota come la valutazione effettuata utenza per utenza fa ora emergere dei benefici considerevoli. La logica RG infatti attua una coordinazione tra le utenze per un beneficio alla rete complessiva. Ecco che in questo caso è ben riscontrabile nella parte destra della tabella l'aumento in autosufficienza del caso RG pari a un 8.2%. Va sottolineato che il diverso delta energetico visibile tra le energie immessa e prelevata è differente perché nel primo caso (Scenario di funzionamento in Locale) alcune delle utenze non hanno scaricato completamente la propria batteria a fine giornata. In questo caso, con la logica RG, ciò è avvenuto a conseguenza del fatto che le utenze appena nominate hanno ceduto parte dell'energia di batteria per scopi di rete complessiva.

Certamente i quantitativi energetici, partendo da una determinata situazione di carica di batteria e giungendo ad una stessa situazione, che sia una logica locale o RG, non varieranno per il semplice fatto che l'energia prodotta e quella consumata sono gli stessi: la variazione consiste nella maniera con cui vengono gestite le energie contenute nei diversi sistemi di accumulo.

In Figura 8.13 si ha il risultante scambio con rete nei due casi di funzionamento, rispettivamente in rosso per il caso di funzionamento in locale e in blu per quello con logica REGALGRID.

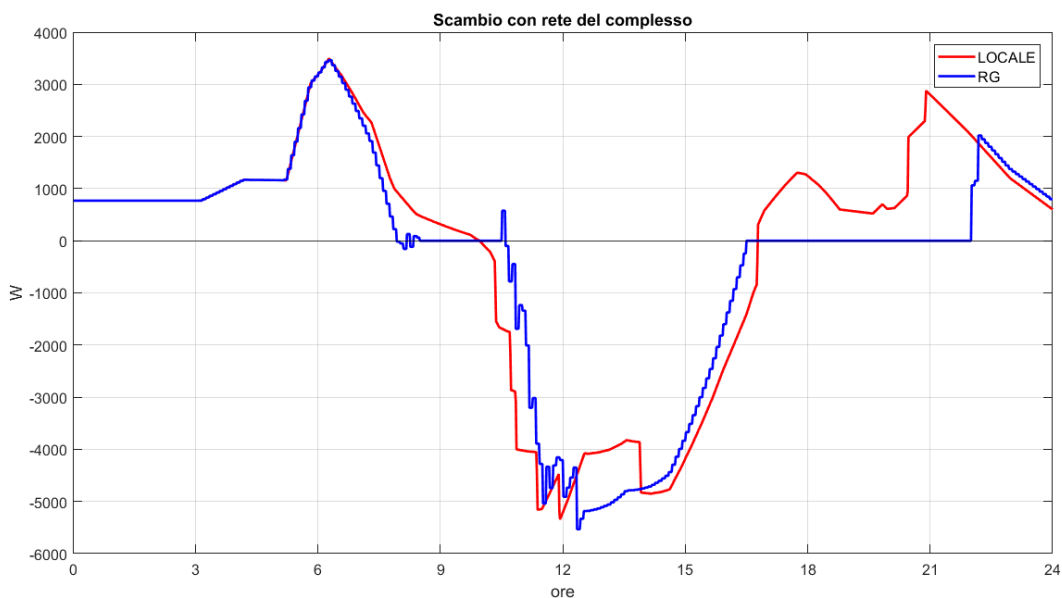


Figura 8.13 - Caso alternativo: Scambio con rete del complesso

Si può notare la differenza delle aree tra le due curve soprattutto nella zona serale. Proprio in queste fasce orarie nel caso di REGALGRID non avvengono degli assorbimenti da rete che invece accadono nel caso di locale. Non avendo più disponibilità di fonte rinnovabile l'unica maniera per non prelevare da rete sono i sistemi di accumulo che nel caso di locale non possono essere scaricati se non per l'utente che li possiede e quindi gli impianti che non dispongono più di energia dalla propria contribuiscono all'assorbimento da rete. Nel secondo caso invece possiamo dire che l'energia nelle batterie viene condivisa e non avviene nessun assorbimento da rete fino al momento in cui tutti i sistemi di accumulo sono scarichi e sarà solo quello il momento in cui avverrà l'assorbimento da rete.

Una situazione di questo tipo sicuramente si può presentare quando ad esempio durante i giorni festivi o di vacanza un'abitazione o una PMI non sono frequentati per svariati motivi. Ecco che la struttura che non viene utilizzata fa da riserva di energia con il proprio sistema di accumulo alle utenze invece che hanno dei consumi elettrici. Nel caso differente (logica in locale) l'utenza che non consuma immette si in rete ma solo una volta che abbia completato la propria carica di batteria e non andrà mai a scaricare la stessa per immettere energia in rete.

A questo proposito vengono mostrati nelle Figure 8.14 gli andamenti degli stati di carica (SOC) dei diversi sistemi di accumulo delle utenze nei due modalità di funzionamento.

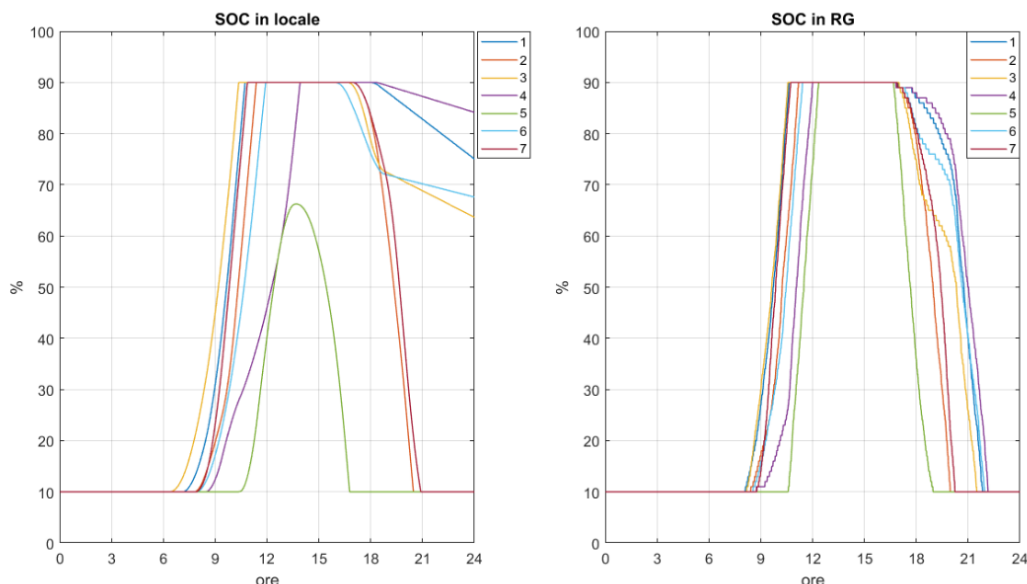


Figure 8.14 - Caso alternativo: SOC nei due funzionamenti

Come si può notare dall'immagine si verifica quanto detto: se nel primo caso quattro dei sette sistemi di accumulo sono ancora carichi a fine giornata (nessuno di essi va al di sotto di un SOC del 60%) per dei consumi dell'impianto in cui sono installati ridotto, nel secondo (RG) l'ultimo sistema di accumulo raggiunge la scarica completa intorno alle 22:00. È così avvenuto il massimo sfruttamento di questi sistemi che nella giornata hanno ciclato la massima energia disponibile al fine di mantenere un minor squilibrio al punto di connessione con la rete esterna.

Il caso presentato non può certamente avere una validità assoluta perché non sempre determinate situazioni di mismatching e stati di carica di batterie differenti potranno verificarsi. Questo aspetto però non rappresenterà un limite perché una logica di questo genere non potrà causare dei peggioramenti visto che nel caso estremo di profili di produzione, di consumo e di conseguenza di utilizzo dei sistemi di accumulo identici ci potranno essere delle variazioni dei profili singoli di scambio con rete ma non certamente di rete complessiva. In questi casi quindi una logica di questo tipo non potrà attuare dei miglioramenti ma attuerà solamente degli spostamenti temporali degli assorbimenti e delle immissioni in rete.

8.3 Utilizzo delle batterie esclusivo come riserva di potenza

Vengono di seguito mostrate le applicazioni del metodo già descritto nella Sezione 7.7.

