

ENEA

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile



MINISTERO DELLA
TRANSIZIONE ECOLOGICA



Definizione e analisi di stati del sistema per la valutazione dell'affidabilità di reti ibride AC/DC in MT/BT in configurazione grid-on e grid-off

S. Favuzza, M. G. Ippolito, F. Massaro,
R. Musca, G. Zizzo, A. Bonì, V. Porgi



**Università
degli Studi
di Palermo**

Report RdS/PTR2020/003

DEFINIZIONE E ANALISI DI STATI DEL SISTEMA PER LA VALUTAZIONE DELL’AFFIDABILITÀ DI RETI IBRIDE AC/DC IN MT/BT IN CONFIGURAZIONE GRID-ON E GRID-OFF

S. Favuzza, M. G. Ippolito, F. Massaro, R. Musca, G. Zizzo, A. Bonì, V. Porgi

Aprile 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero della Transizione Ecologica - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - II annualità

Obiettivo : *Sistema Elettrico*

Progetto: *2.7 Modelli e strumenti per incrementare l'efficienza energetica nel ciclo di produzione, trasporto, distribuzione dell'elettricità.*

Work package: *Analisi delle problematiche di gestione per l'integrazione nelle attuali reti in AC di nuove reti in DC in MT/BT (Media Tensione/Bassa Tensione).*

Linea di attività: *LA1.6 Definizione e analisi di stati del sistema per la valutazione dell'affidabilità di reti ibride AC/DC in MT/BT in configurazione grid-on e grid-off.*

Responsabile del Progetto: Maria Valenti ENEA

Responsabile del Work package: Maria Valenti ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione *“Scenari energetici e azioni di controllo in regime stazionario e dinamico per il miglioramento dell'affidabilità di reti AC/DC in MT e BT”*.

Responsabile scientifico ENEA: Maria Valenti

Responsabile scientifico: Salvatore Favuzza

Indice

ACRONIMI	5
SOMMARIO.....	7
1 INTRODUZIONE	8
2 DEFINIZIONE DEGLI EVENTI DI FAILURE	9
2.1 INTRODUZIONE	9
2.2 EVENTI DI FAILURE	9
2.3 SCELTA DEGLI EVENTI DI FAILURE DA SIMULARE.....	10
2.4 EVENTI DI FAILURE PER LA CITY AREA NETWORK.....	10
2.4.1 <i>Evento di failure CA1: Sezione Underground – perdita della rete a 20 kV</i>	11
2.4.2 <i>Evento di failure CA2: Sezione EVH – perdita della rete a 20 kV</i>	13
2.4.3 <i>Evento di failure CA3: Sezione residenziale – perdita della rete a 20 kV</i>	15
2.4.4 <i>Evento di failure CA4: Distacco di generazione o di carico nella rete AC</i>	17
2.5 EVENTI DI FAILURE PER L’AREA PORTUALE	18
2.5.1 <i>Evento di failure PA1: perdita della rete a 20 kV nel punto di consegna</i>	19
2.5.2 <i>Evento di failure PA2: Distacco di generazione o di carico nella rete AC</i>	20
2.6 CONCLUSIONI	21
3 VALUTAZIONE DELL’AFFIDABILITÀ	22
3.1 GENERALITÀ.....	22
3.2 APPROCCIO MONTE CARLO.....	23
3.2.1 <i>Elementi della simulazione Monte Carlo</i>	23
3.2.2 <i>Tecniche Monte Carlo per l’analisi di affidabilità di sistemi a rete</i>	24
3.3 STEP DELLA METODOLOGIA.....	25
3.4 DURATA DELL’EVENTO DI FAILURE.....	28
4 ANALISI DELLA CITY AREA NETWORK.....	39
4.1 INTRODUZIONE	39
4.2 STATI DEL SISTEMA DELLA SEZIONE UNDERGROUND (CA1).....	39
4.2.1 <i>Stato CA1-2020</i>	46
<i>Simulazione 1</i>	46
<i>Simulazione 2</i>	47
<i>Simulazione 3</i>	48
4.2.2 <i>Scenario CA1-2040</i>	50
<i>Simulazione 1</i>	50
<i>Simulazione 2</i>	51
<i>Simulazione 3</i>	52
4.3 STATI DEL SISTEMA DELLA SEZIONE EVH (CA2).....	54
4.3.1 <i>Stato CA2-2020</i>	62
<i>Simulazione 1</i>	62
<i>Simulazione 2</i>	64
<i>Simulazione 3</i>	66
4.3.2 <i>Stato CA2-2030BC</i>	70
<i>Simulazione 1</i>	70
<i>Simulazione 2</i>	72
<i>Simulazione 3</i>	75
4.3.3 <i>Stato CA2-2030DEC</i>	78
<i>Simulazione 1</i>	78
<i>Simulazione 2</i>	81
<i>Simulazione 3</i>	83
4.3.4 <i>Stato CA2-2040BC</i>	87

Simulazione 1	87
Simulazione 2	90
Simulazione 3	93
4.3.5 Stato CA2-204DEC.....	96
Simulazione 1	96
Simulazione 2	98
Simulazione 3	100
4.4 STATI DEL SISTEMA DELLA SEZIONE RESIDENZIALE (CA3)	104
4.4.1 Scenario CA3-2020.....	109
Simulazione 1	110
Simulazione 2	111
Simulazione 3	113
4.4.2 Stato CA3-2030BC.....	115
Simulazione 1	116
Simulazione 2	117
Simulazione 3	119
4.4.3 Stato CA3-2030DEC.....	121
Simulazione 1	122
Simulazione 2	123
Simulazione 3	124
4.4.4 Stato CA3-2040BC.....	126
Simulazione 1	127
Simulazione 2	128
Simulazione 3	129
4.4.5 Stato CA3-2040DEC.....	131
Simulazione 1	132
Simulazione 2	133
Simulazione 3	134
5 ANALISI DELLA PORT AREA NETWORK.....	136
5.1 STATO PA-2020	142
Simulazione 1	142
Simulazione 2	143
5.2 STATO PA-2030BC	147
Simulazione 1	147
Simulazione 2	148
Simulazione 3	150
5.3 STATO PA-2030DEC.....	152
Simulazione 1	152
Simulazione 2	153
Simulazione 3	155
5.4 STATO PA-2040BC	158
Simulazione 1	158
Simulazione 2	159
Simulazione 3	162
5.5 STATO PA-2040DEC.....	164
Simulazione 1	164
Simulazione 2	166
Simulazione 3	168
6 INDICATORI PER LA VALUTAZIONE DELL’AFFIDABILITÀ	171
6.1 PREMESSA	171
6.2 DEFINIZIONE DEGLI INDICATORI PER LA CARATTERIZZAZIONE DEGLI SCENARI ENERGETICI.....	171
6.3 DEFINIZIONE DEGLI INDICATORI PER LA VALUTAZIONE DELL’AFFIDABILITÀ	173
6.4 VALUTAZIONE DEGLI INDICATORI	174
6.4.1 Sezione Underground (CA1).....	174

6.4.2	Sezione EVH (CA2).....	174
6.4.3	Sezione Residenziale (CA3).....	175
6.4.4	Area Portuale (PA)	176
6.5	DISCUSSIONE.....	178
7	CONCLUSIONI.....	183
	BIBLIOGRAFIA	185

Acronimi

AC	Alternative Current
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
AT	Alta Tensione
BT	Bassa Tensione
CC	Carico Controllabile/flessibile
DC	Direct Current
DEC	Decentralized
BC	Scenario energetico basato sulla media dei dati degli scenari BAU e CEN
BESS	Indicatore che valuta la percentuale di Storage
CA	City Area
CPP	Conventional Power Point
DR	Demand Response
DRA	Dispositivo di Richiusura Automatica
EPS	Emergency Power Supply
BESS	Battery Energy Storage Systems
EV	Electric Vehicle
EVH	Sezione di ricarica veicoli elettrici nella rete
EVfast	Veicoli elettrici a ricarica veloce
EVslow	Veicoli elettrici a ricarica lenta
FCR	Frequency Containment Reserve
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
FLEX	Indicatore di flessibilità
FRNP	Fonti rinnovabili non programmabili
FV	Fotovoltaico
i_1	Indice di autonomia della microrete
i_2	Indice di flessibilità
i_3	Indice di capacità di modulazione
IR	Inertial Rserve
LA	Linea di attività
MT	Media Tensione
MVAC	Media Tensione in corrente alternata
PA	Port Area
PCC	Point of Common Coupling
p.u.	Per Unit
PV	Photovoltaic
REN	Renewable Energy Network
RES	Indicatore che valuta la percentuale di generazione da fonte rinnovabile
RSE	Ricerca Sistema Energetico
SOC	State of Charge
SOCmin	SOC minimo
SOCmax	SOC massimo
TSO	Transmission System Operator
UPS	Uninterruptible Power Supply

V1G	Vehicle-to-Grid: scambi energetici monodirezionali
V2G	Vehicle-to-Grid: scambi energetici bidirezionalica
WF	Wind Farm: area produzione eolica
WP	Working Paper

Sommario

Il presente report descrive i risultati della linea di attività LA1.6 “Definizione e analisi di stati del sistema per la valutazione dell’affidabilità di reti ibride AC/DC in MT/BT in configurazione grid-on e grid-off” del WP - Analisi delle problematiche di gestione per l’integrazione nelle attuali reti in AC di nuove reti in DC in MT/BT (Media Tensione/Bassa Tensione) del Progetto 2.7 - Modelli e strumenti per incrementare l'efficienza energetica nel ciclo di produzione, trasporto, distribuzione dell'elettricità.

La LA1.6 ha lo scopo di analizzare le diverse configurazioni di reti ibride AC/DC definite dalla LA1.5 e di definire ed analizzare gli stati del sistema valutando l’affidabilità delle configurazioni proposte in relazione alle prestazioni richieste, in particolar modo all’interfaccia tra reti differenti.

Gli stati del sistema sono caratterizzati da differenti eventi di failure, valutando i tempi di riparazione dei componenti e di ripristino del servizio.

L’impatto sulla sicurezza e sull’affidabilità dei differenti scenari operativi (LA1.4) per ciascuna configurazione (LA1.5) viene valutato attraverso i seguenti indicatori/parametri:

- (i) indice di autonomia della microrete (capacità di funzionamento in isola se richiesto dalla rete principale);
- (ii) indice di flessibilità (variazione di potenza attiva disponibile in aumento o in riduzione nel punto di connessione tra la rete in DC e la rete in AC);
- (iii) capacità di modulazione del profilo di potenza in un tempo convenzionale (possibilità di variare con continuità per un tempo stabilito il profilo di potenza al nodo AC/DC).

