



Progetto finanziato con fondi *POR FESR 2014/2020 - ASSE PRIORITARIO I "RICERCA SCIENTIFICA, SVILUPPO TECNOLOGICO E INNOVAZIONE.*

## REPORT R.2.2

### Progetto di ricerca: "SmartPolyGen – Sviluppo di microreti polienergetiche intelligenti"

**Titolo Report:** Dimensionamento ottimale e gestione di una Microrete Intelligente per autoconsumo prevalente

**Responsabile scientifico progetto:** Emilio Ghiani

**Componenti del gruppo di ricerca:** Gianni Celli, Giuditta Pisano, Fabrizio Pilo

**Borsisti di ricerca:** A. Contu, G. Demurtas, S. Deserra, D. Lenzini, A. Giordano

## Abstract

In questo report viene presentata una strategia di dimensionamento e gestione ottimale per una Microrete Intelligente dotata di elementi di generazione e accumulo a energie rinnovabili/non rinnovabili. L'obiettivo generale di ottimizzazione è quello di definire la migliore architettura della Microrete e la taglia ottimale dei componenti, al fine di massimizzare l'autoconsumo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili. La possibile configurazione della Microrete comprende un impianto fotovoltaico, una turbina eolica, un gruppo elettrogeno e un sistema di accumulo. Al fine di valutare le diverse tipologie di configurazione e dimensionamento dei componenti, viene presa in considerazione una pianificazione a lungo termine. È stata eseguita un'analisi tecnica ed economica tramite l'utilizzo del software HOMER, il quale permette di selezionare diverse alternative di progettazione e funzionamento.

## 1 Introduzione

Si prevede che il settore della distribuzione di energia sarà sempre più coinvolto nell'evoluzione del sistema energetico verso scenari futuri di reti intelligenti, in cui le reti saranno in grado di integrare più intelligentemente la generazione distribuita (GD), le fonti di energia rinnovabile (FER), integrare inoltre sul lato della domanda e sui sistemi di accumulo di energia (ESS). La transizione verso le reti di distribuzione attiva (ADN) richiede l'attuazione di nuovi concetti con una nuova struttura del sistema elettrico, nonché l'aggiunta di nuovi tipi di sistemi di controllo e apparecchiature in grado di gestire flussi di energia in maniera bidirezionale. Una possibile evoluzione della configurazione



UNIONE EUROPEA  
Fondo europeo di sviluppo regionale



REPUBBLICA ITALIANA



REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA  
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA



SARDIGNA CHIRCAS  
SARDEGNA RICERCHE

tradizionale di distribuzione dell' energia è quindi quella di procedere verso l'adozione di reti di distribuzione su piccola scala dotate di GD ed ESS, che possano essere gestite in modo autonomo e disconnesse dalla rete di potenza come le Microreti [1]. Le Microreti possono fungere da celle a bilanciamento energetico all'interno delle reti di distribuzione dell'energia esistenti o di reti elettriche autonome all'interno di piccole comunità e/o siti remoti.

Il funzionamento di una Microrete si basa sulle capacità di controllo della generazione distribuita comprendendo i micro-generatori, microturbine, piccole turbine eoliche e moduli fotovoltaici (FV) insieme a dispositivi di accumulo, come volani, condensatori di energia, batterie e carichi controllabili (adattabili) come ad es. veicoli elettrici o la domanda attiva di energia. Tali capacità di controllo consentono alla Microrete di funzionare se disconnessa dalla rete di potenza e interconnessa a monte in caso di inconvenienti sulla rete (ad es. guasti, blackout, cali di tensione) o altri eventi esterni, durante la manutenzione della rete e quando la qualità dell'alimentazione della rete scende al di sotto di determinati livelli, migliorando così la qualità dell'approvvigionamento [1]. In questo report viene presentata una strategia di dimensionamento e funzionamento ottimale di una Microrete intelligente, dotata di FER, combustibili fossili, generatori e sistemi di accumulo di energia. La generazione impostata nelle Microreti comprende un impianto fotovoltaico, una turbina eolica, un gruppo elettrogeno e un sistema di accumulo. Al fine di valutare le diverse configurazioni possibili ed il dimensionamento dei componenti, è stata effettuata una pianificazione a lungo termine e un'analisi tecnico/economica tramite l'utilizzo del software HOMER, che ha permesso di simulare le diverse alternative di progetto e funzionamento. [2, 3].

Dal punto di vista legislativo la Microrete è disciplinata, dal decreto legislativo n. 115/08 che attua la direttiva europea 2006/32/CE relativamente agli usi dell'energia e sui servizi energetici come un sistema in grado di aumentare l'efficienza a favore degli utenti finali (SEU) [4,5]. Un impianto che produce energia per alimentare le utenze con una rete privata senza utilizzare la rete di distribuzione pubblica rappresenta un SEU conformemente al [4,5]. Oltre al vantaggio più importante per i clienti, l'alta efficienza energetica anche secondo quanto riportato dalla legislazione vigente, il SEU crea un beneficio che può essere considerato come un incentivo nascosto. Ciò significa che le tariffe relative al funzionamento dei sistemi di alimentazione sono completamente esenti dall'energia prodotta e consumata all'interno del SEU (il risparmio può essere stimato circa il 20% a favore dei clienti forniti dalla rete di distribuzione pubblica).