Le valutazioni saranno fatte per nodo e non più di rete complessiva dato che ora il beneficio che si vuole ottenere è quello del singolo utente con il passaggio ad una potenza contrattuale inferiore.

Per la prima applicazione sono stati scelti i due nodi di H-FARM che, secondo quanto emerso dalle simulazioni, hanno presentato dei valori di picco di assorbimento da rete maggiori di 2 kW e che avrebbero quindi provocato lo scatto del contatore nel caso di utenza con potenza contrattuale pari a 1.5 kW. Negli altri casi reali il valore registrato è stato di poco maggiore per due casi (nodo 2 e 5 con

rispettivamente 1.63 kW e 1.52 kW) ma che comunque sarebbero rientrati nei valori massimi permessi che corrispondono ad una maggiorazione del 10% del valore di contratto. Nel caso quindi di 1.5 kW la massima potenza sfruttabile senza limitazioni di tempo è quindi 1.65 kW che non viene superata nemmeno nei due casi appena citati.

Vengono mostrate in Tabella i valori relativi ai picchi raggiunti ed anche alle composizioni per questi nodi che inevitabilmente hanno visto la propria autosufficienza diminuire sfruttando in maniera minore le batterie rispetto al caso di funzionamento in locale. Viene anche mostrato come la scelta di un limite diverso mostri proprio un aumento di autosufficienza utilizzando, come effetto secondario del limite, maggiormente la propria batteria. Vuole essere evidenziato questo trend anche se proseguendo fino a valori sempre più bassi si giungerà inevitabilmente al punto in cui il sistema di accumulo non sarà più in grado di rispondere al verificarsi dei picchi non avendo sufficiente energia a disposizione a causa delle scariche per valori più bassi.

I valori di simulazioni vengono riassunti qui di seguito:

- Periodo: intero mese di settembre 2017
- Taglia PV: 3 kWp (i dati di produzione sono relativi all'impianto reale)
- $\eta_{MP} = 0.92$;
- $\eta_{TR} = 0.95$;
- $C_{batt} = 0$ € (non vengono valutati i costi di batteria);
- $E_{cap} = 3.3$ kWh (2.9 kWh utili);
- $P_{batt_lim} = 3$ kW (sia in carica che in scarica);
- SOC ammesso: intervallo [10 90] % (per coerenza con le simulazioni svolte di H-FARM).

Tabella 8.7 - Confronto con diversi utilizzi in potenza della batteria

Parametro	Potenza di assorbimento da rete per intervento di batteria									
	Normale utilizzo		1650 W		1000 W		700 W		500 W	
Nodo	1	4	1	4	1	4	1	4	1	4
P_c [kWh]	3	3	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
E_{load} [kWh]	97.9	194.5	97.9	194.5	97.9	194.5	97.9	194.5	97.9	194.5
E_{PV} [kWh]	190.3	115.9	190.3	115.9	190.3	115.9	190.3	115.9	190.3	115.9
E_a [kWh]	10.8	98.0	36.9	129.0	34.2	128.8	31.3	127.7	29.7	122.5
E_i [kWh]	94.3	10.3	126.8	47.9	123.4	47.6	119.9	46.2	117.8	39.7
P_{RETE_max} [kW]	2.51	2.20	<u>1.65</u>	<u>1.65</u>	<u>1.00</u>	<u>1.00</u>	2.51	<u>0.70</u>	2.51	<u>1.14</u>
SSR [%]	89.0	49.6	62.3	33.6	65.0	33.8	68.0	34.3	69.7	37.0
SCR [%]	50.4	91.1	33.4	58.7	35.1	59.0	37	60.1	38.1	65.7
S_{BD} [€]	7.60	23.72	6.51	23.07	6.31	23.05	6.09	22.97	5.98	22.59
S_{BTA} [€]	31.22	52.10	26.02	47.55	25.67	47.52	25.29	47.39	25.08	46.70

In verde vengono rappresentati i saldi ammissibili dato che in alcuni casi non lo saranno (in rosso) visto il valore di potenza di picco ottenuto che non sempre rispetta i limiti stabiliti da una potenza contrattuale di 1.65 kW. In giallo viene raffigurato invece il caso di superamento del limite che doveva essere assicurato dalla batteria ma in cui si è comunque al di sotto della potenza contrattuale (o di quella ammessa pari alla stessa maggiorata del 10%).

Come previsto questo metodo porta ad una perdita in autosufficienza per il particolare utilizzo delle batterie che sono abilitate alla scarica per soli determinati momenti coincidenti con il superamento

della potenza istantanea in assorbimento. Si può notare anche come l'abbassamento del limite per cui la batteria è abilitata in scarica fa diminuire la perdita in autosufficienza per il maggior utilizzo/sfruttamento della batteria. Abbassando di troppo questo valore viene raggiunto un punto per il quale il limite in assorbimento da rete non sarà più rispettato e si verrà a perdere il target per cui la logica è stata impostata.

Nonostante le grosse perdite in autosufficienza però si può già notare come, nei casi in cui il picco non superi i 1.65 kW e quindi sia possibile passare alla potenza contrattuale più bassa, si ottengono già dei guadagni che sono maggiori nel caso di utenza per altri usi per le maggiori quote relative alla potenza dell'impianto. Il guadagno ad esempio del nodo 1, che dispone di un saldo in passivo veramente basso per il ridotto valore di consumo, è quantificabile con 1.51 € al mese che però rappresenta circa il 20% del saldo iniziale. Per il caso del nodo 4 invece il guadagno percentuale è sicuramente minore dato che la quota relativa all'energia variabile ha maggior peso vedendo le quote fisse e variabile di potenza incidere in maniera inferiore.

Includendo inoltre i corrispettivi, qui esclusi, di battery ageing il caso di utilizzo in buffer di potenza sarà ancora più vantaggioso dato che la batteria ciclerà minor energia e quindi minore sarà il numero di cicli equivalenti di essa.

Viene mostrata l'evoluzione del SOC per il nodo 1 nei due casi di funzionamento in Figura 8.15 (viene mostrato il caso di limitazione di 1 kW dato che nel caso di 1.65 kW viene registrata una scarica quasi nulla).

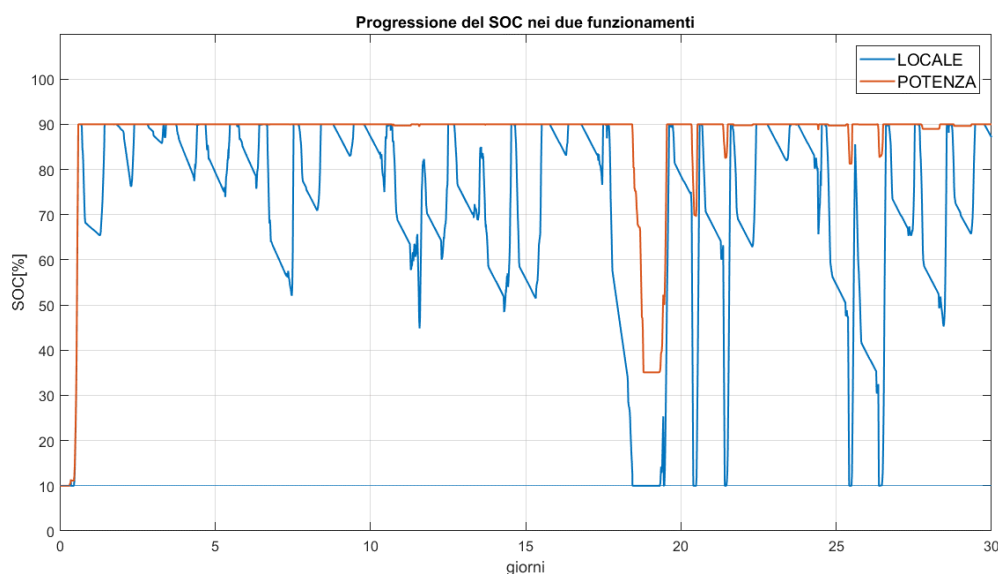


Figura 8.15 - Progressione del SOC nei due funzionamenti

Il SOC nel primo caso subisce inevitabilmente più variazioni mentre nel secondo caso le variazioni sono minime e nulle nella maggior parte del tempo salvo l'utilizzo nella seconda parte del mese dove i carichi hanno superato il limite del kW per un periodo prolungato provocando nell'altro caso la scarica completa della batteria.