Lo studio effettuato conduce alla definizione di casi studio maggiormente significativi per i quali, nelle successive LA, verranno implementate soluzioni per il miglioramento dell’affidabilità (ad esempio layout di impianti innovativi che migliorino la continuità del servizio), ed effettuate le relative validazioni in simulazione.

Il presente report è strutturato come segue:

- Capitolo 1: contiene l’introduzione allo studio;
- Capitolo 2: definisce gli eventi di failure per le due reti test;
- Capitolo 3: contiene la descrizione della metodologia;
- Capitolo 4: riporta lo studio della City area network;
- Capitolo 5: riporta lo studio della Port area network;
- Capitolo 6: contiene la valutazione degli indicatori;
- Capitolo 7: contiene le conclusioni dello studio.

1 Introduzione

L'introduzione di sistemi in corrente continua nelle reti di distribuzione in corrente alternata appare una prospettiva interessante per l'evoluzione di queste reti verso una struttura in cui i problemi di regolazione della tensione appaiono meno complessi e il problema della regolazione della frequenza scompare.

Tuttavia, è importante chiedersi se tali nuove strutture contribuiranno ad aumentare o a diminuire l'affidabilità del sistema di distribuzione.

In questo report, il problema viene affrontato analizzando due diverse configurazioni di rete e i possibili eventi di guasto di maggiore rilievo, calcolando degli indicatori per la valutazione dell'affidabilità.

La LA1.6 ha sinergie con altre LA di progetto, come riportato in Tabella 1.

Tabella 1. Sinergie con le altre LA di progetto.

LA	Titolo	Commento
1.4	Studio e sviluppo di scenari energetici per l'integrazione di reti AC/DC in MT/BT	Gli scenari energetici definiti nella LA1.4 vengono usati nella LA1.6 per valutare gli indicatori di affidabilità.
1.5	Progettazione e costruzione delle configurazioni di reti ibride di lavoro	Le configurazioni di base vengono usate nella LA1.6 per definire gli eventi di failure.
1.13	Sviluppo e validazione di azioni di controllo in regime stazionario e dinamico per il miglioramento dell'affidabilità di reti AC/DC.	Per i casi studio maggiormente significativi individuati in LA1.6 vengono implementate delle azioni di controllo per il miglioramento dell'affidabilità.

2 Definizione degli eventi di failure

2.1 Introduzione

Una definizione di affidabilità di un elemento/sistema molto utilizzata nello studio dei sistemi elettrici è *“probabilità che l’elemento/sistema eseguirà una specifica funzione: sotto specifiche condizioni operative ed ambientali; ad un dato istante e/o per un prefissato intervallo di tempo”*.

La definizione di affidabilità è quindi legata alla specifica funzione che il sistema deve svolgere ed alle condizioni operative nelle quali si trova.

Nel presente studio, il sistema preso in considerazione è la rete elettrica nel suo complesso e la funzione a cui ci si riferirà è quella principale di alimentare i carichi in esso presenti. Le condizioni operative, invece, come sarà mostrato in seguito sono molto dipendenti dalla tipologia di carichi, di generatori distribuiti, di sistemi di accumulo e di risorse flessibili in generale, presenti nella rete o in una porzione di essa.

Con il termine *“evento di failure”* o *“evento di guasto”* si indica invece la cessazione dell’attitudine di un elemento/sistema ad adempiere alla funzione richiesta, ovvero una variazione delle prestazioni dell’elemento/sistema che lo renda inservibile per l’uso al quale esso è destinato [1].

Nel presente capitolo, inizialmente vengono analizzati gli eventi di failure che potrebbero verificarsi in generale in una rete elettrica e poi si particularizza la studio per le reti test proposte nella LA1.5.

Gli eventi di failure individuati nel presente capitolo saranno successivamente utilizzati per identificare gli stati del sistema, definiti come combinazione degli eventi di failure e delle configurazioni del sistema individuate a partire dalle reti test, prodotto della LA1.5, e dagli scenari energetici, prodotto della LA1.4.

2.2 Eventi di failure

Gli eventi di failure che possono verificarsi in una rete elettrica sono diversi:

- E.1. Fuori servizio del bus di alimentazione (fuori servizio di una linea, di un trasformatore o di un convertitore);
- E.2. Guasto (cortocircuito o interruzione) in una linea di collegamento;
- E.3. Improvvisa perdita di generazione o di carico con conseguente squilibrio delle potenze nell’impianto;
- E.4. Creazione di isole involontarie;
- E.5. Malfunzionamento di un dispositivo di protezione;
- E.6. Malfunzionamento di un generatore (non necessariamente dell’unico non di alimentazione);
- E.7. Malfunzionamento del sistema di controllo di una risorsa flessibile.
- E.8. Malfunzionamento del sistema di distacco dei carichi.

Ai fini del presente studio, è possibile raggruppare gli eventi di failure su elencati sulla base degli effetti che potrebbero avere sulla gestione delle risorse energetiche della rete, sintetizzati in Tabella 2.

Tabella 2. Effetti degli eventi di failure.

Evento	Formazione di un'isola non intenzionale	Necessità di gestione in emergenza delle risorse energetiche (Storage)	Necessità di gestione in emergenza dei carichi	Necessità di soccorso della rete DC alla rete AC per equilibrare le potenze	Blackstart della rete AC utilizzando le risorse della rete DC	Necessità di supporto in transitorio tramite servizi di FCR e IR
E.1	X	X	X	X	X	X
E.2	X	X	X	X	X	X
E.3		X	X	X	X	X
E.4	X	X	X			
E.5				X	X	X
E.6		X	X	X		X
E.7		X	X			
E.8		X	X	X		X

La tabella precedente ha lo scopo di fornire una visione di insieme degli impatti di un dato evento di failure su una rete o porzione di rete.

Appare ovvio che lo stesso evento potrebbe avere impatti diversi a seconda dell'elemento coinvolto. Ad esempio, l'evento E.7 riguardante il funzionamento di un sistema di controllo di una risorsa flessibile può avere un impatto più o meno significativo a seconda della tipologia di risorsa e della sua entità rispetto al carico/generazione complessivo.

2.3 Scelta degli eventi di failure da simulare

Tenendo conto della precedente tabella, ai fini dell'individuazione degli stati del sistema, vengono considerati equivalenti gli eventi di failure che hanno gli stessi impatti sulla rete. Si possono pertanto distinguere:

- eventi di failure che portano al funzionamento in isola di parte della rete ibrida;
- eventi di failure che richiedono il supporto in regime statico della rete DC alla rete AC;
- eventi di failure che richiedono il supporto in regime dinamico della rete DC alla rete AC.

Nei primi due casi su elencati si manifesta la necessità del passaggio da una gestione ordinaria ad una gestione in emergenza delle risorse energetiche distribuite.

Il terzo caso sarà discusso in modo più accurato nella LA1.13.

2.4 Eventi di failure per la City Area Network

La Figura 1 rappresenta la City Area Network individuata in LA1.5 [2]. Le caratteristiche tecniche della rete sono definite nel report della LA1.5 a cui si rimanda per maggiori dettagli. La rete presenta aree in DC e in AC con risorse distribuite di vario genere: generatori FV ed eolici, carichi semplici e carichi controllabili, accumuli elettrici statici e per trazione (EVH connessi in modalità V2G e V1G).

Nella rete si individuano tre aree caratterizzate da risorse diverse:

- area underground (metropolitana);
- area EVH (parcheggio veicoli elettrici);
- area residenziale.

Sulla base della macroclassificazione effettuata al precedente paragrafo, di seguito vengono definiti gli eventi di failure per la rete. Quelli considerati in questo studio sono:

- Evento di failure CA1: Sezione Underground – perdita della rete a 20 kV;
- Evento di failure CA2: Sezione EVH – perdita della rete a 20 kV;
- Evento di failure CA3: Sezione residenziale – perdita della rete a 20 kV;
- Evento di failure CA4: Distacco di generazione o di carico nella rete AC.

Gli eventi di failure e l'utilizzo delle risorse energetiche flessibili della rete ibrida AC/DC sono descritti nel dettaglio nel seguito.

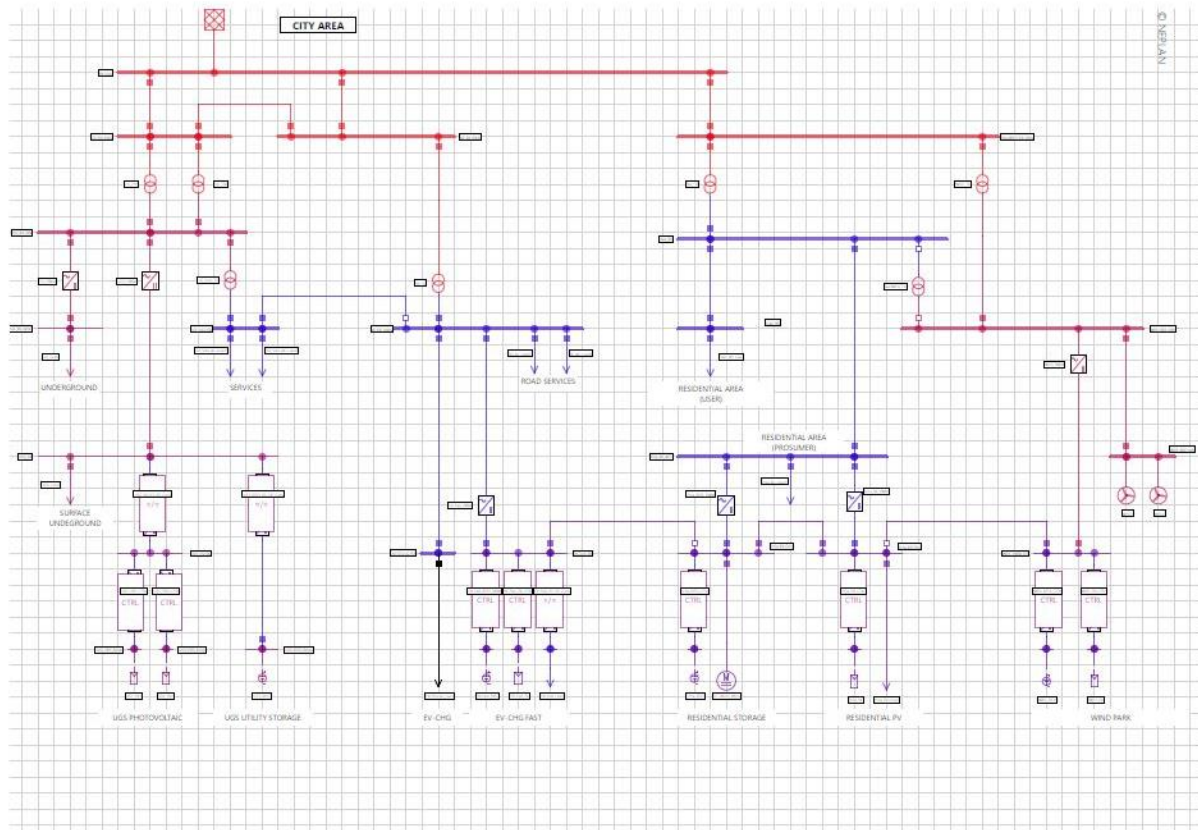


Figura 1. City Area Network.