UNIONE EUROPEA  
Fondo europeo di sviluppo regionale



REPUBBLICA ITALIANA



REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA  
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA



SARDIGNA CHIRCAS  
SARDEGNA RICERCHE

Il SEU acquisterà elettricità ai prezzi di mercato dai fornitori solo quando il prezzo sarà basso e venderà l'energia quando il prezzo sarà alto. Nel caso in cui non sia conveniente vendere/acquistare energia alla/dalla rete, il SEU opererà autonomamente producendo energia per l'autoconsumo, compresa l'energia per ricaricare il sistema di accumulo, mentre l'energia in eccesso sarà in ogni caso immessa nella rete di distribuzione.

Al fine di rendere il SEU redditizio la strategia operativa deve essere ottimizzata per massimizzare il profitto dallo scambio di energia elettrica tra il SEU stesso e la rete di distribuzione pubblica. L'obiettivo generale di ottimizzazione è quello di definire la migliore architettura della Microrete e la taglia ottimale dei componenti, al fine di ottenere il massimo autoconsumo dall'energia prodotta. L'analisi svolta in tale report permette anche di indagare le condizioni di grid-parity per l'Eolico e il Fotovoltaico, considerando gli attuali costi di installazione, manutenzione e prezzo dell'energia. I risultati presentati in questo report fanno parte di un progetto pilota che ha l'obiettivo di costruire una Microrete ibrida all'interno dei locali di un impianto industriale situato in Sardegna (Italia).

## 2 Microreti e sistemi di consumo efficienti

Il Decreto Legislativo n. 115/2008 fornisce la definizione di sistema di consumo efficiente come "sistema in cui un impianto di generazione, di potenza non superiore a 20 MW, alimentato da fonti rinnovabili o con cogenerazione ad alto rendimento, di proprietà di un'impresa o di un ente privato anche diverso dal consumatore finale, è collegato direttamente, tramite connessione privata all'utenza finale, costruito all'interno dell'area di proprietà o completamente a disposizione del consumatore". Il vantaggio principale del sistema è rappresentato dall'incremento di efficienza nella fase di consumo dell'energia elettrica e dalla possibilità di rendere possibile la partecipazione del SEU ai futuri mercati dei servizi ausiliari a livello di reti di distribuzione a media e bassa tensione.

Oltre al vantaggio più importante rappresentato dall'elevata efficienza nel consumo di energia primaria, un altro vantaggio economico, ossia una sorta di incentivo nascosto è rappresentato dal fatto che nel caso non venga scambiata energia attraverso un SEU, non vengono addebitati i costi di gestione come avviene nella rete pubblica. Oltre al Decreto Legislativo n. 115/2008, nel dicembre 2013 l'Autorità per il Gas e l'Energia Elettrica (AEEG) ha emanato un'ordinanza n. 587/2013 che ha definito i termini e le condizioni per l'utilizzo del SEU. Il Gestore dei Sistemi Energetici (GSE), ossia l'azienda pubblica italiana che promuove e gestisce l'energia verde prodotta dalle FER, si impegna a



certificare i SEU. Il SEU misura con contatori di energia l'elettricità non consumata in loco dall'utente finale, acquista energia elettrica supplementare richiesta dal cliente e vende l'energia elettrica in eccesso immettendola nella rete.

Una Microrete può essere un SEU, purché raggiunga il livello necessario di efficienza, poiché può comportarsi come un'unica entità controllabile rispetto alla rete o come un gruppo di carichi interconnessi e di risorse energetiche distribuite entro confini elettrici specificamente definiti.

In questo report si prende in considerazione una Microrete a bassa tensione (BT), contenente fonti di generazione, carichi e accumulo di energia rinnovabile, dotata di un sistema di gestione e controllo in grado di coordinare i vari componenti. Questa Microrete in bassa tensione può funzionare sia in modalità grid-connected che in modalità stand-alone e può scambiare energia con la rete di potenza. Il Sistema di Gestione e Controllo (EMS) massimizza l'efficienza del sistema e migliora la qualità a favore dell'utente finale. Sistemi di comunicazione adeguati consentono all'EMS di inviare segnali di set-point e di controllo a generatori, carichi e dispositivi di accumulo e di ricevere gli input necessari da dispositivi di misura e formare altre fonti esterne (ad esempio, previsioni meteorologiche, prezzi dell'energia, distribuzione).

Nel presente report, sono state designate le taglie ottimali dei componenti della Microrete con il supporto di HOMER, uno strumento di simulazione sviluppato dal National Renewable Energy Laboratory (NREL). HOMER simula il funzionamento di un sistema eseguendo calcoli orari facendo un bilancio energetico per determinare il flusso di energia da/verso ogni componente del sistema (carico/generazione/stoccaggio). Mediante un'interfaccia grafica utente (GUI), le varie opzioni, tra cui i costi dei componenti e, in caso di generazione da fonti rinnovabili, i dati utili sulle risorse disponibili possono essere facilmente scelti [3]. Si possono confrontare diverse opzioni di progettazione in base ai loro vantaggi tecnici ed economici [6]. Infatti, il capitale, le spese operative e l'impatto ambientale di diversi progetti vengono utilizzati per trovare la soluzione ottimale finale.

### **3 Architettura della Microrete**

La configurazione della Microrete ibrida proposta nel presente report consiste nella combinazione di un impianto fotovoltaico, una piccola turbina eolica, un dispositivo di accumulo di energia (batterie VRLA) e un gruppo elettrogeno convenzionale. Ogni componente della Microrete è dimensionato considerando le alternative di ottimizzazione fornite dal software HOMER.

L'architettura del sistema è illustrata schematicamente in Fig. 3.