8.3.1 Caso alternativo

Per dar maggior risalto a questa tipologia di controllo viene introdotto un ulteriore profilo di carico ispirato ad un'utenza domestica. È questo sicuramente lo scenario di maggior applicabilità di una tecnologia del genere visto che è l'utente domestico ad essere principalmente attento alla tariffazione della bolletta elettrica piuttosto che una piccola impresa. Il caso relativo ad essa è comunque proposto

anche se non verrà creato nel dettaglio un profilo personalizzato: con le medesime curve di produzione e consumo saranno solamente valutati anche i parametri economici di una tariffa BTA.

I casi diversi introdotti sono raggruppati e mostrati in un unico grafico anche se, va ricordato che le valutazioni vengono fatte per singola utenza.

Sia per questo caso che per il successivo di applicazione dei sistemi di applicazioni mista i casi presi in esame, oltre a quello però poco significativo di H-FARM, sono stati gli stessi per coerenza.

Vengono rappresentati in Figura 8.16 i 3 casi di utenza presi in esame differenziati per la posizione dei picchi in assorbimento in potenza che delle volte si ripetono frequentemente nella giornata ed altre si verificano occasionalmente nella settimana.

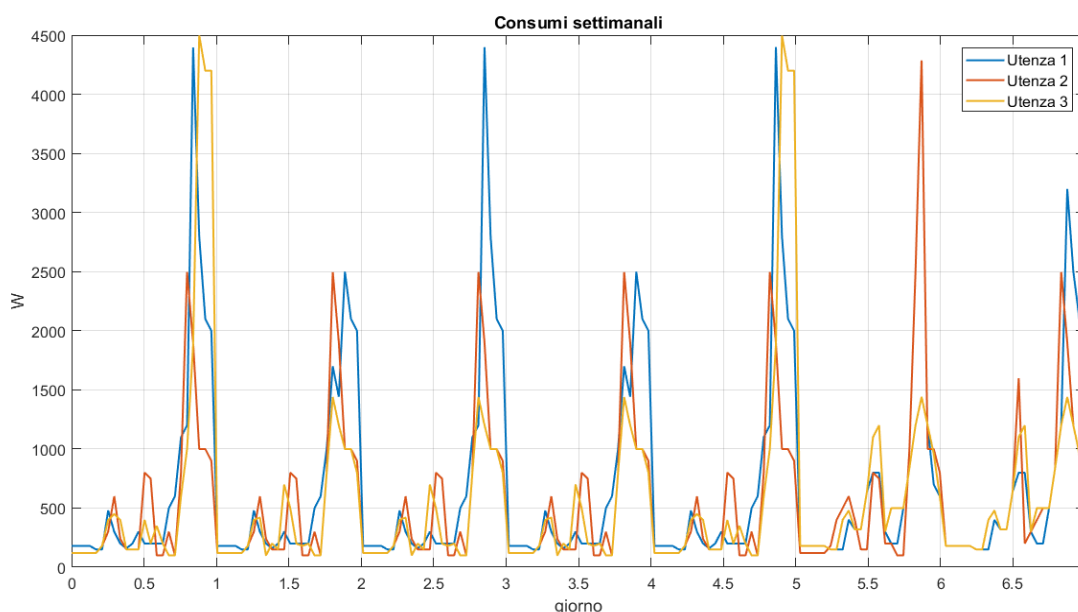


Figura 8.16 - Consumi settimanali

Il caso 1 ('Utenza 1') presenta dei picchi che superano i 4.4 kW a giorni alternati che nella realtà possono essere associati a delle ricariche di un veicolo elettrico sommato ad esempio all'utilizzo di fornelli elettrici o a induzione.

Nel caso 2 ('Utenza 2') invece non sono presenti picchi elevati e continui associabili alla ricarica di veicoli elettrici ma il picco, essendo occasionale è riconducibile ad un utilizzo come quello di un piano cottura a induzione in contemporanea con altri apparecchi domestici (come il condizionamento interno) che, sommandosi, hanno portato a questo valore. Come si nota dal grafico complessivo, avviene solo nella sera del 5° giorno (venerdì).

Nell'ultimo caso ('Utenza 3') i picchi presentano una maggiore frequenza (caso di una ricarica del veicolo elettrico utilizzato ogni giorno (ricaricato con una potenza costante di 2 kW). Viene quindi ipotizzato un utilizzo giornaliero del veicolo e che, a fine giornata, si sia perlopiù scaricato costringendo la carica serale che in parte si sovrapporrà ai consumi classici costituendo il picco. Si ipotizza inoltre che termini la propria carica in ore più tarde quando il resto dei carichi è praticamente costituito da dispositivi in stand-by.

La casistica introdotta sarà utilizzata per le analisi di entrambi i metodi in potenza (esclusivo e non) e su di esse verranno fatte delle valutazioni confrontandole comunque con la logica individuale di massimizzazione di autosufficienza.

I dati della simulazione vengono riassunti qui di seguito:

- Periodo: settimana generica
- Taglia PV: 3 kWp
- $\eta_{MP} = 0.92$;
- $\eta_{TR} = 0.95$;
- $C_{batt} = 4000$ €;
- $E_{cap} = 6.4$ kWh (5.9 kWh utili);
- $P_{batt_lim} = 5$ kW in scarica e 2.2 kW in carica come consigliato da produttore;
- $SOC_{in} = 10\%$;
- No restrizioni di SOC: $SOC = [0\ 100]$ % (i 5.9 kWh utili considerano già in parte le limitazioni del BMS di batteria).

Sia come taglia dell'impianto fotovoltaico, che come sistema di accumulo i valori utilizzati sono stati aumentati rispetto al caso precedente perché un utente che dispone di un sistema di accumulo si presume che, a seguito di un buon dimensionamento dell'impianto generale, disponga di un sistema di accumulo, se installato successivamente, che gli consenta di raggiungere ad un'autosufficienza che si aggiri almeno tra il 50% e 70%. Per valori più bassi la scelta della batteria potrebbe essere conseguenza di una valutazione sbagliata dei consumi e di un errato dimensionamento della stessa. Inoltre per dare maggiore disponibilità di batteria in queste applicazioni non vengono imposte le limitazioni di precauzione al degrado di batteria che in una certa maniera sono già comprese nel BMS di batteria.

I casi proposti, come lo vedrà dai risultati della simulazione dell'applicazione della gestione esclusiva di abbassamenti dei picchi di prelievo, rispecchieranno quanto appena detto.

Tabella 8.8 - Parametri energetici ed economici con diverse limitazioni in potenza

Parametro	Potenza di assorbimento da rete per intervento di batteria											
	Normale utilizzo			3300 W			2000 W			1000 W		
Utenza	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
P_c [kW]	4.5	4.5	4.5	3	3	3	3	3	3	3	3	3
E_{load} [kWh]	114.2	93.9	98.9	114.2	93.9	98.9	114.2	93.9	98.9	114.2	93.9	98.9
E_{pv} [kWh]	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0
E_a [kWh]	52.6	28.4	34.0	88.5	65.5	66.9	78.6	61.9	61.0	59.2	47.0	57.7
E_i [kWh]	33.0	29	29.7	71.0	68.6	64.0	60.7	64.6	56.7	41.16	48.7	53.6
P_{RETE_max} [kW]	4.24	4.29	4.50	<u>3.30</u>	<u>3.30</u>	<u>3.30</u>	<u>2.00</u>	<u>2.00</u>	<u>4.20</u>	<u>2.49</u>	<u>1.00</u>	<u>4.26</u>
SSR [%]	53.9	69.8	65.6	22.5	30.2	32.3	31.2	34.0	38.3	48.1	50.0	41.6
SCR [%]	68.0	71.8	71.1	31.1	33.4	37.8	41.1	37.4	45.0	60.0	52.7	48.0
C_{b_deg} [€]	10.21	10.21	10.21	0.47	0.12	1.27	3.16	1.09	2.88	8.43	5.16	3.78
C_{BD} [€]	11.94	6.05	6.87	16.49	11.49	12.06	14.87	10.91	11.12	11.51	8.49	10.55
C_{BTA} [€]	17.78	13.51	14.41	20.71	16.67	17.04	19.38	16.19	16.31	16.71	14.12	15.77
S_{BD} [€]	22.20	16.31	17.15	16.96	11.61	13.33	18.02	12.00	14.00	19.94	13.65	14.32
S_{BTA} [€]	28.00	23.72	24.62	21.17	16.79	18.31	22.53	17.28	19.19	25.13	19.28	19.54

Sono stati inseriti due ulteriori voci al caso precedente andando a valutare anche il caso in cui venga considerato il degrado di batteria secondo il modello già utilizzato. Avendo utilizzato uno storage di 6.5 kWh nominali e ipotizzando che il modello utilizzato sia della stessa marca di quello presente ad H-FARM (nel dettaglio è stato preso in considerazione il modello LGResu Chem6.5 i cui dettagli sono visibili in Tabella 6.3) si è stabilito un costo pari a 4000 € scontato del 50% per le detrazioni fiscali relative agli interventi in risparmio energetico stabiliti dall'Agenzia delle Entrate.