2.4.1 Evento di failure CA1: Sezione Underground – perdita della rete a 20 kV

Si ipotizza che si abbia un funzionamento in isola della sezione Underground (Figura 2) a causa della perdita della rete a 20 kV o per guasto dei trasformatori o per guasto della linea di alimentazione della sezione nella rete cittadina a 20 kV.

La modalità di funzionamento in emergenza si attiva soltanto per guasti permanenti, quindi, si assume che si attivi dopo l'intervento delle protezioni in stazione e le richiuse lenta e rapida del DRA del distributore.

In questo caso, date le elevate potenze che sono necessarie per l'alimentazione della linea metropolitana, si assume che il funzionamento in isola in seguito alla perdita della rete a 20 kV sia soltanto per i servizi ausiliari e per le altre utenze (ad esempio utenze commerciali) della stazione.

L'impianto fotovoltaico e il sistema di accumulo presenti, così come il controllo dei carichi flessibili, vengono utilizzati per alimentare soltanto tale tipologia di carico. In questa condizione di funzionamento, la logica di controllo di carichi, generatori e sistemi di accumulo è riportata nella Tabella 3.

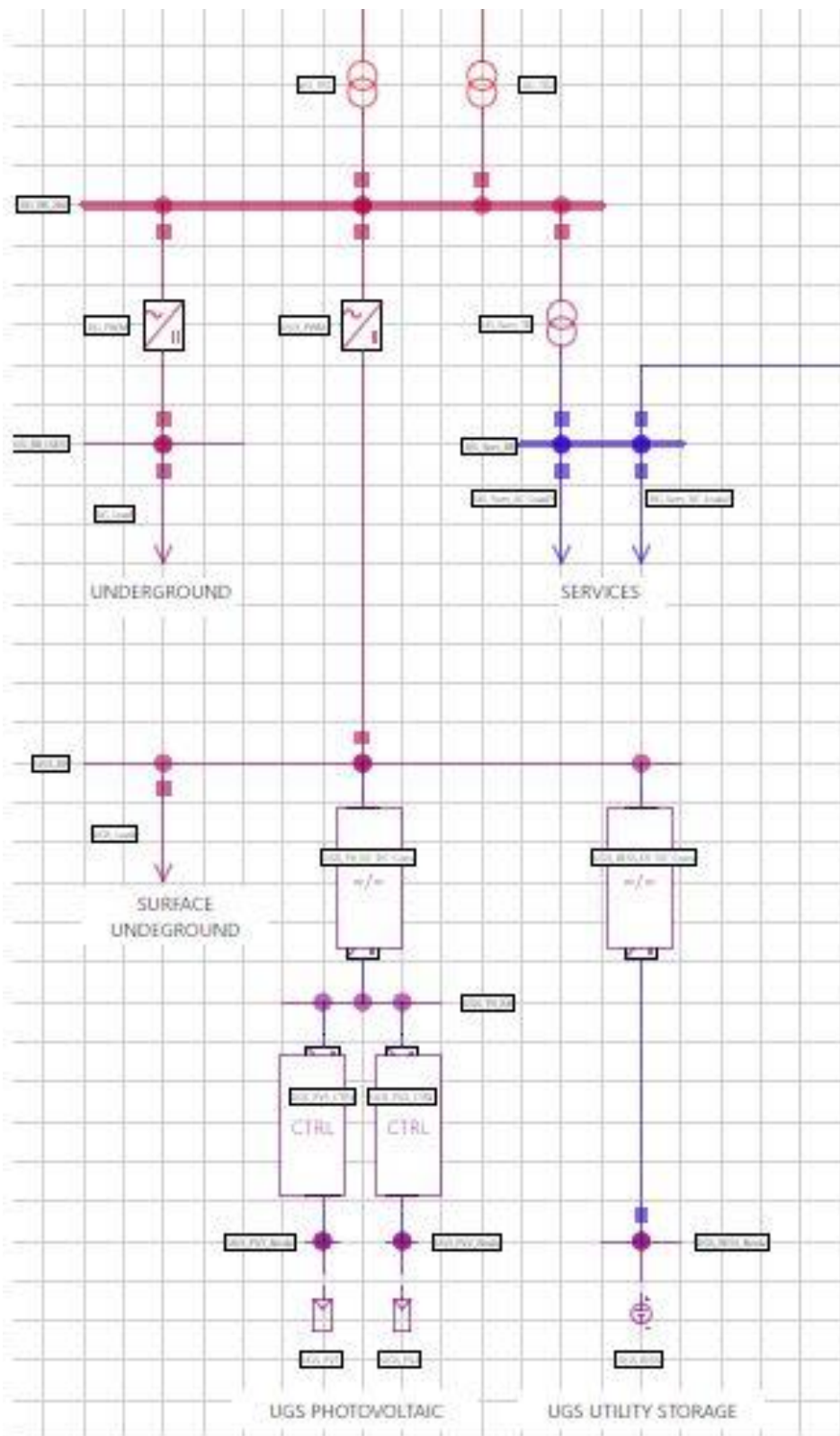


Figura 2. Sezione Underground in isola.

Tabella 3. Controllo dei componenti in caso di failure.

Modalità di controllo dei componenti	In presenza di generazione fotovoltaica	In assenza di generazione fotovoltaica
Carichi	Si distaccano i carichi ritenuti non essenziali quando lo stato di carica delle batterie scende al di sotto del 50%	Si distaccano i carichi ritenuti non essenziali
Generazione	L'impianto produce sempre alla massima potenza e impone tensione e corrente nella rete in isola passando da una modalità di funzionamento in grid-following a una modalità di funzionamento in grid-forming.	-
Storage	<p>Il sistema di accumulo opera tra un livello di carica minimo SOCmin e un livello di carica massimo SOCmax.</p> <p>Se la potenza fornita dall'impianto FV supera la potenza dei carichi e il SOC è minore di quello massimo, la potenza generata in eccesso è utilizzata per caricare le batterie.</p> <p>Se la potenza fornita dall'impianto FV è inferiore alla potenza dei carichi e il SOC è maggiore di quello minimo, la potenza richiesta in eccesso è fornita dalle batterie.</p> <p>Se nessuna delle due condizioni è verificata, le batterie si trovano in stand-by.</p>	<p>Il sistema di accumulo opera tra un livello di carica minimo SOCmin e un livello di carica massimo SOCmax.</p> <p>Le batterie alimentano i carichi privilegiati in modalità EPS e l'inverter che interfaccia le batterie alla rete in AC impone tensione e corrente nella rete in isola passando da una modalità di funzionamento in grid-following a una modalità di funzionamento in grid-forming.</p>

2.4.2 Evento di failure CA2: Sezione EVH – perdita della rete a 20 kV

Si ipotizza che si abbia un funzionamento in isola della sezione EVH (Figura 3) a causa della perdita della rete a 20 kV o per guasto dei trasformatori o per guasto nella rete cittadina a 20 kV. Come nel caso precedente, la modalità di funzionamento in emergenza si attiva soltanto per guasti permanenti.

In questo caso si dà la precedenza all'alimentazione dei servizi stradali (illuminazione stradale, illuminazione parcheggio, videosorveglianza, segnaletica luminosa e sistemi di telecomunicazione) e poi alla ricarica delle auto elettriche parcheggiate.

Pertanto, l'impianto fotovoltaico e i sistemi di accumulo fissi vengono utilizzati per alimentare prima i servizi stradali e poi le auto in sosta. Inoltre, in questo modo si evita il taglio della produzione fotovoltaica che non può essere immessa in rete.

Le logiche di controllo di carichi, generatori e sistemi di accumulo sono riportate nella Tabella 4.

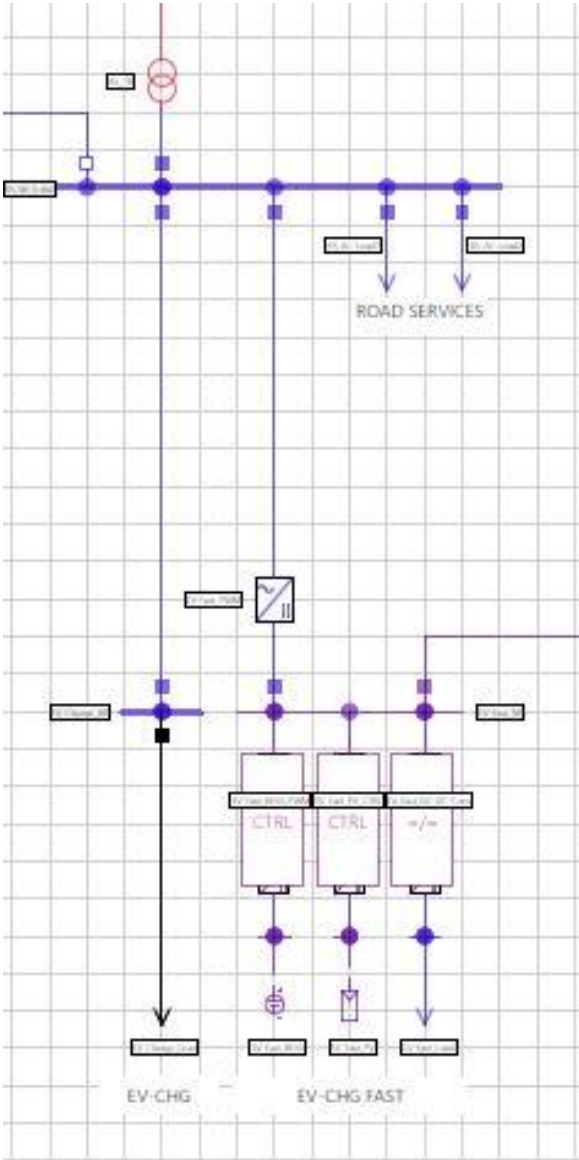


Figura 3. Sezione EVH in isola.

Tabella 4. Controllo dei componenti in caso di failure.