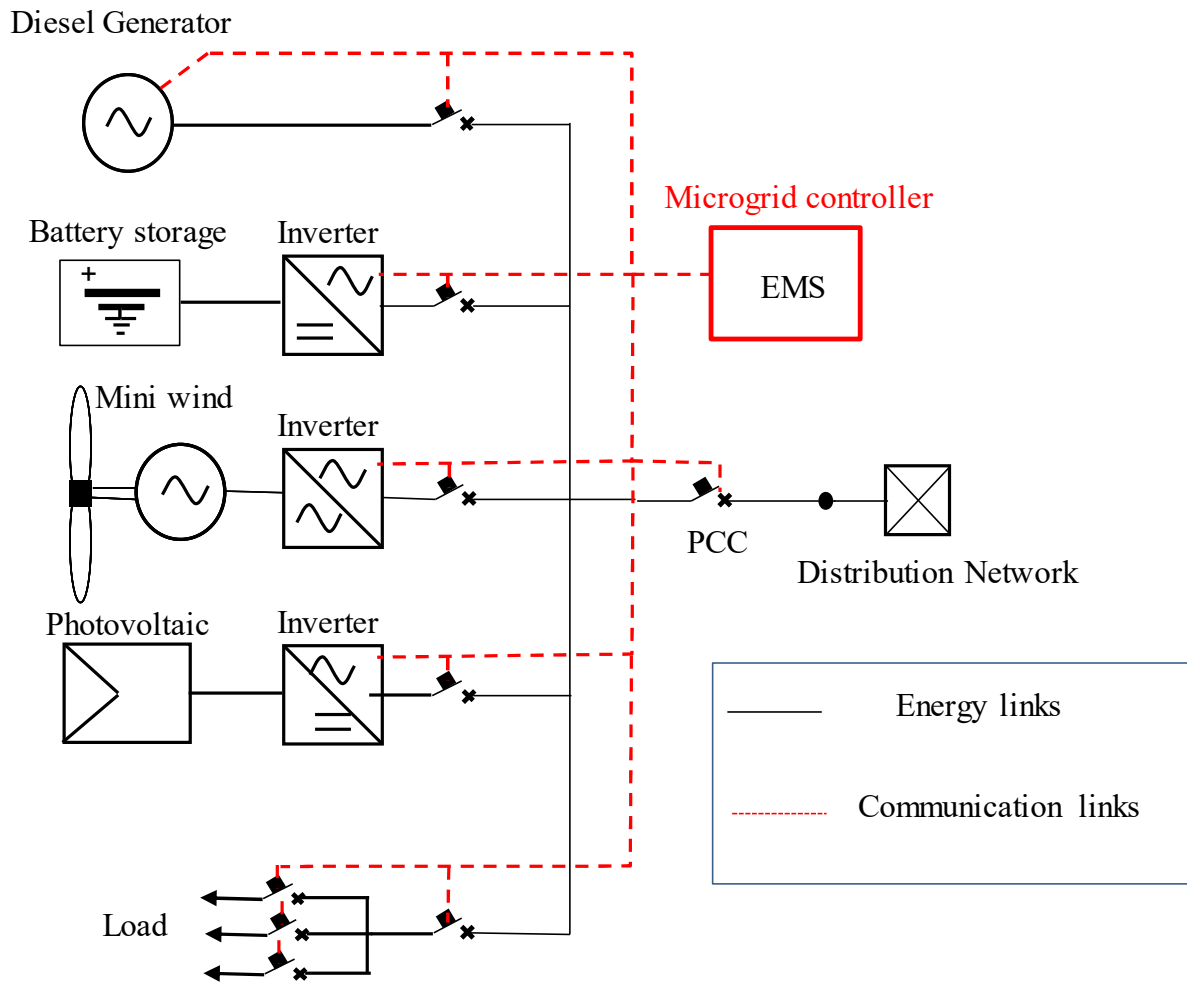


Fig. 3: Architettura della Microrete

### 3.1 Carico

Il carico, considerato in questo caso, è di tipo industriale, con una domanda di energia elettrica di 220 kWh/giorno, per tutti i giorni della settimana. Il profilo di carico è mostrato in Fig. 3.1 il quale corrisponde ad un sito di produzione esistente con orario di lavoro dalle 8:00 alle 18:00, dal lunedì al venerdì, considerando un carico leggermente fluttuante di circa 15 kW durante il giorno e un carico di 5 kW dato dal funzionamento di un forno industriale durante le ore notturne. Durante i fine settimana si considera inoltre un carico base di 2 kW al fine di prendere in considerazione alcuni carichi di illuminazione e secondari. HOMER permette di introdurre casualità nelle simulazioni introducendo fattori di perturbazione orari e giornalieri; in questo caso sono state assunte variazioni

del carico giornaliero del 20% e del 10%. Secondo il profilo giornaliero considerato l'energia consumata è di 62.050 kWh/a.