Si può notare come l'inclusione di questo parametro (prima non valutato) sposti di molto la convenienza di utilizzo a causa del suo forte peso. Va ricordato però che la modellizzazione del degrado del sistema di accumulo scelta non tiene conto di numerosi fattori che potrebbero spostare il costo considerevolmente in entrambi i sensi. Questa valutazione quindi non può essere conclusiva ma dovrà essere utilizzata per un approfondimento sull'argomento stesso e, disponendo di ulteriori dati e informazioni come anche l'ambiente in cui è posta la batteria, uno studio sulla convenienza del metodo caso per caso.

Connesse a questo aspetto si hanno poi le perdite di conversione: minore è l'energia ciclata della batteria minori saranno le perdite relative alla conversione che, per prima approssimazione, possono essere valutate utilizzando come rendimento la radice quadrata dell'efficienza di round trip di batteria (considerando quindi la perdita di energia in carica e in scarica di ugual valore).

Ancora questa volta, come la precedente tabella, in verde viene mostrato il caso in cui il picco ha rispettato pienamente il limite imposto da batteria, in giallo quando questo non è stato rispettato ma il limite relativo alla potenza contrattuale lo è e, infine, in rosso quando nemmeno quest'ultimo non è stato rispettato.

Nella Figura 8.17 sono raffigurati rispettivamente i valori di scambio con rete in termini di potenza istantanea e l'andamento degli stati di carichi dei sistemi di accumulo. In linea continua si ha l'Utenza 1, tratteggiata l'Utenza 2 e infine a punti l'Utenza 3. Ricordando la convenzione dei segni un valore positivo di potenza definisce un assorbimento mentre un valore negativo un'immissione. Il caso presentato è quello con limitazione in potenza di 3.3 kW, che nei diversi casi, viene rispettato: l'intervento delle batterie, lontane dal SOC minimo, è puntuale e assicura che scambio con rete non superi mai il valore di limite massimo.

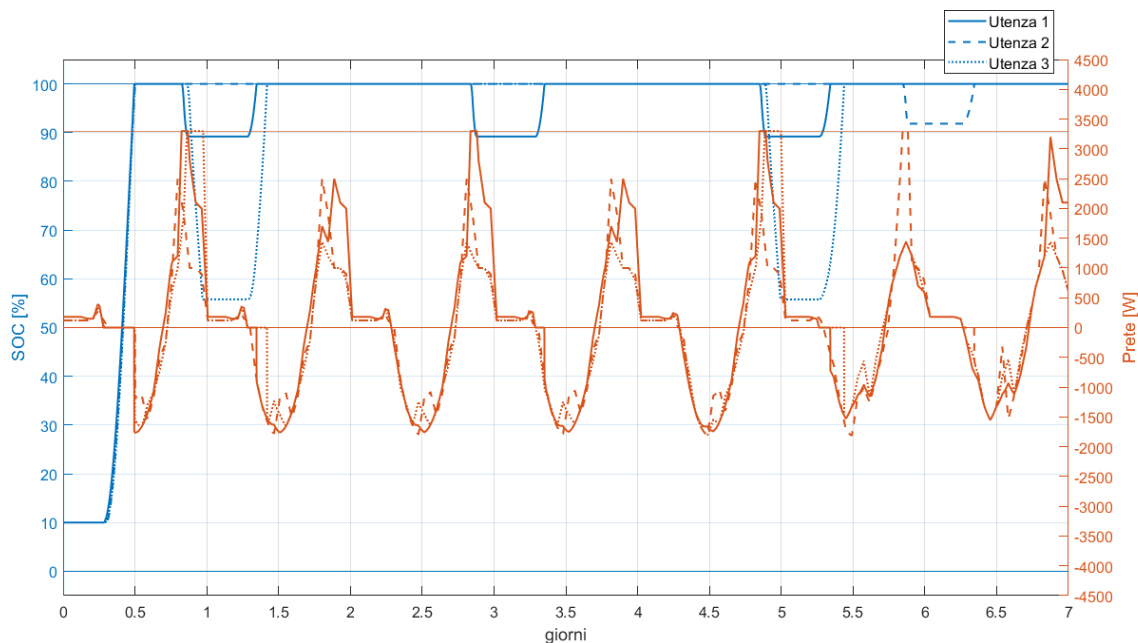


Figura 8.17 - Andamenti SOC e assorbimento da rete ($P_{lim}=3.3$ kW)

In Figura 8.18 invece si può vedere ciò che succede nel caso in cui il limite di intervento di batteria è inferiore ossia pari a 1.65 kW.

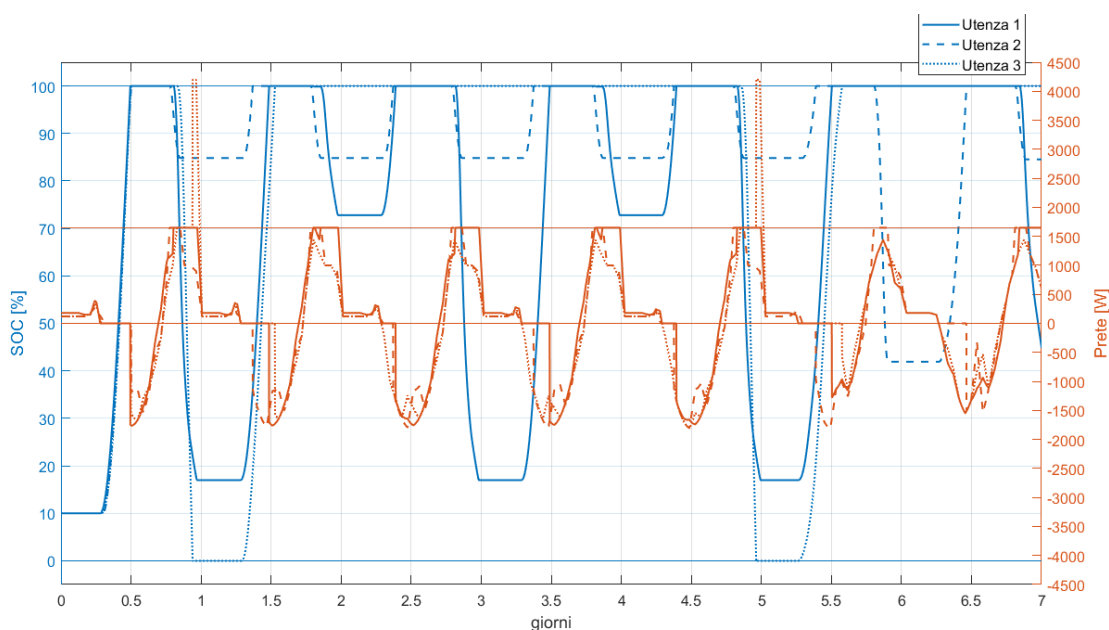


Figura 8.18 - Andamenti SOC e assorbimento da rete ($P_{lim}=1.65$ kW)

Questo metodo rappresenta sicuramente l'altro estremo dell'utilizzo di un sistema di accumulo rispetto al caso di massimizzazione dell'autosufficienza visto il poco impiego in scarica ammesso esclusivamente in caso di avvenimento di un evento critico.

Abbassando il limite di batteria si può notare come ci si avvicini in termini di autosufficienza al caso di funzionamento normale e che considerando anche la batteria nel computo del saldo i valori si alzano inevitabilmente. Il grafico qui in basso mostra l'andamento dei fattori principali di utenza al variare del limite di batteria impostato (nello specifico è mostrato il caso dell'Utenza 1 in Figura 8.19).