Modalità di controllo dei componenti	In presenza di generazione fotovoltaica	In assenza di generazione fotovoltaica
Carichi	<p>Si distaccano i carichi ritenuti non essenziali quando lo stato di carica delle batterie scende al di sotto del 50%.</p> <p>Si controllano i carichi in modo da alimentare prima i servizi stradali e poi le batterie delle automobili in sosta, o distaccando queste ultime dalla rete o modulando la potenza assorbita.</p>	<p>Si distaccano i carichi ritenuti non essenziali.</p> <p>Si controllano i carichi in modo da alimentare prima i servizi stradali e poi le batterie delle automobili in sosta, o distaccando queste ultime dalla rete o modulando la potenza assorbita.</p>
Generazione	L'impianto produce sempre alla massima potenza e impone tensione e corrente nella rete in isola passando da una modalità di funzionamento in grid-following a una modalità di funzionamento in grid-forming.	-
Storage	<p>Il sistema di accumulo opera tra un livello di carica minimo SOCmin e un livello di carica massimo SOCmax.</p> <p>Se la potenza fornita dall'impianto FV supera la potenza dei carichi e il SOC è minore di quello massimo, la potenza generata in eccesso è utilizzata per caricare le batterie.</p> <p>Se la potenza fornita dall'impianto FV è inferiore alla potenza dei carichi e il SOC è maggiore di quello minimo, la potenza richiesta in eccesso è fornita dalle batterie.</p> <p>Se nessuna delle due condizioni è verificata, le batterie si trovano in stand-by.</p>	<p>Il sistema di accumulo opera tra un livello di carica minimo SOCmin e un livello di carica massimo SOCmax.</p> <p>Le batterie alimentano i carichi privilegiati in modalità EPS e l'inverter che interfaccia le batterie alla rete in AC impone tensione e corrente nella rete in isola passando da una modalità di funzionamento in grid-following a una modalità di funzionamento in grid-forming.</p>

2.4.3 Evento di failure CA3: Sezione residenziale – perdita della rete a 20 kV

Si ipotizza che si abbia un funzionamento in isola della sezione residenziale (Figura 4) a causa della perdita della rete a 20 kV o per guasto dei trasformatori o per guasto nella rete cittadina a 20 kV. Come nel caso precedente, la modalità di funzionamento in emergenza si attiva soltanto per guasti permanenti.

In questo caso tutte le risorse energetiche dell'area saranno destinate all'alimentazione dei carichi residenziali, al netto di eventuali carichi non preferenziali eventualmente accettati dagli utenti. Inoltre, potranno essere effettuate delle riconfigurazioni di rete per aumentare l'apporto di energia da rinnovabili.

Le logiche di controllo di carichi, generatori e sistemi di accumulo sono riportate nella

Tabella 5. Per questo caso studio non appare realistico considerare un funzionamento in isola in assenza di generazione da rinnovabile in quanto i carichi in gioco sono normalmente molto elevati.

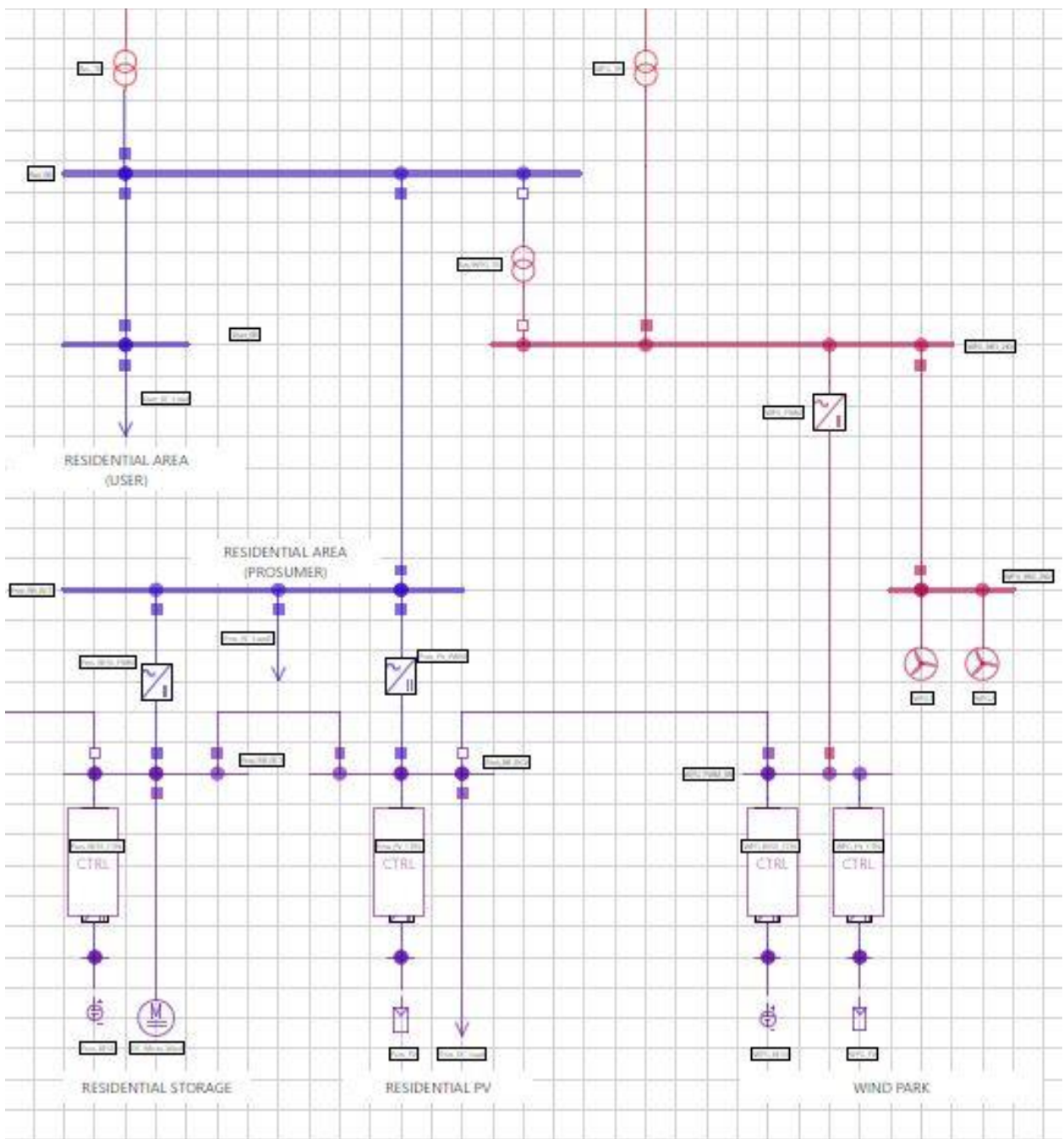


Figura 4. Sezione residenziale in isola.

Tabella 5. Controllo dei componenti in caso di failure.

Modalità di controllo dei componenti	In presenza di generazione da rinnovabile
Carichi	<p>Si distaccano gli eventuali carichi ritenuti non essenziali.</p> <p>Si modula l'assorbimento dei carichi termici quali scaldacqua elettrici o pompe di calore e si interdice il funzionamento di carichi differibili quali lavatrici e lavastoviglie.</p>
Generazione	<p>Gli impianti di generazione producono sempre la massima potenza e il sistema di controllo impone tensione e corrente nella rete in isola in modo che un generatore master passi da una modalità di funzionamento in grid-following a una modalità di funzionamento in grid-forming.</p>
Storage	<p>Il sistema di accumulo opera tra un livello di carica minimo SOCmin e un livello di carica massimo SOCmax.</p> <p>Se la potenza fornita dagli impianti di generazione supera la potenza dei carichi e il SOC è minore di quello massimo, la potenza generata in eccesso è utilizzata per caricare le batterie.</p> <p>Se la potenza fornita dall'impianto FV è inferiore alla potenza dei carichi e il SOC è maggiore di quello minimo, la potenza richiesta in eccesso è fornita dalle batterie.</p> <p>Se nessuna delle due condizioni è verificata, le batterie si trovano in stand-by.</p>
Linee	<p>La linea che collega la sezione di generazione con eolico e fotovoltaico alla sezione residenziale viene chiusa.</p>

2.4.4 Evento di failure CA4: Distacco di generazione o di carico nella rete AC

Si ipotizza che si abbia un distacco di un carico o di un generatore nella rete AC (a monte o a valle del trasformatore della stazione AT/MT). Questo evento di failure considera la seconda o terza tipologia di eventi elencati al paragrafo 2.3. In questa ipotesi si può avere un deficit di potenza attiva o reattiva in rete che può portare, specialmente in reti deboli, a variazioni della frequenza e della tensione. La rete in DC, potenzialmente, non risente di queste variazioni grazie alla velocità di risposta dei convertitori AC/DC e, inoltre, dispone di risorse energetiche che possono essere utilizzate per compensare lo squilibrio tra domanda e offerta nella rete AC.

Pertanto, in tale ipotesi, possono essere implementate le azioni di controllo descritte in Tabella 6.

Tabella 6. Controllo dei componenti in caso di failure.

Modalità di controllo dei componenti	In caso di perdita di generazione	In caso di perdita di carico
Carichi	Si distaccano gli eventuali carichi ritenuti non essenziali riducendo l'assorbimento di potenza da parte dei carichi della rete in DC.	-
Generazione	Gli impianti di generazione producono sempre la massima potenza.	Gli impianti di generazione producono sempre la massima potenza. In caso di elevati squilibri, vengono distaccati.
Storage	Il sistema di accumulo opera tra un livello di carica minimo SOCmin e un livello di carica massimo SOCmax. I sistemi di accumulo erogano potenza che si riversa nella rete in DC e da questa nella rete in AC.	Il sistema di accumulo opera tra un livello di carica minimo SOCmin e un livello di carica massimo SOCmax. I sistemi di accumulo assorbono potenza dalla rete in DC.
Convertitori AC/DC	I convertitori riducono l'assorbimento di potenza dalla rete in AC o, in alternativa, trasformano la potenza della rete in DC iniettando in rete potenza attiva e/o reattiva in modo da compensare lo squilibrio	I convertitori riducono l'immissione di potenza dalla rete in DC o, in alternativa, aumentano l'assorbimento di potenza dalla rete in AC.

2.5 Eventi di failure per l'Area Portuale

La Figura 5 rappresenta la Rete Portuale. Le caratteristiche tecniche della rete sono definite nel report della LA1.5 a cui si rimanda per approfondimenti [2]. L'intera rete portuale viene alimentata dalla rete a monte a 20 kV tramite una stazione AT/MT non rappresentata in figura. La rete presenta aree in DC e in AC con risorse distribuite di vario genere: generatori FV ed eolici, carichi ordinari e carichi controllabili, accumuli elettrici statici e per trazione (EVH connessi in modalità V2G e V1G), una sezione di cold ironing per le navi ormeggiate nel porto.