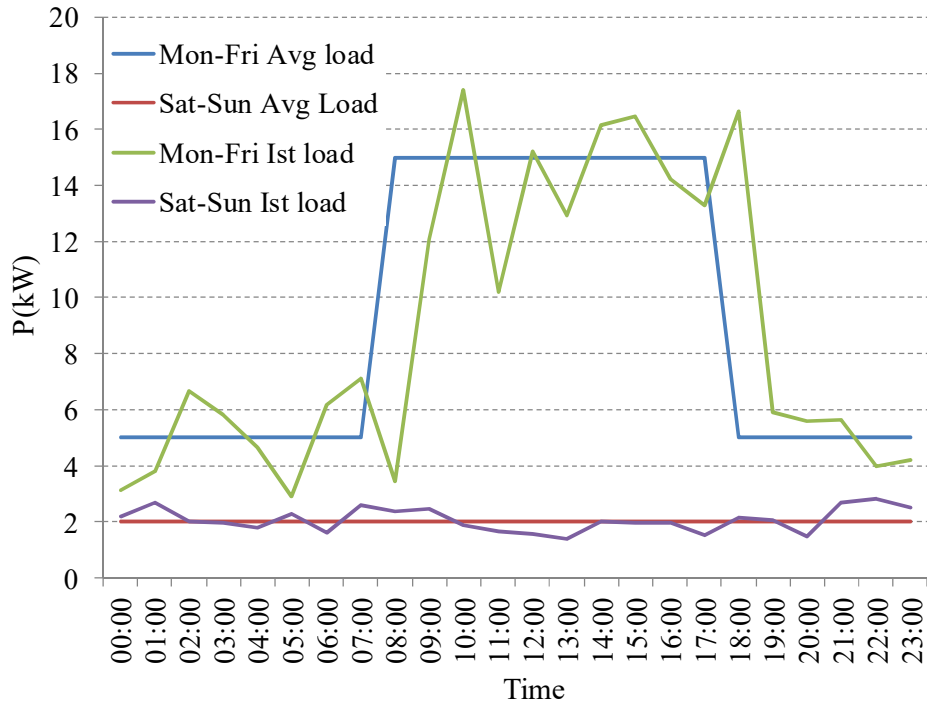


Fig. 3.1: Profilo giornaliero del carico (valori medi e istantanei)

### 3.2 Turbina mini-eolica

Viene considerata la possibilità di utilizzare una piccola turbina eolica di varie taglie durante la fase di ottimizzazione. Sono stati inoltre considerati i dati relativi agli annali anemometrici relativi al sito di installazione nel software di ottimizzazione. I valori reali della velocità oraria del vento per il sito d'installazione sono stati riferiti all'altezza della gondola (ad esempio, 25 m). In Fig. 3.2 vengono rappresentati i profili di velocità media del vento nel sito per alcuni mesi dell'anno.

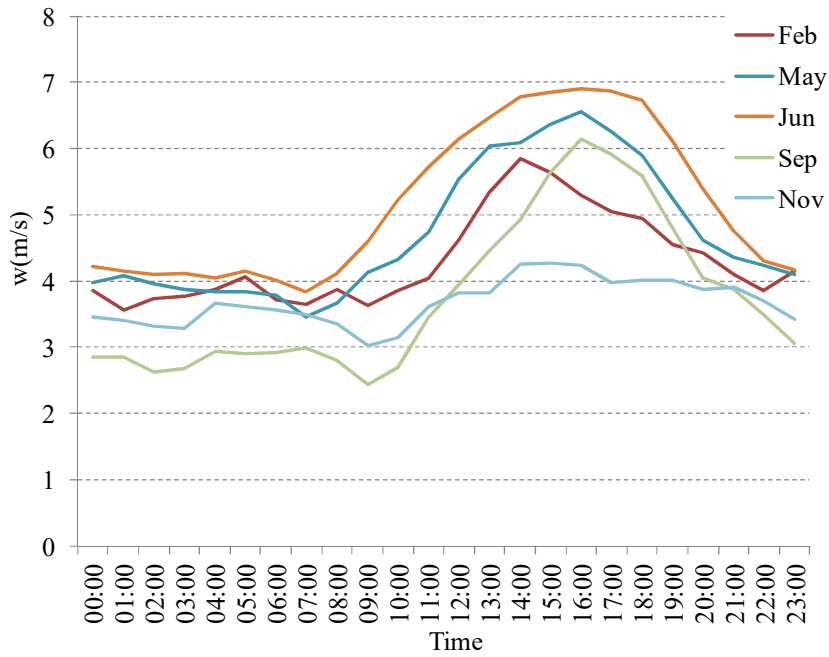


Fig. 3.2: Profilo medio mensile della velocità del vento a 25m di altezza

### 3.3 Fotovoltaico

La fig. 3.3 mostra la tipica radiazione giornaliera per alcuni mesi dell'anno. Una valutazione più precisa dell'energia prodotta si ottiene considerando il rapporto di prestazione e i dati sulla radiazione solare di [7].

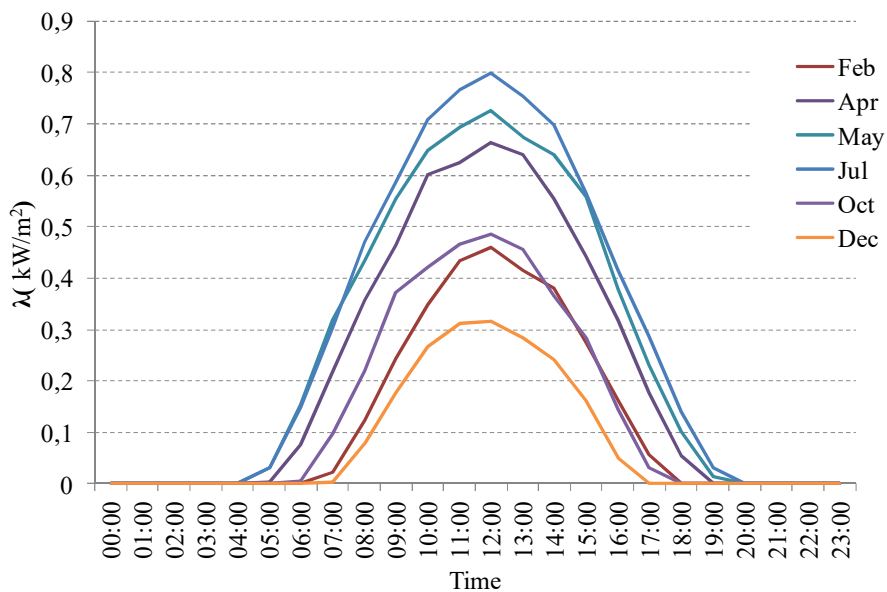


Fig. 3.3: Radiazione media giornaliera



UNIONE EUROPEA  
Fondo europeo di sviluppo regionale



REPUBBLICA ITALIANA



REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA  
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA



SARDIGNA CHIRCAS  
SARDEGNA RICERCHE

### 3.4 Gruppo elettrogeno

Viene preso come riferimento un gruppo elettrogeno convenzionale da 20 kW, per essere utilizzato in isola (ossia quando la Microrete è sganciata dalla rete di potenza), anche come back-up, per far fronte a guasti o alla mancanza di erogazione energetica da FER. Le proprietà fisiche del carburante (diesel) sono fornite dalla libreria di HOMER; il costo del carburante può essere fornito dall'utente, nello specifico è stato assunto un costo di 1,3 € /l nella fase di ottimizzazione.

### 3.5 Accumulo

Tra le alternative esaminate per una corretta progettazione della Microrete viene considerato un banco batterie collegato ad altri componenti tramite un convertitore CC/CA. Nel caso di studio si utilizza una batteria al GEL VRLA al piombo. Sono state utilizzate diverse taglie di batterie nelle simulazioni, al fine di identificare la capacità ottimale considerando sia gli aspetti tecnici che economici. I limiti sono definiti in termini di Stato di carica (Soc) e velocità di carica e scarica. HOMER determina quanta energia può passare attraverso la batteria prima di una sostituzione necessaria. La strategia di invio associata al funzionamento della batteria è definita come la strategia "Load Following" il che significa che le batterie sono caricate solo dall'elettricità in eccesso prodotta da fonti rinnovabili.

## 4 Ottimizzazione taglia dei componenti della Microrete

### 4.1 Tipologie componenti della Microrete

Le tipologie dei componenti in tabella sono state considerate nel processo di ottimizzazione per i vari componenti della Microrete.

MG DER	Costo	O&M costo	Taglie
<b>Fotovoltaico</b>	1.000 €/kW	30 €/ kW·a)	9 – 18 – 27 kW
<b>Mini-Eolico</b>	4.500 €/kW	135 €/(kW·a)	10 – 20 – 30 kW
<b>Sistema di generazione</b>	500 €/kW	0,260 €/h	20 kW
<b>Accumulo</b>	187 €/kWh	100 €/a	860 -1440-1720 Ah
<b>AC/DC inverter</b>	270 €/kW	100 €/a	18 kW

Tab. 4.1: Componenti Microrete software Homer





UNIONE EUROPEA  
Fondo europeo di sviluppo regionale



REPUBBLICA ITALIANA



REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA  
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA



SARDIGNA CHIRCAS  
SARDEGNA RICERCHE

## 4.2 Costo dell'energia dalla rete

Il costo annuo dell'energia per l'utente finale dipende dal contratto che l'utente firma con il fornitore, e di solito i prezzi al dettaglio dell'elettricità per un consumatore possono essere complessi, combinando diverse tariffe come i costi di energia e capacità. Secondo la situazione italiana, nella simulazione sono stati assunti due contratti tipici per utenti non domestici. Nel primo contratto viene considerata una tariffa di Tempo d'utilizzo (TOU); i valori dei prezzi sono aggiornati dall'AEEG ogni tre mesi e sono influenzati dai prezzi di mercato di petrolio e gas. I prezzi medi ipotizzati nella simulazione sono riportati nella tabella 4.2.

Periodo di consumo	F1	F2	F3
	08:00-19:00	07:00-08:00 19:00-23:00 Sab- 07:00-23:00	23:00-07:00 Fine settimana
<b>Costo dell'Energia</b> (€/kWh)	0,170	0,171	0,156

Tab. 4.2: Valori della tariffa TOU

Nel secondo contratto si applica un prezzo orario variabile considerando il costo dell'energia nella Borsa elettrica nazionale (IPEX), dove viene fissato un unico prezzo nazionale (PUN) per ogni ora del giorno. Il PUN varia ogni ora, giorno e mese, in Italia è sostanzialmente influenzato dalla produzione di energia da fonti rinnovabili, che si concentra principalmente nelle ore centrali della giornata (ad es. fotovoltaico).

Sono stati considerati i valori del PUN per il 2014 nella costruzione del profilo di prezzo utilizzato nella simulazione. E' stato aggiunto un margine di profitto di 10 €/MWh all'indice PUN di riferimento (corrisponde ad un margine di profitto di circa il 15%). Nella figura 4.3 viene mostrato un comportamento tipico dei prezzi basato sull' IPEX. I prezzi di punta si verificano nelle ore 18:00-21:00 mentre il prezzo dell'energia è inferiore nelle ore centrali della giornata, generalmente quando la produzione rinnovabile è alta.

I ricavi per la vendita dell'energia prodotta dalla Microrete vengono calcolati considerando il prezzo zonale IPEX; tale prezzo varia durante il giorno ed è inferiore nelle ore centrali della giornata quando la produzione da fonti rinnovabili è elevata.