Il caso dell'Utenza 2 è analogo mentre il terzo si differenzia per il non raggiungimento del limite per valori bassi di limite di batteria. Quest'ultimo viene raffigurato qui di seguito (Figura 8.19).

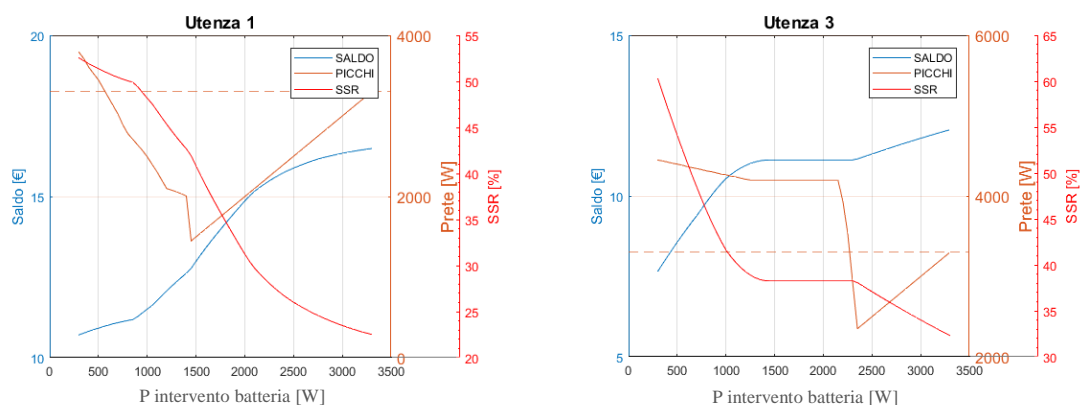


Figura 8.19 - Caso 1 e 3: Grandezze caratteristiche (no degrado batteria)

Si può notare la grande differenza nei due casi dove il picco non è contenuto nella potenza contrattuale fino a valori che si avvicinano ad una potenza di entrata in azione della batteria intorno ai 2250 W dove viene raggiunto bruscamente. Ciò avviene perché utilizzando minor energia in scarica

con quel livello esatto di limitazione ne ha conservata sufficientemente a rispondere al picco e mantenerlo al di sotto della potenza contrattuale.

Successivamente, il minor utilizzo (e aumento del limite di intervento) fa aumentare inevitabilmente il saldo ma anche lo stesso valore massimo di assorbimento in potenza rimanendo comunque al di sotto della P_c finché questa viene raggiunta per lo stesso valore impostato sul sistema di accumulo.

In questo caso rappresentato dove il degrado della batteria (e relativo costo) non è considerato il saldo segue un andamento crescente con l'aumentare del limite di batteria; viceversa andando a considerarlo si otterrebbe una curva decrescente: il maggior utilizzo (e abbasso del limite) porta un degrado maggiore che, visto il costo della batteria, stravolge l'andamento visto precedentemente (vedi Figura 8.20).

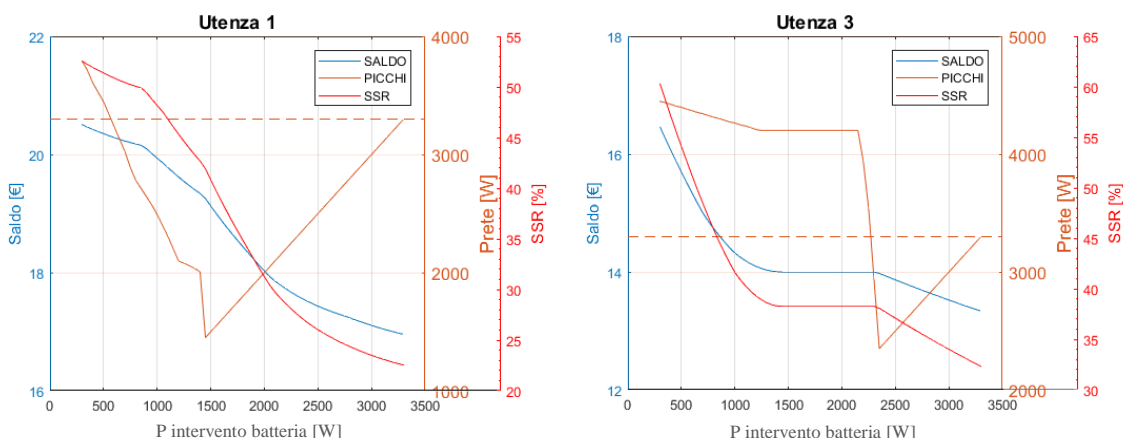


Figura 8.20 - Utenza 1 e 3: Grandezze caratteristiche (con degrado batteria)

Per finire, sicuramente il metodo proposto assicura una durata di vita di batteria maggiore anche se non sono da sottovalutare le entità delle scariche per cui la batteria viene utilizzata. Nel nostro caso preciso i valori non hanno mai superato il valore di 1.5 kW dato che il massimo picco in assorbimento registrato è stato 4.5 kW e la batteria ha assicurato un valore di 3.3 kW andando quindi al massimo ad erogare 1.1 kW (casualmente corrisponde anche al valore di potenza in carica/scarica suggerito dalla LG per il modello LGChem Resu3.3). Si rimandano a studi futuri lo studio del degrado di batteria nel dettaglio dove dovranno essere valutati anche ulteriori fattori oltre alla semplice energia ciclata come la già citata temperatura di funzionamento, le microscariche e il C-rate di carica e scarica.

8.4 Gestione ibrida in locale e in potenza

L'ultimo metodo qui presentato riguarda l'applicazione dei sistemi di accumulo non esclusivamente per eventi speciali come il caso del superamento di un certo valore di assorbimento da rete in termini di potenza istantanea.

Come spiegato nei capitoli precedenti infatti le batterie soggette a questa gestione saranno anche abilitate alla scarica normalmente salvo alcune restrizioni. Basandosi sul flow chart del Capitolo 6 si possono rilevare i controlli e le decisioni che la logica attua per la scelta della riserva in energia. Quest'ultima viene implementata in termini di SOC minimo che va quindi ad aggiornare quello già presente (in realtà in queste ultime gestioni il SOC utilizzabile è pari al 100%: verrà quindi introdotto un limite allo stato di carica che prima non esisteva).

Questo valore non è stato calcolato ma è stato invece variato nel modello creato per molteplici valori andando a valutare come ciò si traduce in termini energetici ed economici. Ciò verrà mostrato nella parte conclusiva del metodo dettagliatamente.

I casi presi in esame sono ancora le tre Utenze introdotte nel Paragrafo 8.3.1 per poter poi evidenziare le differenze nei risultati tra questi casi d'esame.

I dati della simulazione vengono nuovamente riassunti qui di seguito:

- Periodo: settimana generica
- Taglia PV: 3 kWp
- $\eta_{MP} = 0.92$;
- $\eta_{TR} = 0.95$;
- $C_{batt} = 4000$ €;
- $E_{cap} = 6.5$ kWh (5.9 kWh utili);
- $P_{batt_lim} = 5$ kW in scarica e 2.2 kW in carica come consigliato da produttore;
- $SOC_{in} = 10\%$;
- No limiti di SOC: $SOC = [0\ 100]$ % (i 5.9 kWh utili considerano già in parte le limitazioni del BMS di batteria);
- Valore di intervento di batteria = 3.3 kW (valore di scambio con rete che abilita la scarica)

In questo caso, come si nota dall'ultimo punto dell'elenco e a differenza del metodo precedente in cui veniva variato, il valore registrato in assorbimento che determina l'intervento del sistema di accumulo non subirà nessuna modifica dato che corrisponde a quello della potenza utilizzabile senza limitazioni di tempo dall'utente e ora, confermato dalla Tabella qui sotto, le autosufficienze raggiunte sono di molto diverse. Una modifica di quel limite per un maggior utilizzo della batteria (vedi caso precedente) diventa ora controproducente. Viene di seguito riportata la Tabella riepilogativa dei risultati ottenuti per diversi valori di riserva di energia per l'accumulo scelti (SOC_{RIS}).