Nella rete si individuano tre aree caratterizzate da risorse diverse:

- Area navale-FV: comprendente la generazione FV e i feeders dedicati al cold ironing;
- Area utenze-EVH: comprendente le utenze generiche (magazzini, reparti amministrativi, etc.) e i feeders dedicati alla ricarica delle auto e/o imbarcazioni elettriche;
- Area produzione WF: comprendente la generazione eolica.

Le tre aree sono collegate tra loro tramite due linee MVAC normalmente aperte in condizioni ordinarie di esercizio.

Data la particolarità della rete e la necessità che l'area portuale funzioni nel suo complesso (il mantenimento in esercizio di una sola porzione potrebbe non essere sufficiente per un esercizio in sicurezza dell'attività), in questo caso vengono considerati soltanto due eventi di failure:

- Evento di failure PA1: perdita della rete a 20 kV nel punto di consegna;
- Evento di failure PA2: Distacco di generazione o di carico nella rete AC;

che vengono descritti nel dettaglio di seguito.

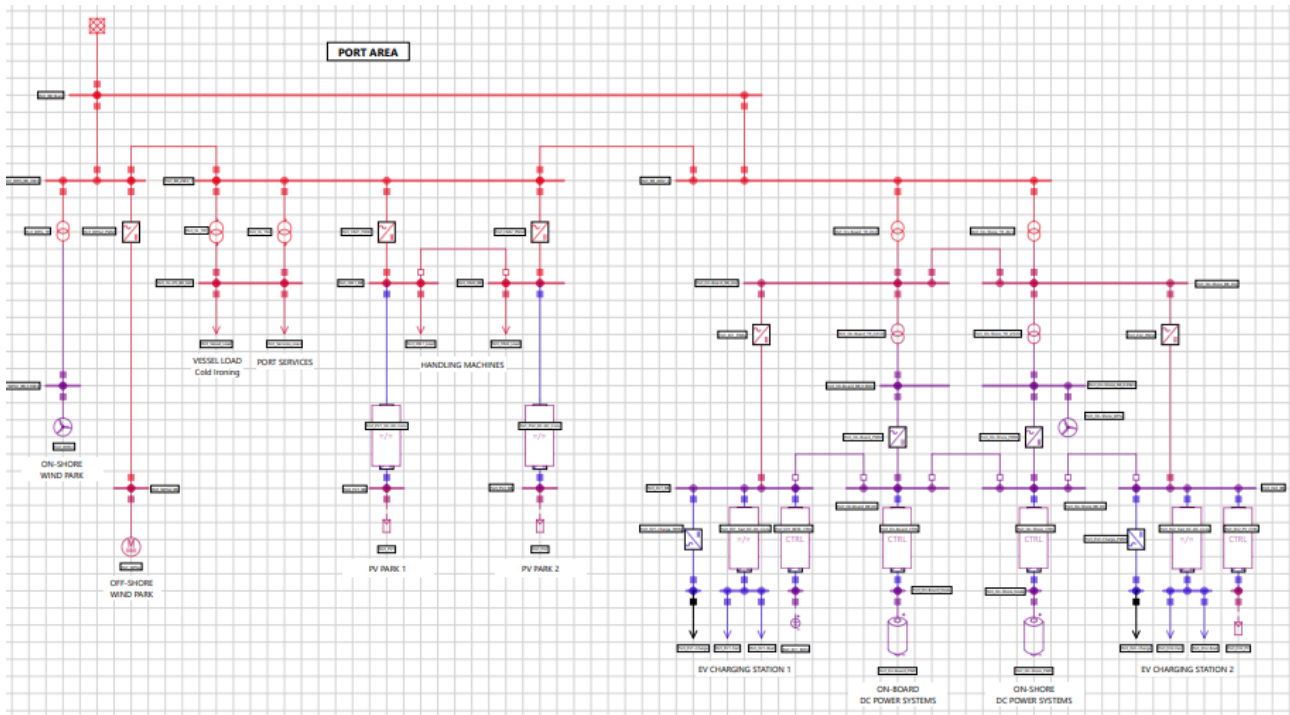


Figura 5. Port Area Network

2.5.1 Evento di failure PA1: perdita della rete a 20 kV nel punto di consegna

Si ipotizza che si abbia un funzionamento in isola dell'intera rete portuale a causa della perdita della rete a 20 kV a monte.

La modalità di funzionamento in emergenza si attiva soltanto per guasti permanenti.

La rete portuale presenta, in generale, una richiesta di potenza molto elevata per la quale sarà necessario ricorrere a diverse azioni per mantenere l'alimentazione dei carichi essenziali.

In questa condizione di funzionamento, la logica di controllo di carichi, generatori, sistemi di accumulo e collegamenti è riportata nella Tabella 7.

Tabella 7. Controllo dei componenti in caso di failure.

Modalità di controllo dei componenti	In presenza di generazione fotovoltaica ed eolica	In presenza di generazione soltanto fotovoltaica o soltanto eolica	In assenza di generazione
Carichi	Si distaccano i carichi ritenuti non essenziali quando lo stato di carica delle batterie scende al di sotto del 50%	Si distaccano i carichi ritenuti non essenziali quando lo stato di carica delle batterie scende al di sotto del 70%	Si distaccano i carichi ritenuti non essenziali
Linee	Si chiudono le linee MT a 20 kV (normalmente aperte in condizioni ordinarie di esercizio) per unire le diverse aree della rete portuale.		
Generazione	L'impianto produce sempre alla massima potenza e impone tensione e corrente nella rete in isola passando da una modalità di funzionamento in grid-following a una modalità di funzionamento in grid-forming.		
EV & boat-EV	Si distaccano gli EV con ricarica veloce		Si utilizza l'energia accumulata nelle batterie degli EV e boat-EV collegati alla rete.
Cold ironing	Si utilizza l'energia accumulata nelle batterie delle navi collegate alla rete.		
Storage	<p>Il sistema di accumulo opera tra un livello di carica minimo SOCmin e un livello di carica massimo SOCmax.</p> <p>Se la potenza fornita dall'impianto FV e dall'impianto eolico supera la potenza dei carichi e il SOC è minore di quello massimo, la potenza generata in eccesso è utilizzata per caricare le batterie e/o le navi connesse.</p> <p>Se la potenza fornita dall'impianto FV e dall'impianto eolico è inferiore alla potenza dei carichi e il SOC è maggiore di quello minimo, la potenza richiesta in eccesso è fornita dalle batterie.</p> <p>Se nessuna delle due condizioni è verificata, le batterie si trovano in stand-by.</p>		<p>Il sistema di accumulo opera tra un livello di carica minimo SOCmin e un livello di carica massimo SOCmax.</p> <p>Le batterie alimentano i carichi privilegiati in modalità UPS e l'inverter che interfaccia le batterie alla rete in AC impone tensione e corrente nella rete in isola passando da una modalità di funzionamento in grid-following a una modalità di funzionamento in grid-forming.</p>

2.5.2 Evento di failure PA2: Distacco di generazione o di carico nella rete AC

Si ipotizza che si abbia un distacco di un carico o di un generatore nella rete AC (a monte o a valle del trasformatore della stazione AT/MT). In questa ipotesi si può avere un deficit di potenza attiva o reattiva in rete che può portare, specialmente in reti deboli, a variazioni della frequenza e della tensione. La rete in DC non risente, in generale, di queste variazioni grazie alla presenza dei convertitori AC/DC e, inoltre, dispone di risorse energetiche che possono essere utilizzate per compensare lo squilibrio tra domanda e offerta nella rete AC.

Pertanto, in tale ipotesi, possono essere implementate le azioni di controllo in Tabella 8.

Tabella 8. Controllo dei componenti in caso di failure.

Modalità di controllo dei componenti	In caso di perdita di generazione	In caso di perdita di carico
Carichi	Si distaccano gli eventuali carichi ritenuti non essenziali riducendo l'assorbimento di potenza da parte dei carichi della rete in DC.	-
Generazione	Gli impianti di generazione producono sempre la massima potenza.	Gli impianti di generazione producono sempre la massima potenza. In caso di elevati squilibri, vengono distaccati.
Storage	Il sistema di accumulo opera tra un livello di carica minimo SOCmin e un livello di carica massimo SOCmax. I sistemi di accumulo erogano potenza che si riversa nella rete in DC e da questa nella rete in AC.	Il sistema di accumulo opera tra un livello di carica minimo SOCmin e un livello di carica massimo SOCmax. I sistemi di accumulo assorbono potenza dalla rete in DC.
Convertitori AC/DC	I convertitori riducono l'assorbimento di potenza dalla rete in AC o, in alternativa, trasformano la potenza della rete in DC iniettando in rete potenza attiva e/o reattiva in modo da compensare lo squilibrio	I convertitori riducono l'immissione di potenza dalla rete in DC o, in alternativa, aumentano l'assorbimento di potenza dalla rete in AC.

2.6 Conclusioni

Il capitolo ha illustrato gli eventi di failure per le due reti test e i controlli di generazione, carichi, accumulo e linee che possono essere implementati nei vari casi per massimizzare la continuità del servizio. Nel prossimo capitolo tali condizioni saranno studiate con un approccio di tipo Monte Carlo per valutare i benefici in termini di affidabilità delle configurazioni di rete.

3 Valutazione dell'affidabilità

3.1 Generalità

La valutazione dell'affidabilità di un sistema elettrico è un aspetto fondamentale che può influenzare in modo significativo la progettazione e le caratteristiche di funzionamento dei sistemi di potenza e delle reti di distribuzione dell'energia elettrica [3].

L'analisi delle statistiche sui guasti degli utenti [4] evidenzia che la presenza di disservizi nel sistema di distribuzione è responsabile di circa l'80% delle interruzioni di fornitura presso l'utente finale. Risulta pertanto di primaria importanza, ai fini della valutazione dell'affidabilità del servizio, individuare idonee metodologie per valutare le distribuzioni di probabilità relative al verificarsi di determinati eventi indesiderati, tenendo conto delle incertezze presenti.

Per valutare l'affidabilità di un sistema elettrico sono disponibili sia metodi analitici, sia tecniche di simulazione [5]. I metodi analitici si basano sulla possibilità di esplicitare direttamente il legame tra dati di input e di output, attraverso espressioni matematiche più o meno complesse. Tali metodologie per la valutazione quantitativa dell'affidabilità sono tuttavia soggette a pesanti limitazioni quali, ad esempio, l'ipotesi, difficilmente rimovibile, di considerare l'assenza di correlazioni tra variabili di input (si suppone che i singoli componenti si comportino indipendentemente gli uni dagli altri). Inoltre, tali metodologie deterministiche non sono utilizzabili al crescere della complessità del sistema, dal momento che l'analisi diventa eccessivamente onerosa.