UNIONE EUROPEA  
Fondo europeo di sviluppo regionale



REPUBBLICA ITALIANA



REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA  
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA



SARDIGNA CHIRCAS  
SARDEGNA RICERCHE

### 4.3 Parametri economici: NPC, LCOE, BWC

HOMER testa tutte le possibili architetture della Microrete specificate e fornisce un elenco di soluzioni realizzabili, ordinate in base al loro costo attuale netto (NPC), relativo alla durata del progetto. In generale i costi comprendono il capitale, la sostituzione, il funzionamento, manutenzione, costi di

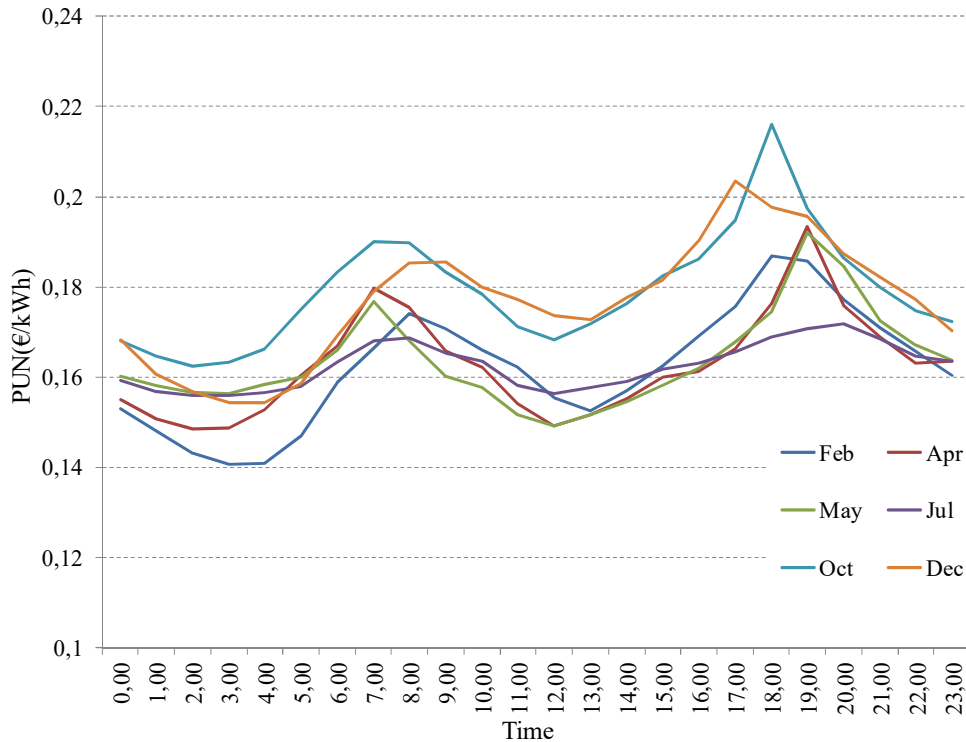


Fig. 4.3: Indice PUN medio mensile nel 2014

carburante, costi per l'acquisto di energia dalla rete; i ricavi comprendono quelli dati dalla vendita in rete e i costi di recupero. Durante l'ottimizzazione vengono valutati anche il costo livellato dell'energia (LCOE) e il costo di usura della batteria (BWC).

Il NPC di un sistema è la somma di tutti i costi che si sostengono nel corso della sua vita utile, meno tutti i ricavi che si hanno nel corso della sua vita utile (1); il flusso di cassa futuro è attualizzato al presente mediante l'uso di un tasso di interesse.

$$NPC = \frac{C_{Y,TOT}}{i \cdot (1+i)^N} \cdot \frac{(1+i)^N - 1}{i} \quad (1)$$

dove:



UNIONE EUROPEA  
Fondo europeo di sviluppo regionale



REPUBBLICA ITALIANA



REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA  
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA



SARDIGNA CHIRCAS  
SARDEGNA RICERCHE

- $C_{Y,TOT}$  = costo annuo totale del sistema, compresi CAPEX e OPEX (rappresentato dalla somma dei costi per ogni componente del sistema) [€/a];
- $i$  = tasso d'interesse [%] ->5%;
- $N$  = vita utile sistema [a] ->20 anni.

Il costo livellato dell'energia (LCOE) è valutato come il costo medio per kWh di energia elettrica prodotta dal sistema. La LCOE è valutata come il tasso del costo annuale di produzione di energia elettrica e la produzione totale di energia elettrica come in (2):

$$LCOE = \frac{C_{Y,TOT}}{E_L + E_{G,S}} \quad (2)$$

dove:

- $C_{Y,TOT}$  = costo totale annualizzato del sistema [€/a];
- $E_L$  = carico servito [kWh/a];
- $E_{G,S}$  = vendite totali della rete [kWh/a].

Un altro parametro di interesse durante la simulazione, quando le batterie sono coinvolte, è il BWC valutato come in (3):

$$BWC = \frac{C_R}{N \cdot Q \cdot \sqrt{\eta_{RT}}} \quad (3)$$

dove:

- $C_R$  = costo di sostituzione della batteria [€];
- $N$  = numero di batterie nel sistema di accumulo;
- $Q$  = produttività di una singola batteria (quantità di energia che può essere ciclata attraverso una batteria prima di richiedere la sostituzione)[kWh];
- $\eta_{RT}$  = efficienza andata e ritorno.

Il parametro BWC viene utilizzato durante l'ottimizzazione quando la produzione da fonti rinnovabili non è sufficiente a soddisfare il carico per decidere se acquistare energia dalla rete o utilizzare l'energia immagazzinata nella batteria.