Tabella 8.9 - Parametri energetici ed economici con diverse riserve in SOC

Parametro	Riserva in SOC mantenuta (SOC_{RIS})											
	Normale utilizzo (0%)			5%			20%			50%		
Utenza	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
P_c [kW]	4.5	4.5	4.5	3	3	3	3	3	3	3	3	3
E_{load} [kWh]	114.2	93.9	98.9	114.2	93.9	98.9	114.2	93.9	98.9	114.2	93.9	98.9
E_{PV} [kWh]	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0
E_a [kWh]	52.6	28.4	34.0	52.9	28.4	34.3	53.2	28.4	34.6	55.2	29.3	34.6
E_i [kWh]	33.0	29	29.7	33.3	29.0	30.1	33.6	29.0	30.4	36.1	30.2	30.4
$PRETE_{max}$ [kW]	4.24	4.29	4.50	<u>3.30</u>	<u>3.30</u>	<u>4.20</u>	<u>3.30</u>	<u>3.30</u>	<u>4.20</u>	<u>3.30</u>	<u>3.30</u>	<u>3.30</u>
SSR [%]	53.9	69.8	65.6	53.7	69.8	65.3	53.4	69.8	65.0	51.7	68.8	65.0
SCR [%]	68.0	71.8	71.1	67.7	71.8	70.8	67.3	71.8	70.5	65.0	70.7	70.5
C_{b_deg} [€]	10.21	10.21	10.21	10.15	10.22	10.15	10.07	10.21	10.07	9.53	9.97	10.07
C_{BD} [€]	11.94	6.05	6.87	10.46	4.66	5.35	10.50	4.66	5.37	10.81	4.73	5.37
C_{BTA} [€]	17.78	13.51	14.41	15.83	11.52	12.46	15.90	11.54	12.49	16.17	11.68	12.54
S_{BD} [€]	22.16	16.27	17.09	20.60	14.88	15.50	20.57	14.88	15.44	20.35	14.71	15.44
S_{BTA} [€]	28.00	23.73	24.63	25.97	21.74	22.61	25.98	21.76	22.56	25.71	21.65	22.61

Si può notare come una riserva in batteria pari al 20% del SOC di batteria non sia necessaria per la limitazione in potenza voluta: il picco in potenza infatti non è isolato ma è costituito da una modesta durata che è stata infatti evidenziata anche nel caso dell'utilizzo esclusivo in potenza.

Muovendosi verso una riserva quasi nulla (es. 5% del SOC) ci si avvicina al caso di Normale utilizzo a differenza del fatto che al verificarsi di un picco questo riesce ad essere appiattito anche con una piccola riserva residua (vedi Utenza 1 e 2).

È raffigurato qui in basso in Figura 8.21 l'andamento dello stato di carica nei 3 casi e il loro relativo scambio con rete. Si nota graficamente che il limite di 3.3 kW non sia mai stato superato e che le cadute dei SOC oltre il limite in riserva, qui pari al 50%, nel caso di evento critico, non raggiungano mai il valore minimo usuale qui pari allo 0%. Ciò significa che l'energia in riserva è sempre stata sufficiente anche se si può notare come il caso dell'Utenza 3 raggiunga la scarica totale e che, se in quel caso ci fosse un ulteriore picco come questo non possa essere appiattito. Anche per il caso delle Utenze 2 e 3 questo valore è stato raggiunto ma la motivazione è diversa: rilevato che nel giorno successivo non ci sarebbero stati dei picchi in assorbimento il valore di riserva è stato annullato e quindi il SOC minimo raggiungibile nel funzionamento in autosufficienza (Normale) è lo 0%.

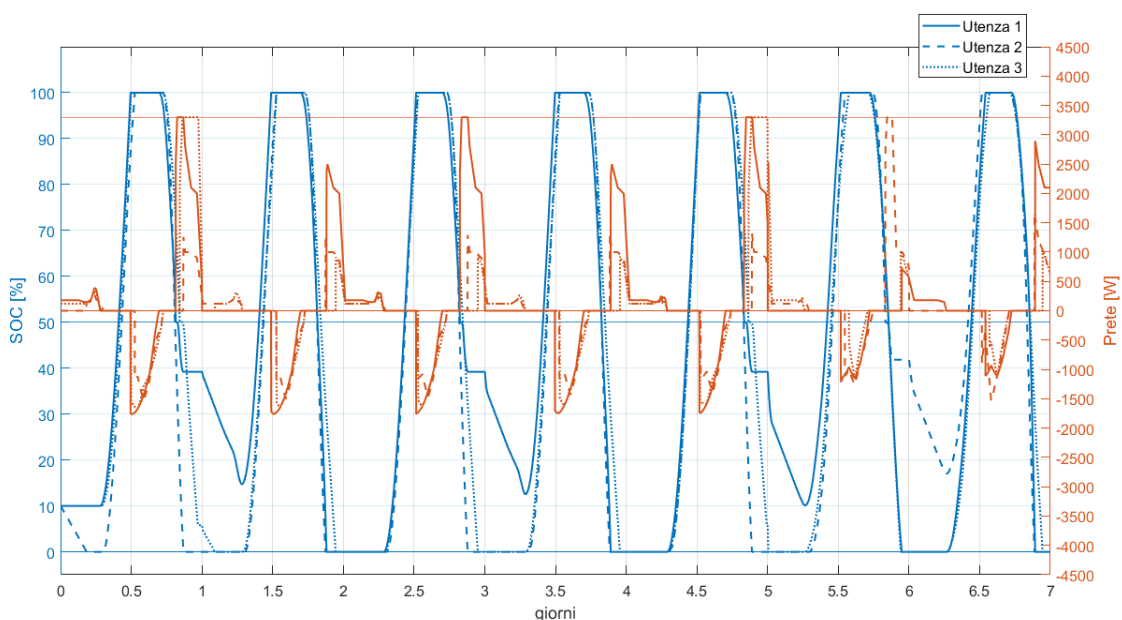


Figura 8.21 - Andamenti SOC e assorbimento da rete (SOCmin=50%)

Andando poi ad eseguire la simulazione per una riserva di SOC inferiore pari al 20% (effetti simili alla simulazione con un valore impostato pari al 5% e valori intermedi) si nota come per i primi due casi caratterizzati da picchi di una durata non superiore a 1h o 2h la riserva sia ancora sufficiente all'appiattimento di quest'ultimi (Figura 8.22). Nel caso dell'Utenza 3 invece si può notare come avvenga l'applicazione della riserva di SOC nella prima fase di discesa in cui quest'ultimo rimane costante nonostante un prelievo da rete (azione in autosufficienza limitata) e come questo vada al di sotto del valore limite di riserva al verificarsi del picco. Non avendo però un quantitativo sufficiente il SOC calerà fino al valore nullo (limite estremo) e, essendo ancora presente il picco in assorbimento, questo manterrà intatto il suo valore superando i 3.3 kW impostati.

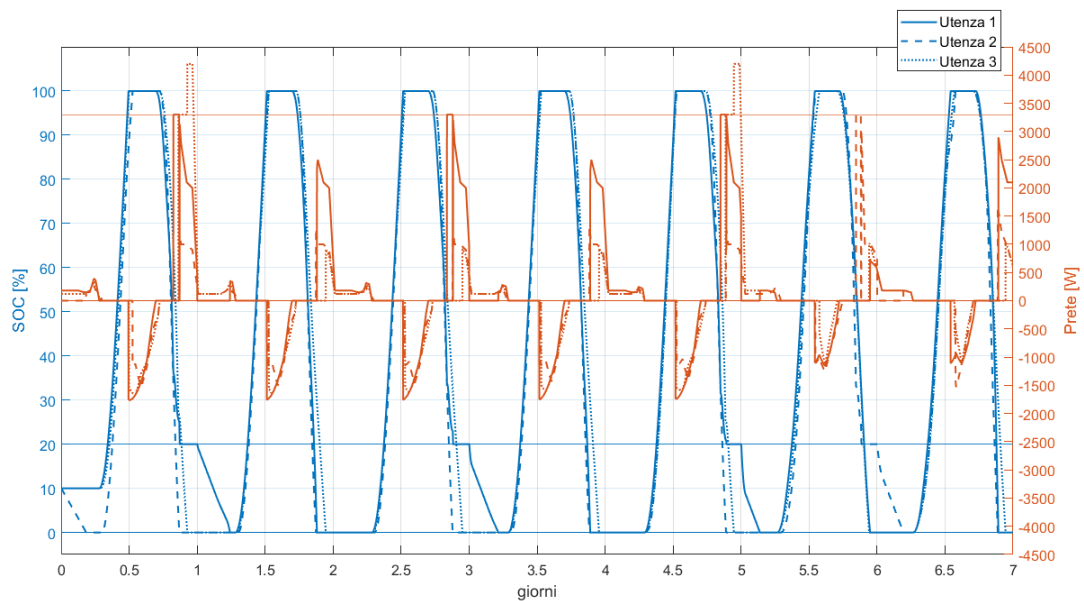


Figura 8.22 - Andamenti SOC e assorbimento da rete (SOC_{min}=20%)

Per l'Utenza 3 sarebbe quindi necessario stabilire una riserva in SOC rilevante pari al 50% per riuscire ad appiattire il picco in assorbimento: ciò però non va ad influenzare in maniera rilevante l'autosufficienza dell'utenza dato che, osservando la Tabella 8.9, il valore SSR nel caso standard e ibrido con riserva del 50% differiscono di un solo 0.6%. Anche per questo caso, quindi, la convenienza sarebbe confermata.