I metodi di simulazione Monte Carlo, invece, permettono di adottare un modello più realistico del sistema, che include anche la correlazione tra componenti. Inoltre, i metodi di simulazione possono essere impiegati anche per risolvere numericamente problemi in cui sono coinvolte variabili aleatorie, la cui soluzione per via analitica sarebbe troppo complessa e onerosa.

Nella tecnica Monte Carlo il problema viene risolto numericamente, ipotizzando un numero " N " sufficientemente elevato di combinazioni delle variabili di ingresso, in corrispondenza delle quali viene calcolato il relativo output sulla base delle equazioni del modello. Queste ultime esprimono il comportamento/funzionamento del sistema oggetto di studio, considerando anche le relazioni tra le componenti del sistema stesso. La generica variabile di ingresso viene estratta casualmente, tenendo conto della distribuzione di probabilità specificata e delle correlazioni tra le variabili. Se il numero " N " dei valori delle variabili di input è sufficientemente elevato, le simulazioni numeriche permettono di ottenere un campione rappresentativo dei possibili valori delle variabili di output, che potrà essere analizzato con le usuali tecniche statistiche, in modo da individuarne i parametri rappresentativi (valore medio, varianza, ecc.). Il metodo Monte Carlo permette, in definitiva, di stimare la soluzione di problemi matematici mediante l'uso di numeri casuali [6], attraverso la costruzione di un modello probabilistico del sistema in esame, in grado di simularne il comportamento al variare dello stato dei suoi componenti. Il metodo Monte Carlo permette anche di tenere conto della presenza di guasti, usura di componenti, operazioni di manutenzione e delle diverse modalità di funzionamento del sistema elettrico, introducendo elementi di non linearità, dipendenza e dinamica [7]. Rispetto ai metodi analitici, le tecniche Monte Carlo necessitano di una minore disponibilità di memoria della macchina ma, a causa del gran numero di simulazioni richieste, la sua applicazione può richiedere elevati tempi di calcolo.

Con riferimento alla correlazione tra le variabili di input, in [8], [9] è stato proposto il metodo del campionamento condizionato. In termini molto sintetici, nel caso in cui sia necessario stabilire la correlazione tra due grandezze, la prima considerata indipendente, la seconda dipendente, è possibile immaginare di dividere in intervalli i valori che può assumere la variabile indipendente. A ciascun intervallo viene successivamente associata una distribuzione di probabilità per la variabile dipendente. In altre parole, la distribuzione di probabilità per la variabile dipendente dipende dal valore preliminarmente attribuito alla

variabile indipendente. Ovviamente, il metodo utilizzato per descrivere la correlazione tra le variabili può incidere, in modo rilevante, sui risultati della simulazione.

Dato che le condizioni di funzionamento di una rete elettrica variano con continuità nel tempo, lo studio dell'affidabilità di una microrete non può essere efficacemente e significativamente affrontato con un approccio di tipo deterministico.

Si pensi infatti che un evento di failure che porti al funzionamento in isola di una porzione di rete potrebbe avvenire in qualsiasi momento e, pertanto, il contributo che le risorse flessibili e i generatori locali potrebbero fornire al mantenimento della continuità del servizio potrebbe essere massimo o nullo, a seconda dell'operatività della microrete nell'istante del guasto.

Allo stesso modo, uno stesso evento di failure può avere una differente durata in funzione della causa che lo ha provocato, della complessità dell'impianto, della maggiore/minore difficoltà nell'individuare il guasto e ristabilire il funzionamento del componente.

Pertanto, un'analisi che tenga conto di tutti questi fattori deve necessariamente fare ricorso ad un approccio stocastico come quello Monte Carlo che sarà brevemente discusso nel seguito.

3.2 Approccio Monte Carlo

3.2.1 Elementi della simulazione Monte Carlo

I principali elementi della simulazione Monte Carlo sono le grandezze di ingresso (parametri e variabili di input), le grandezze di output ed il modello matematico. I parametri sono grandezze specificate dall'utente, quindi controllabili. Le variabili di input sono grandezze di ingresso, descrivibili in termini probabilistici, che dipendono dalle configurazioni del sistema, dagli eventi di guasto, ecc.. Il modello rappresenta l'insieme delle equazioni matematiche che permettono di esprimere il legame tra dati di input e di output, di descrivere le relazioni tra componenti del sistema, ecc..

Lo schema a blocchi di Figura 6 mette in evidenza il legame tra le grandezze di ingresso e quelle di uscita, attraverso il modello matematico.

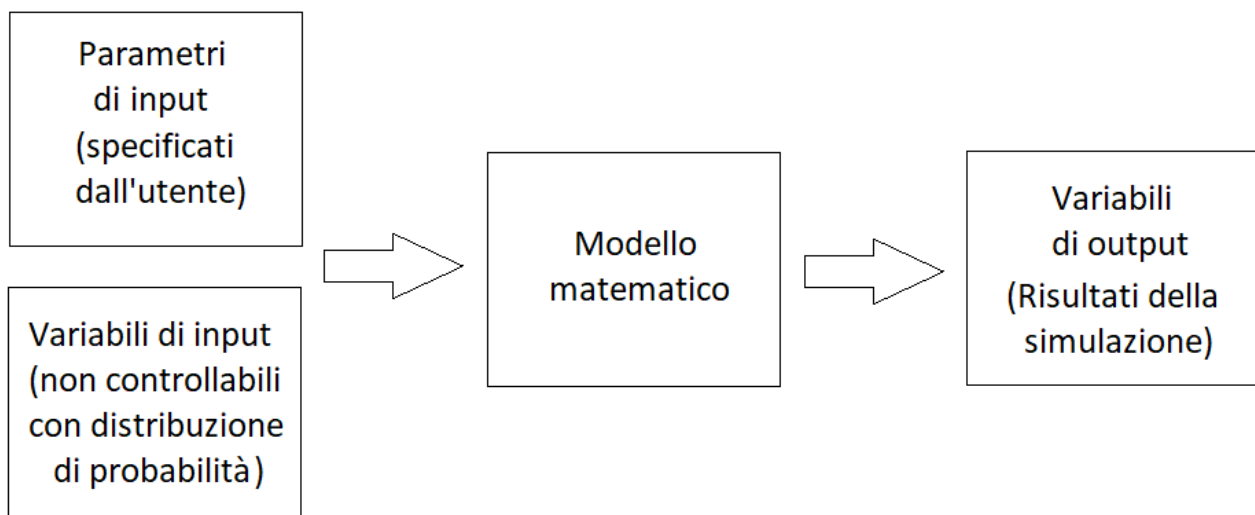


Figura 6. Elementi della simulazione Monte Carlo.

Le grandezze di input devono essere scelte adeguatamente, in modo da cogliere la reale complessità del sistema, ricercando il compromesso più adeguato tra semplicità ed accuratezza dell'implementazione, scegliendo come variabili le grandezze che hanno un effettivo impatto sulle variabili di output. Per le variabili di input è inoltre necessario individuare la distribuzione di probabilità (basandosi su dati quantitativi o stimandola con metodi appropriati).

Con riferimento al modello matematico, è necessario che sia sufficientemente rappresentativo del comportamento del sistema. Inoltre, come già precisato, esso deve tenere conto della correlazione tra le variabili.

Un ultimo elemento della simulazione Monte Carlo da tenere in considerazione è quello che riguarda l'impostazione delle simulazioni. A tale scopo, è necessario definire il piano degli esperimenti, fissando il numero di iterazioni da eseguire, che dovrà essere sufficientemente elevato da garantire risultati statisticamente affidabili. Il numero di iterazioni da eseguire influenza, infatti, il grado di attendibilità e precisione dell'output, per cui è possibile impostare il numero di iterazioni che permette di ottenere un grado di precisione minimo.

3.2.2 Tecniche Monte Carlo per l'analisi di affidabilità di sistemi a rete

Gli obiettivi principali dell'analisi di affidabilità di un sistema elettrico sono:

- la valutazione della continuità del servizio, tenendo conto dell'architettura di rete e delle possibili situazioni di guasto, riparazione e manutenzione dei componenti;
- l'identificazione degli elementi del sistema elettrico che incidono maggiormente sulle prestazioni, sia a livello locale (singolo nodo utilizzatore) che globale (totalità del sistema), valutando l'impatto di ogni componente sulle prestazioni del sistema.

Nel caso in cui il sistema a rete è di tipo magliato, una singola utenza può essere alimentata da una molteplicità di percorsi, con una molteplicità di configurazioni differenti. Ciò aumenta notevolmente la complessità dell'analisi, dal momento che il percorso di alimentazione del singolo nodo di carico dipende dal tipo di guasto che ha luogo nella rete [10]

Ai fini dell'analisi di affidabilità di un sistema elettrico, risulta fondamentale definire i concetti di rischio parziale e rischio complessivo. Si consideri una rete elettrica costituita da "n" nodi. Si indichi con "S" il nodo sorgente, con "U" il nodo utilizzatore. Il nodo sorgente e il nodo utilizzatore sono connessi attraverso rami di connessione "ij". Indicando con "xij" lo stato del corrispondente ramo di connessione, possono verificarsi due casi:

- $x_{ij} = 0$ - il ramo di connessione "ij" è attivo e funzionante;
- $x_{ij} = 1$ - il ramo di connessione "ij" è guasto;

indicando con "Uij" l'indisponibilità della connessione "ij", vale a dire la probabilità che essa sia guasta, risulta [11], [12]:

$$U_{ij} = Pr[x_{ij} = 1] \quad [1]$$

Si definisce indisponibilità del generico nodo utilizzatore "i", "Ui", la probabilità che il nodo non risulti raggiungibile da almeno una sorgente di alimentazione, attraverso almeno un percorso costituito da connessioni "ij" disponibili [13]:

$$U_i = Pr[x_i (... x_{ij} ...) = 1] \quad [4]$$

dove con "xi (... xij...)" si è indicato lo stato di ciascun nodo utilizzatore "i", che dipende dall'insieme delle connessioni "ij" che garantiscono il collegamento tra sorgente e utilizzatore. In altre parole risulta:

- $x_i (... x_{ij} ...) = 0$
se il nodo di carico "i" è raggiungibile da almeno un nodo sorgente, attraverso almeno un percorso "ij" costituito da connessioni disponibili;

- $x_i (\dots x_{ij} \dots) = 1$
se il nodo di carico “ i ” non è raggiungibile da almeno una sorgente di alimentazione, attraverso almeno un percorso “ ij ” costituito da connessioni disponibili.