UNIONE EUROPEA  
Fondo europeo di sviluppo regionale



REPUBBLICA ITALIANA



REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA  
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA



SARDIGNA CHIRCAS  
SARDEGNA RICERCHE

## 5 Risultati di simulazioni e commenti

I risultati delle simulazioni mostrano il comportamento della Microrete nello stato connesso alla rete e la sua capacità di ottenere benefici economici rispetto alla fornitura tradizionale dalla rete (caso di riferimento - RC). HOMER fornisce diverse configurazioni di Microrete in grado di servire il carico e ottenere benefici economici. La tabella 5 riassume le migliori configurazioni possibili di 15 Microreti ordinate in base al NPC calcolato tenendo conto della tariffa IPEX. Un ulteriore vincolo viene assunto per scartare tutte le configurazioni delle Microreti con un autoconsumo da FER inferiore al 70%.

Caso #	Configurazione della Microrete			NPC (€)		Auto consumo (kWh/a)		Percentuale di autoconsumo (%)		Energia in eccesso venduta (kWh/y)		LCOE	
	Eolico	FV	Accumulo	TOU	IPEX	TOU	IPEX	TOU	IPEX	TOU	IPEX	TOU	IPEX
1	-	18	-	133.085	126.571	21.280	21.280	76,51	76,51	6.533	6.533	0,172	0,164
2	-	9	-	144.646	135.916	11.800	11.800	84,85	84,85	2.107	2.107	0,187	0,176
3	-	27	1720	143.894	138.149	29.508	29.941	70,73	71,77	12.212	11.779	0,186	0,179
4	-	18	860	146.175	139.110	21.297	21.628	76,57	77,76	6.516	6.185	0,189	0,180
5	-	18	1720	151.091	143.473	22.440	23.141	80,68	83,20	5.373	4.672	0,195	0,186
6	-	18	1440	151.426	143.974	21.301	21.872	76,59	78,64	6.512	5.941	0,196	0,186
7	-	9	860	157.775	148.545	11.809	12.092	84,91	86,95	2.098	1.815	0,204	0,192
RC	-	-	-	159.987	148.732	0	0	0	0	0	0	0,207	0,192
8	10	9	-	156.451	150.661	31.193	31.193	71,71	71,71	12.308	12.308	0,202	0,195
9	-	9	1440	163.005	153.476	11.820	12.266	84,99	88,20	2.087	1.641	0,211	0,198
10	-	9	1720	163.243	153.649	12.526	13.069	90,07	93,97	1.381	838	0,211	0,199
11	10	-	-	168.406	160.387	21.480	21.480	72,58	72,58	8.114	8.114	0,218	0,207
12	10	9	860	169.524	163.335	31.208	31.458	71,74	72,32	12.293	12.043	0,219	0,211



UNIONE EUROPEA  
Fondo europeo di sviluppo regionale



REPUBBLICA ITALIANA



REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA  
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA



SARDIGNA CHIRCAS  
SARDEGNA RICERCHE

13	10	9	1720	174.222	168.010	32.508	32.822	74,73	75,45	10.993	10.679	0,225	0,217
14	10	9	1440	174.773	168.238	31.212	31.676	71,75	72,82	12.289	11.825	0,226	0,218
15	10	-	860	181.487	173.060	21.495	21.738	72,63	73,45	8.099	7.856	0,235	0,224

Tab. 5: Risultati ottimizzazione Homer

Nel RC, il NPC per l'acquisto dell'energia consumata annualmente è di 159.987 € quando viene applicata la tariffa TOU, mentre è di 148.732 € se l'energia viene acquistata a prezzi basati sul PUN. La tariffa LCOE è di 0,207 €/kWh se si applica la tariffa TOU, mentre è di 0,192 €/kWh se l'energia viene acquistata a prezzi basati su PUN. Sicuramente i prezzi PUN sono più convenienti dei prezzi TOU.

Secondo i risultati mostrati in Tab. 5 possono essere fatte le seguenti considerazioni e osservazioni:

- non vengono considerate le turbine eoliche di taglie più grandi come possibili opzioni per la Microrete. L'ottimizzazione privilegia le dimensioni più piccole perché il costo di installazione è ancora abbastanza elevato, e anche perché la velocità media del vento nel sito è di circa 4,36 m/s sicché la produzione annuale non è alta come potrebbe essere con migliori profili del vento;
- per gli impianti fotovoltaici, vengono spesso scelte le taglie da 18 kWp e 27 kWp. Ciò è dovuto al fatto che l'ottimizzazione tende a far coincidere il profilo di consumo del cliente con il profilo di produzione da FV.

In un impianto reale i risultati ottenuti mediante il software di simulazione HOMER possono essere riprodotti mediante un EMS in grado di controllare la generazione e l'accumulo. L'EMS controllerà le fonti di energia determinando quando il sistema di accumulo dovrà essere scaricato/ricaricato con l'energia prodotta da fonti rinnovabili e quando l'energia eccedente andrebbe preferibilmente venduta al mercato o autoconsumata.