8.4.1 Considerazioni economiche

Ritornando alla Tabella 8.9 si può notare che, in linea generale, non considerando il degrado di batteria che, con valori bassi di riserva in SOC, è quasi il medesimo, il risparmio economico è esattamente coincidente con il parametro della componente in bolletta relativo alla potenza impiegata a cui vanno ad aggiungersi le imposte (accise).

Per facilitare il paragone con un caso reale viene qui riproposta una parte della Tabella 8.9 (Tabella 8.10) in cui sono stati calcolati i valori annuali dei parametri ipotizzando che l'andamento settimanale sia il medesimo per tutto il periodo dell'anno. In questo esempio il caso dell'Utenza 3, dato che con la medesima batteria utilizzata negli altri casi richiederebbe un valore di riserva del 50%, potrebbe far pensare che una logica di questo genere non abbia risvolti positivi ma ciò è errato: la perdita in autosufficienza non è tale da far perdere la convenienza economica del metodo come si nota ancora nella tabella sottostante.

Tabella 8.10 - Grandezze annuali

Utenza	1		2		3	
Funzionamento	Standart	Ibrido (5%)	Standart	Ibrido (5%)	Standart	Ibrido (50%)
P _c [kW]	4.5	3	4.5	3	4.5	3
E _{load} [kWh]	5482		4507		4747	
E _{PV} [kWh]	4944					
E _a [kWh]	2524	2539	1363	1363	1632	1661
E _i [kWh]	1584	1599	1392	1392	1426	1459
S _{BD} [€]	573	502	290	224	330	258
S _{BTA} [€]	853	760	648	553	692	602

Se infatti andiamo a notare le componenti di bolletta nel caso domestico ancora una volta, alla voce di «Spesa per il trasporto e la gestione del contatore» si ha un valore pari a 1.77€/kW/mese. Nel nostro preciso caso dividendo questa componente per quattro dato che il periodo considerato è di una settimana e moltiplicando il tutto per la differenza di kW impiegati (1.5 kW) si ottengono delle differenze a cui va sommato il contributo delle accise (diverse nei casi di 3 e 4.5 kW). Il tutto, aumentato di IVA e accise porta alle differenze di Tabella 8.10.

Per valori annuali, il risparmio esclusivo della quota potenza diminuita, in linea con quanto riportato in Tabella 8.11, sarebbe pari a:

$$Risparmio_{pot} = (P_{4.5kW} - P_{3kW}) * 1.77 * (1 + IVA_{0\%}) = 2.92 \frac{\text{€}}{\text{mese}} = 35.05 \frac{\text{€}}{\text{anno}}$$

A questo vanno sommate le quote di accisa ricordando che per il caso di 3 kW vengono applicate le accise ai kWh di energia che superano una determinata soglia mentre nel caso di 4.5 kW viene applicata l'accisa ad ogni kWh prelevato da rete.

Eventuali piccole differenze sono dovute all'implementazione della riserva in energia.

Nei rispettivi casi la previsione di risparmio sul quantitativo delle bollette annuali per una potenza di 4.5 kW (scontate del ricavo dalla vendita di energia elettrica) per il caso domestico porta quindi ai seguenti valori:

- Utenza 1: 71 € e quindi un risparmio del 12%;
- Utenza 2: 66 € e quindi un risparmio del 23%;
- Utenza 3: 72 € e quindi un risparmio del 22%.

Come si poteva prevedere le percentuali di risparmio sono maggiori nei casi in cui l'assorbimento complessivo da rete è stato minore (portando, di conseguenza, a un valore di bolletta inferiore).

Tra i casi presentati il secondo e il terzo sono quelli più usuali e vicini all'utenza media (anche se comunque superiori). Per questi motivi dei risparmi di questo tipo acquistano maggiore rilevanza.

Va ricordato che la tariffazione utilizzata è quella relativa al Servizio di Maggior Tutela.

Viene ora riportato ciò che si sarebbe ottenuto confrontando i due portali di prezzo per sottolineare i vantaggi possibili di questa tipologia di logica. Con la sigla MT si indicherà la tariffazione per il Servizio di Maggior Tutela e con la lettera L quella relativa al Libero Mercato.

Tabella 8.11 - Confronto tra tariffe e potenze impiegate

Utenza	1				2				3			
Tariffa	MT		L		MT		L		MT		L	
P _c [kW]	4.5	3	4.5	3	4.5	3	4.5	3	4.5	3	4.5	3
E _a [kWh]	2539				1363				1661			
C _{BD} [€]	603	523	711	492	382	313	511	297	430	353	554	333

In Tabella 8.11 si possono notare le differenze già anticipate e come le variazioni di prezzo siano maggiori nel secondo caso ossia del mercato libero che ricordiamo essere la scelta obbligata per le utenze a partire dall'anno 2019. L'offerta valutata per il mercato libero è E-LIGHT offerta da ENEL ENERGIA.

Si può notare inoltre come i prezzi della tariffa relativa alla maggior tutela siano di molto vicini a quelli calcolati infatti ai 603 € dell'Utenza 1 andranno scontati i ricavi dalla vendita dell'energia elettrica. Le possibili differenze sono riconducibili alla differenziazione degli assorbimenti nelle fasce orarie che nel portale dell'autorità non sono state considerate (tariffa monoraria).

Le percentuali di guadagno riportate sopra la Tabella 8.11 vengono quindi modificate nel caso di tariffazione di mercato libero come viene riportato qui in basso:

- Utenza 1: Risparmio di 219 € pari al 31%;
- Utenza 2: Risparmio di 214 € pari al 42%;
- Utenza 3: Risparmio di 221 € pari al 40%.

Questa differenza è imputabile ai margini economici su cui il privato va a caricare dei costi che, come visto nei portali di confronto prezzi, sono maggiorati nel caso di scelta di una potenza contrattuale maggiore. Per le considerazioni fatte nella sezione della tariffazione, queste differenze in bolletta sono destinate a salire dando maggior validità a un metodo di questo genere (vedi completamento della Riforma Tariffaria previsto per il 2019).

8.4.2 Efficacia della logica

Il valore di riserva in termini di SOC è stato impostato e fatto variare nelle simulazioni con una frequenza di aggiornamento giornaliera. Per un possibile miglioramento futuro si potrebbe implementare un aggiornamento di frequenza maggiore in grado di seguire e soddisfare in maniera più dettagliata i picchi di assorbimento da rete e al contempo di assicurare il massimo sfruttamento per non penalizzare l'autosufficienza.

Un'altra considerazione che dev'essere fatta è che, sia questo metodo che il precedente, di cui il primo è sicuramente preferibile per la modalità di utilizzo della batteria (simile a quello Normale), non potranno essere sempre performanti nell'arco di un anno intero dato che i sistemi di accumulo potrebbero non raggiungere una carica sufficiente per assere al compito in potenza. Pensare inoltre che l'utente non possa ricaricare il proprio autoveicolo perché non disponga di energia da batteria e di una potenza contrattuale ridotta non è giustificabile.

A soluzione di queste problematiche si potrebbero prevedere quindi delle cariche lente di batteria durante le ore pomeridiane in fasi precedenti all'avvenire dei massimi assorbimenti da rete e raggiungere degli stati di carica sufficienti a svolgere pienamente la funzione di buffer (riserva) in potenza.