E' possibile, a questo punto, definire i concetti di rischio parziale e rischio complessivo. Il primo fa riferimento al singolo nodo utilizzatore; il secondo al sistema elettrico nel suo complesso. Indicando con “ w_i ” la misura del danno prodotto nel caso in cui il nodo utilizzatore “ i ” non risulti raggiungibile, il rischio parziale, “ R_i ”, riferito al singolo nodo utilizzatore, può essere espresso come il prodotto tra l'indisponibilità del nodo di carico, “ U_i ”, e il danno che ne consegue, “ w_i ”:

$$R_i = w_i \cdot U_i$$

Il rischio complessivo si definisce come la somma dei rischi parziali estesa a tutti i nodi utilizzatori:

$$R = \sum_{i=1}^n w_i \cdot U_i = \sum_{i=1}^n R_i$$

Il metodo su esposto è stato implementato in ambiente Matlab/Simulink per le finalità del progetto.

3.3 Step della metodologia

Nell'analisi condotta, ai fini di valutare come le risorse flessibili delle microreti ibride possano influenzare l'affidabilità delle stesse, si sono esclusi i casi in cui tali risorse, in particolare i sistemi di accumulo elettrico ed i generatori presenti nelle porzioni in isola, siano dimensionati e gestiti come sorgenti di emergenza. Tali casi, infatti, risultano di non interesse in quanto l'affidabilità della configurazione scelta sarebbe garantita dai criteri di dimensionamento utilizzati; diverso è il caso in cui invece tali risorse, destinate ad altri scopi, sono utilizzate per massimizzare il tempo di permanenza in isola in condizioni di sicurezza sfruttando le potenzialità degli algoritmi di controllo innovativo dei convertitori che si prevede possano essere installati nelle microreti AC/DC. Pertanto in tutti gli scenari nel seguito descritti si considererà la presenza di un energy management system locale, ossia destinato alla porzione di rete oggetto di studio, che in presenza di guasto convertirà in automatico il proprio funzionamento da gestione ordinaria a gestione in emergenza secondo le logiche di cui al capitolo precedente.

In Figura 7 è raffigurato il diagramma di flusso che sintetizza le varie fasi della metodologia attuate per esaminare il singolo evento di failure e valutare se la presenza delle risorse flessibili delle microreti AC/DC considerate riescono a migliorare l'affidabilità del sistema. La metodologia consta di sette step che fanno uso di estrazioni casuali tipiche della metodologia Monte Carlo per valutare il comportamento della rete in diverse condizioni operative.

Infatti, come ricordato al capitolo 2, l'affidabilità di un sistema dipende non solo dal guasto ma anche dalle condizioni operative in cui si trova quest'ultimo quando si verifica il guasto.

Al fine di mostrare la dipendenza dell'affidabilità dalle condizioni operative nell'istante in cui si verifica l'evento di failure, la metodologia implementata si basa su estrazioni casuali del momento di guasto da cui dipendono i parametri che influenzano l'esito della valutazione: stato di carica dei sistemi di accumulo, differenza tra potenza generata localmente e potenza richiesta dai carichi non interrompibili, disponibilità di carico flessibile. Si è ritenuto, infatti, che una valutazione basata sul comportamento “medio” delle risorse presenti non sia sufficientemente rappresentativa del comportamento del sistema poichè non consentirebbe di evidenziare con sufficiente chiarezza la presenza di alcune condizioni operative critiche in cui l'affidabilità non sarebbe garantita.

Il primo step consiste nell'estrazione casuale di un numero a cui è abbinato un preciso profilo di potenza di una tipologia di utenti presenti nella rete. Al profilo estratto potrebbe corrispondere un comportamento del tipo stagionale, pertanto, dopo questa prima estrazione, viene anche determinato il periodo dell'anno e,

conseguentemente, vengono estratti, tra i diagrammi disponibili per quel periodo, tutti gli altri profili di potenza giornalieri di carichi e generatori.

Nel secondo step viene estratto casualmente l'istante di guasto. Nello studio condotto, il giorno viene suddiviso in 96 intervalli da 15 minuti, pertanto l'estrazione dell'istante di guasto equivale all'estrazione dell'intervallo da 15 minuti in cui il guasto si verifica. La durata del guasto è stata assunta pari a 45 minuti, sulla base delle considerazioni che sono riportate al paragrafo successivo.

Il terzo step prevede la verifica della presenza di veicoli elettrici, il cui comportamento può essere sia da carico che da generatore, a seconda della tecnologia utilizzata. Se presenti, viene sorteggiato lo stato di carica sulla base di una distribuzione di probabilità ricavata dalla letteratura (quarto step).

Nel quinto step si calcola il profilo di carico totale dei generatori e carichi dell'area. Tenuto conto del bilancio energetico durante l'intervallo di guasto, si distaccano gli eventuali carichi non essenziali e si agisce sui sistemi di accumulo, sui generatori e sui carichi flessibili in accordo alle strategie di gestione delle reti indicate al capitolo precedente (step 6), valutando la capacità della rete di espletare il servizio richiesto.

Infine, nel settimo step, si valutano gli indicatori che saranno definiti nel capitolo 5.

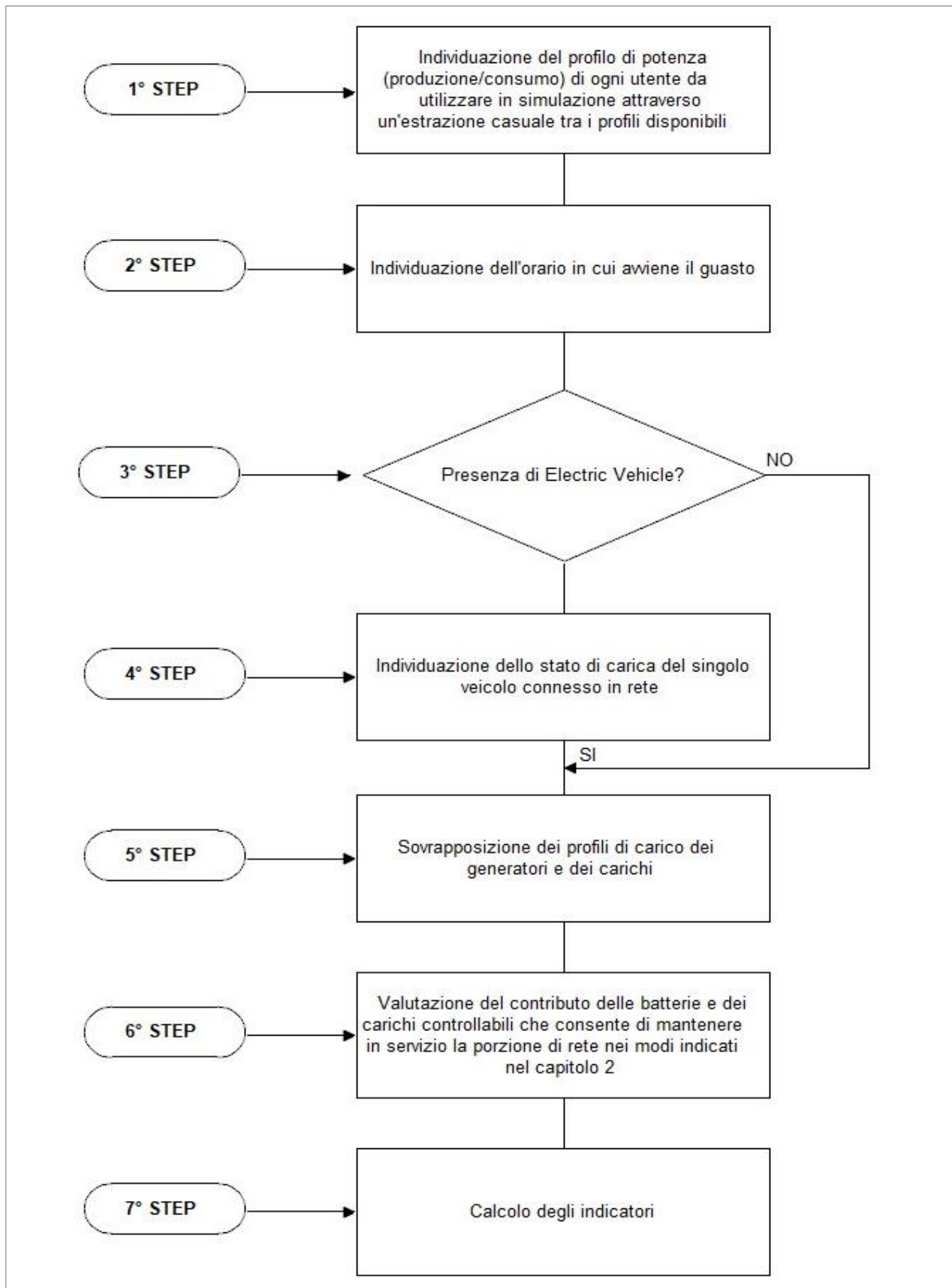


Figura 7. Step della metodologia adottata.

3.4 Durata dell'evento di failure

Per valutare, ai fini dello studio, una durata convenzionale dell'evento di guasto in riferimento alla quale valutare le prestazioni del sistema, si è fatto riferimento ai dati ufficiali di continuità del servizio elettrico per le reti di distribuzione italiane.

Ogni anno, entro il 31 marzo, le imprese italiane sono tenute a comunicare ad ARERA i dati relativi alla qualità del servizio dell'anno precedente. Tali dati riguardano, prima di tutto, il numero delle interruzioni di servizio e la loro durata. Le interruzioni possono essere classificate in interruzioni con preavviso (che viene notificato almeno un giorno prima) e senza preavviso. Queste ultime, a loro volta, si distinguono in:

- interruzioni transitorie (durata minore di un secondo);
- interruzioni brevi (durata compresa tra un secondo e tre minuti);
- interruzioni lunghe (durata maggiore di 3 minuti).

L'allegato A del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia, definisce i seguenti indicatori di continuità del servizio, con riferimento a ciascun anno solare [14]:

- **numero di interruzioni per utente**, per le interruzioni con preavviso lunghe e per le interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie;
- **durata complessiva di interruzione per utente**, solo per le interruzioni con preavviso lunghe e per le interruzioni senza preavviso lunghe.

L'allegato A del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia fornisce le seguenti definizioni, con riferimento ai due indicatori definiti sopra:

$$\text{NUMERO DI INTERRUZIONI PER UTENTE} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{tot}}$$

dove la sommatoria è estesa a tutte le n interruzioni accadute nell'anno solare, e dove:

- U_i è il numero di utenti coinvolti nella i-esima interruzione considerata;
- U_{tot} è il numero totale di utenti serviti dall'impresa distributrice alla fine dell'anno solare.