In Fig. 5 viene indicato il flusso di potenza tipico e la carica della batteria/ciclo di scarica per due giorni consecutivi, come determinato dal EMS. In particolare, il diagramma mostra che l'utilizzo delle batterie vale per periodi limitati, la scarica avviene fino a che il SOC raggiunge il 50%, mentre la

ricarica è possibile solo quando è disponibile energia rinnovabile in eccedenza (vedi Fig. 5, giorno

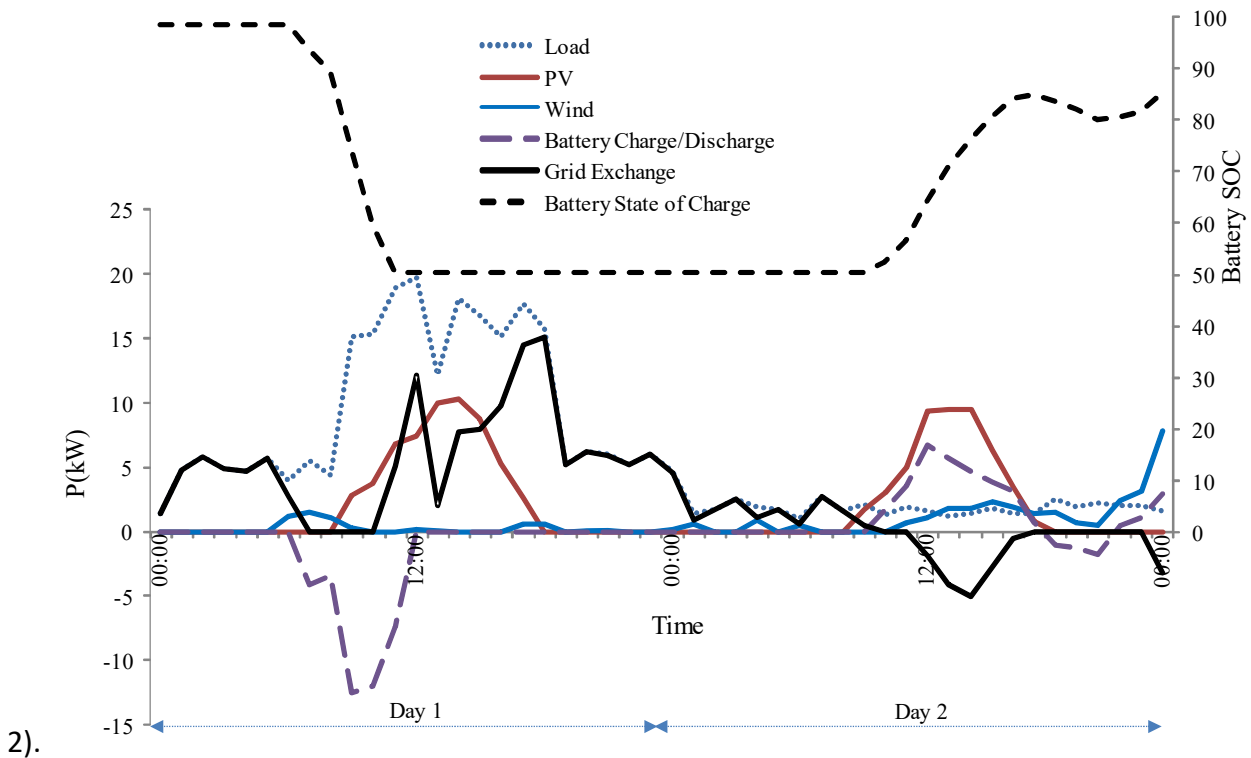


Fig. 5: Flussi di potenza tipici e carica/scarica dell'accumulo della Microrete

## 6 Conclusioni

Nel report viene presentata un'analisi tecnica ed economica per il dimensionamento e la gestione ottimale di una Microrete intelligente per prevalente autoconsumo. I risultati presentati nel documento permettono di sottolineare i seguenti punti:

- La configurazione ottimale della Microrete non corrisponde all'opzione con il più alto tasso di autoconsumo. Ciò è dovuto al fatto che con un impianto fotovoltaico più grande ci saranno vendite di energia in rete più elevate e acquisti dalla rete più bassi;
- Diverse configurazioni con fotovoltaico permettono di raggiungere un LCOE inferiore a quello del caso di riferimento, testimoniando che, al prezzo corrente dell'energia elettrica in Italia, la grid parity è già stata raggiunta;
- Taglie FV inferiori, con tassi di autoconsumo più elevati, hanno periodi di rimborso più veloci;



UNIONE EUROPEA  
Fondo europeo di sviluppo regionale



REPUBBLICA ITALIANA



REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA  
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA



SARDIGNA CHIRCAS  
SARDEGNA RICERCHE

- La presenza di un sistema di accumulo permette di aumentare il livello di autoconsumo, ma il costo attuale delle batterie è ancora elevato, per cui i vantaggi economici sono inferiori rispetto a quelle ottenibili senza batterie;

## Riferimenti

- [1] Nikos Hatziargyriou (Editor), Microgrids: Architectures and Control. February 2014, Wiley-IEEE Press.
- [2] [www.HOMERenergy.com](http://www.HOMERenergy.com)
- [3] T. Lambert, P. Gilman, P. Lilienthal, (2005) "Micropower System Modeling with HOMER", in Integration of Alternative Sources of Energy, John Wiley & Sons, Inc., 2005, pp. 379-418
- [4] Legislative Decree No. 115/2008 implementation of European Directive 2006/32/EC.
- [5] European Directive 2006/32/EC on energy end-use efficiency and energy services.
- [6] A.J. Litchy, C. Young, S.A Pourmousavi, M.H. Nehrir, "Technology selection and unit sizing for a combined heat and power microgrid: comparison of WebOpt and HOMER application programs," in 2012 North American Power Symposium (NAPS), pp. 1-6.
- [7] E. Ghiani, F. Pilo, S. Cossu. Evaluation of photovoltaic installations performances in Sardinia. Energy Conversion Management, 76 (2013), pp. 1134–1142