Come è emerso nell'analisi la riserva dovrà essere associata e calcolata in funzione della programmazione dei carichi. Quest'idea non è poi così lontana visti gli scenari e i trend dei consumi domestici che, con l'avvento dei veicoli e la possibilità di ricarica domestica degli stessi, subiranno delle forti modifiche.

9. CONCLUSIONI

In questo elaborato sono state illustrate alcune delle possibili logiche di gestione di sistemi di accumulo attuabili da un dispositivo come quello presente nell'azienda REGALGRID in cui ho svolto il mio tirocinio.

Le logiche trattate sono state sia di coordinazione di sistemi di accumulo di una rete di più utenze, come il SEU del caso studio, sia di gestione in locale del singolo utente per il perseguimento di una possibile convenienza economica di una riduzione di potenza impegnata.

I risultati ottenuti, con assunzioni che potranno rispecchiare situazioni reali, hanno confermato la validità e gli aspetti migliorativi di queste tipologie di gestione sia nell'ambito della logica di energy sharing di REGALGRID in termini energetici, sia di quelle locali in riserva di potenza in termini soprattutto economici (oggetto di loro ispirazione).

Alcuni aspetti come la valutazione del degrado dei sistemi di accumulo non sono stati trattati in maniera approfondita perché non ritenuti di principale rilevanza in questo genere di analisi. Le valutazioni semplificate di questi aspetti sono comunque state trattate per non trascurare completamente l'argomento ma costituiscono quindi una possibile analisi preliminare.

Vista la grande mole di possibili logiche, su suggerimento del tutor aziendale, tra queste sono state trattate quelle più vicine ad applicazioni reali e di facile implementazione che possano avere riscontri di miglioramento nel breve periodo (vedi l'intervento in potenza delle batterie).

Ciò che è stato analizzato ed elaborato in questo lavoro presenta molteplici punti di cui potrebbero essere fatte delle analisi approfondite seguite da successive implementazioni.

Riguardo alla logica di condivisione energetica REGALGRID, l'aspetto live intrinseco potrebbe rappresentare degli aspetti penalizzanti nella sua applicazione reale. Dei meccanismi di elaborazione previsionale di consumi e/o produzione potrebbero venire in aiuto, tralasciando quindi l'aspetto live e passando ad un parametro da massimizzare/minimizzare che si estenda ad un periodo prolungato (es. massimizzazione autosufficienza in un certo periodo temporale). In seguito verrà valutata la possibile esclusione di un'utenza dalla logica di condivisione (passando a quella locale) se il suo consumo serale previsto risulta maggiore o uguale all'energia residua nel suo stesso sistema di accumulo. Una valutazione di questo genere potrebbe portare ad un ulteriore miglioramento in termini di efficienza visti i minori scambi di energia tra le utenze.

Sulle logiche locali di intervento in potenza, per limitare l'assorbimento da rete, dovrà essere introdotto un meccanismo di calcolo della riserva in energia per il livellamento del picco di scambio con rete associato ad uno strumento di previsione del carico o di programmazione da parte dell'utenze (come potrebbe avvenire nel caso di programmazione della ricarica di un veicolo elettrico). Questo dovrà comunque garantire il massimo sfruttamento della stessa non penalizzando l'autosufficienza. Viste le situazioni di possibile deficit energetico e non disponibilità in batteria dell'energia necessaria al mantenimento dell'assorbimento al di sotto del valore di potenza disponibile, dovranno essere studiati anche dei meccanismi che invece assicurino l'intervento come delle ricariche da rete in fasce orarie antecedenti (in questo caso le valutazioni economiche saranno d'obbligo).

BIBLIOGRAFIA

- [1] E. Commission, “EUR 22040 — European Technology Platform SmartGrids” Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg, 2006.
- [2] Dipartimento di Ingegneria Gestionale - Politecnico di Milano, «ENERGY STORAGE REPORT - Le applicazioni ed il potenziale di mercato delle soluzioni di storage in Italia: dall'accumulo di energia alla fornitura di servizi di rete» Collana Quaderni AIP, Milano, novembre 2016.
- [3] Dipartimento di Ingegneria Gestionale - Politecnico di Milano, «ELECTRICITY MARKET REPORT - Scenari strategici dopo la fine del mercato regolato» Collana Quaderni AIP, Milano, ottobre 2017.
- [4] Ministero dello Sviluppo Economico, «Criteri per definire i rapporti intercorrenti fra i gestori delle reti elettriche, le società di distribuzione in concessione, i proprietari di reti private ed i clienti finali collegati a tali reti» in *DM 10/12/2010*, Roma, dicembre 2010.
- [5] ARERA, *Delibera AEEG 578/2013/R/eel*, 2013.
- [6] ARERA, *Documento di consultazione 183/2013/R/eel*, 2013.
- [7] Dipartimento di Ingegneria Gestionale - Politecnico di Milano, «SMART GRID REPORT - Le prospettive delle Energy Community in Italia» Collana Quaderni AIP, Milano, luglio 2014.
- [8] ARERA, *Delibera 300/2017/R/eel*, 2017.
- [9] A.Lorenzoni, *Appunti di Economia del Mercato Elettrico*, Padova, 2016-2017.
- [10] «Sonnen» [Online]. Available: <https://sonnenbatterie.de>.
- [11] «SENEC» [Online]. Available: <https://www.senec-ies.com/it>.
- [12] «Servizio Elettrico Nazionale - Servizio di Maggior Tutela» [Online]. Available: <https://www.servizioelettriconazionale.it>.
- [13] ARERA. [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/comunicati/18/180125.html>.
- [14] ARERA, *Delibera 570/2012/R/efr*, 2012.
- [15] ARERA, *Delibera 733/2017/I/eel*, 2017.
- [16] ARERA, *Delibera 867/2017/R/eel*, 2017.
- [17] ARERA, «Effetti della Riforma Tariffaria» [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/consumatori/riftariffe2017.htm>. [Consultato il giorno 10 marzo 2018].
- [18] Energy and Strategy Group - Politecnico di Milano, *Renewable Energy Report*, Milano, 2016.
- [19] [Online]. Available: <https://tariffe.segugio.it/costo-energia-elettrica/confronto-tariffe-energia-elettrica.aspx>. [Consultato il giorno 10 marzo 2018].

- [20] F.Marra, G.Yang, C.Træholt, J.Østergaard e E.Larsen, «A decentralized storage strategy for residential feeders with photovoltaics» *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, vol. 5, n. 2, 2 marzo 2014.
- [21] T.Li e M.Dong, «Real-Time Residential-Side Joint Energy Storage Management and Load Scheduling With Renewable Integration» *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, vol. 9, n. 1, gennaio 2018.
- [22] T.Li e M.Dong, «The potential for peak shaving on low voltage distribution networks» *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, vol. 9, n. 1, gennaio 2018.
- [23] Z.Wang, B.Asghari e R.Sharma, «Stochastic Demand Charge Management for Commercial and Industrial Buildings» *Power & Energy Society General Meeting*, febbraio 2018.
- [24] F.Bignucolo, M.Coppo, G.Crugnola e A.Savio, «Application of a Simplified Thermal-Electric Model of a Sodium-Nickel Chloride Battery Energy Storage System to a Real Case Residential Prosumer» *Energies*, settembre 2017.
- [25] L.Tao, J.Ma, Y.Cheng, A.Noktehdan, J.Chong e C.Lu, «A review of stochastic battery models and health management» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017.
- [26] LG, «Batteria agli ioni di litio LG Chem - Garanzia limitata» [Online]. Available: https://it.propv.eu/media/download/file/1/g/lg_chem_resu_48v_battery_series_limited_warranty_europe_standard.pdf. [Consultato il giorno 10 marzo 2018].
- [27] M.Mendil, A.De Domenico, V.Heiries, R.Caire e N.Hadjsaid, «Battery aging-aware energy management of green small cells powered by the smart grid» *EURASIP Journal on Wireless Communications and Networking*, dicembre 2017.
- [28] B.Zhao, X.Zhang, J.Chen, C.Wang e L.Guo, «Operation Optimization Of Stand Alone Microgrids Considering Lifetime Characteristics of Battery Energy Storage System» *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY*, vol. 4, n. 4, ottobre 2013.
- [29] R.L.Fares e M.E.Webber, «What are the tradeoffs between battery energy storage cycle life and calendar life in the energy arbitrage application?» *Journal of Energy Storage*, 2018.