L'impresa distributrice calcola il numero di interruzioni per utente:

- per gli utenti BT, distintamente per interruzioni con preavviso, interruzioni senza preavviso lunghe, interruzioni brevi e, anche in assetto di rete standard, per interruzioni transitorie;
- per gli utenti MT, limitatamente alle interruzioni transitorie;

$$\text{DURATA COMPLESSIVA DI INTERRUZIONE PER UTENTE} = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (U_{i,j} * t_{i,j})}{U_{tot}}$$

dove la sommatoria è estesa a tutte le n interruzioni accadute nell'anno solare e, per ciascuna di esse, a tutti gli m gruppi di utenti affetti dalla stessa durata di interruzione, e dove:

- $U_{i,j}$ è il numero di utenti coinvolti nella i-esima interruzione (con $i = 1, \dots, n$) e appartenenti al j-esimo gruppo di utenti affetto dalla stessa durata di interruzione (con $j = 1, \dots, m$);
- $t_{i,j}$ è la corrispondente durata dell'interruzione per il gruppo di utenti $U_{i,j}$;
- U_{tot} è il numero totale di utenti serviti dall'impresa distributrice alla fine dell'anno solare.

Nei grafici che seguono sono riportate le serie storiche relative al numero medio annuo di interruzioni e alla durata annua di interruzioni, per utente BT. I grafici sono stati ricavati utilizzando la piattaforma messa a disposizione da ARERA sul suo sito internet [15].

L'Autorità rende disponibili on line i dati di continuità del servizio relativi al periodo 2000-2018, attraverso un sistema che permette di ricercare i dati selezionando le variabili relative:

- al tipo di interruzioni (con o senza preavviso; lunghe o brevi)
- al tipo di indicatore (numero o durata dell'interruzione per cliente)

- al tipo di territorio distinto in base alla concentrazione della popolazione residente
- all'impresa o gruppi di imprese e/o all'area geografica d'interesse.

Nei grafici che seguono, le curve relative ai due indicatori (numero e durata delle interruzioni per cliente) sono riportate distinte per regione, rispettivamente nord Italia, centro Italia e sud Italia. Viene riportata anche una curva che rappresenta i valori medi dei due indicatori, riferiti sempre alle stesse zone geografiche italiane.

Le Figure da 8 a 10 riportano le curve relative alle serie storiche del numero medio annuo di interruzioni lunghe senza preavviso, per utente BT, rispettivamente per le regioni del nord Italia, del centro Italia e del sud Italia, per gli anni che vanno dal 2000 al 2018. In tutti e tre i grafici si può notare una generale tendenza alla riduzione dell'indicatore 1 (numero medio annuo di interruzioni per utente BT), per il periodo dal 2000 al 2006. Con riferimento agli anni successivi (2007-2018), il numero di interruzioni si mantiene, invece, pressoché costante, indipendentemente dalla zona geografica considerata (nord/centro/sud Italia).

Le Figure da 11 a 13 riportano il valore, mediato per il nord Italia, per il centro Italia e per il sud Italia, del numero medio annuo di interruzioni lunghe senza preavviso per utente BT, dal 2000 al 2018, insieme ai corrispondenti valori medi (curva tratteggiata). Da tali grafici si evince che le regioni del nord Italia presentano un numero di interruzioni lunghe senza preavviso, per utente BT (1,6), mediamente inferiore rispetto a quello rilevato per le regioni del centro Italia (2,06) e ancor più per quelle del sud Italia (3,26).

Le Figure da 14 a 16 riportano le curve relative alle serie storiche delle durate annue di interruzioni lunghe senza preavviso, per utente BT, rispettivamente per le regioni del nord Italia, del centro Italia e del sud Italia, per gli anni che vanno dal 2000 al 2018. In questo caso si può osservare che la durata annua di interruzione, per utente BT, non manifesta una generale tendenza al ribasso, come invece osservato per le curve corrispondenti dell'indicatore 1 (Figura 8).

Le Figure da 17 a 19 riportano il valore, mediato per il nord Italia, per il centro Italia e per il sud Italia, delle durate annue di interruzioni lunghe senza preavviso, per utente BT, dal 2000 al 2018, insieme ai corrispondenti valori medi (curva tratteggiata). Da tali grafici si evince che le regioni del nord Italia presentano delle durate annue di interruzioni lunghe senza preavviso, per utente BT (71,8), mediamente inferiori rispetto a quelle rilevate per le regioni del centro Italia (78,1) e ancor più per quelle del sud Italia (139,7).

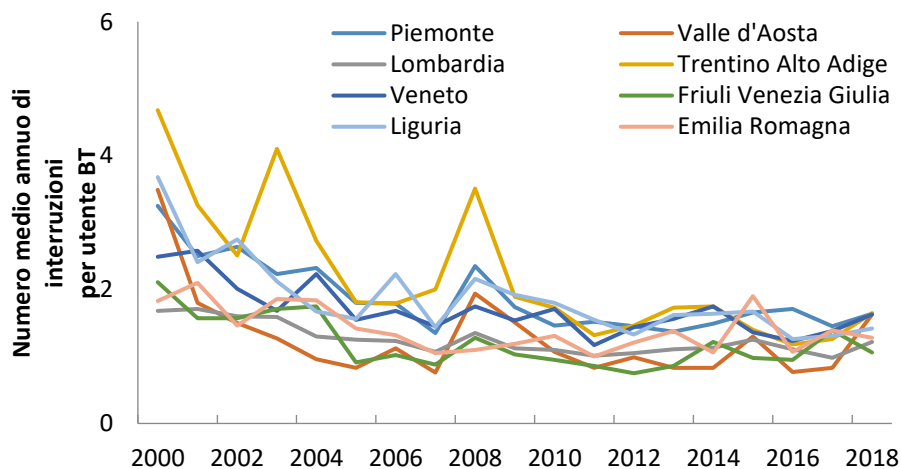


Figura 8. Numero medio annuo di interruzioni, nelle regioni del nord Italia, per utente BT: interruzioni lunghe senza preavviso.

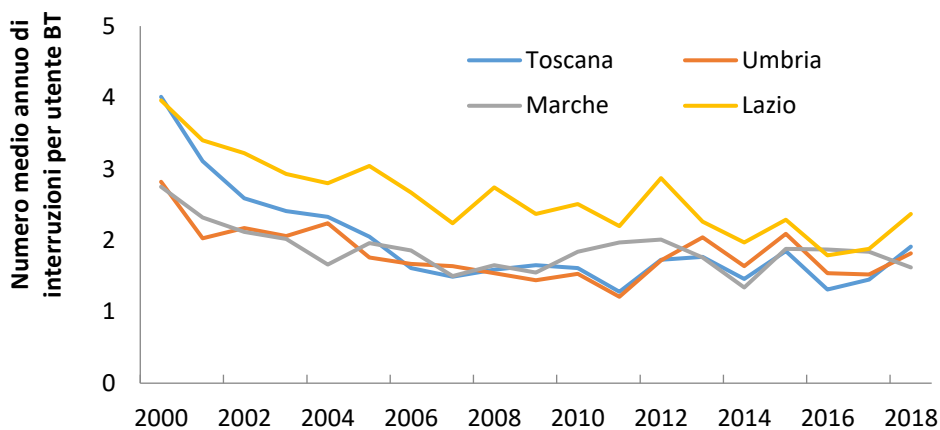


Figura 9. Numero medio annuo di interruzioni, nelle regioni del centro Italia, per utente BT: interruzioni lunghe senza preavviso.

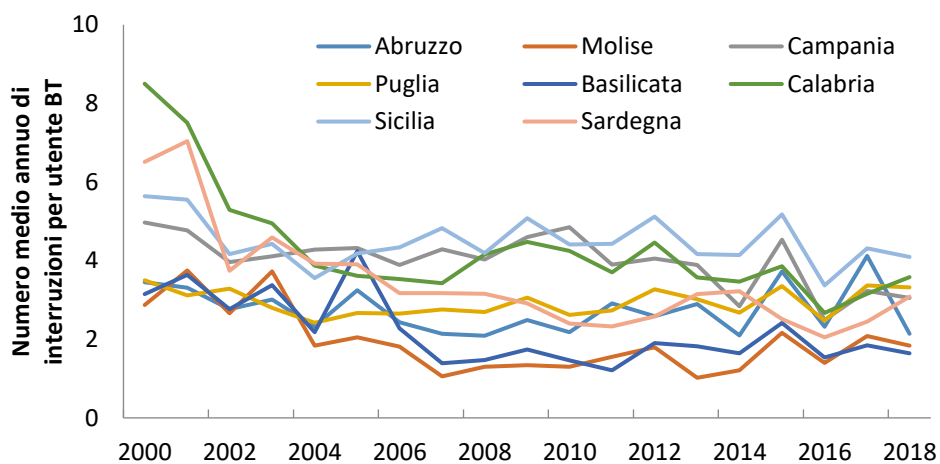


Figura 10. Numero medio annuo di interruzioni, nelle regioni del sud Italia, per utente BT: interruzioni lunghe senza preavviso.

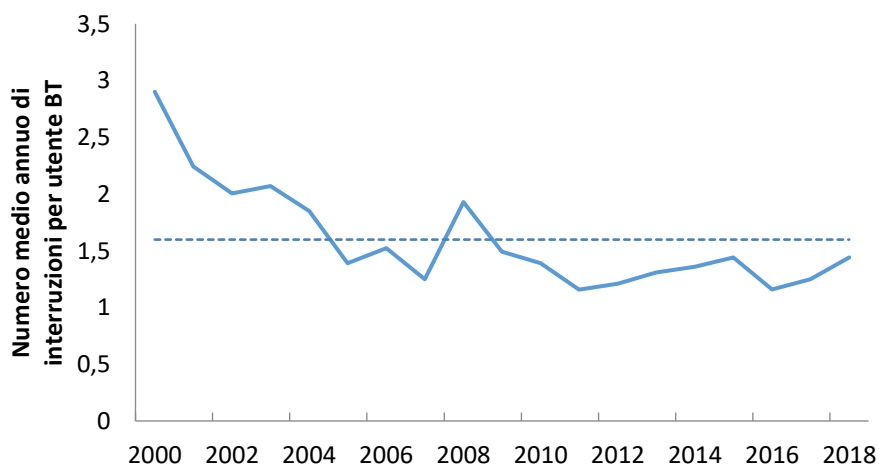


Figura 11. Numero medio annuo di interruzioni lunghe senza preavviso per utente BT: valore medio per il nord Italia.

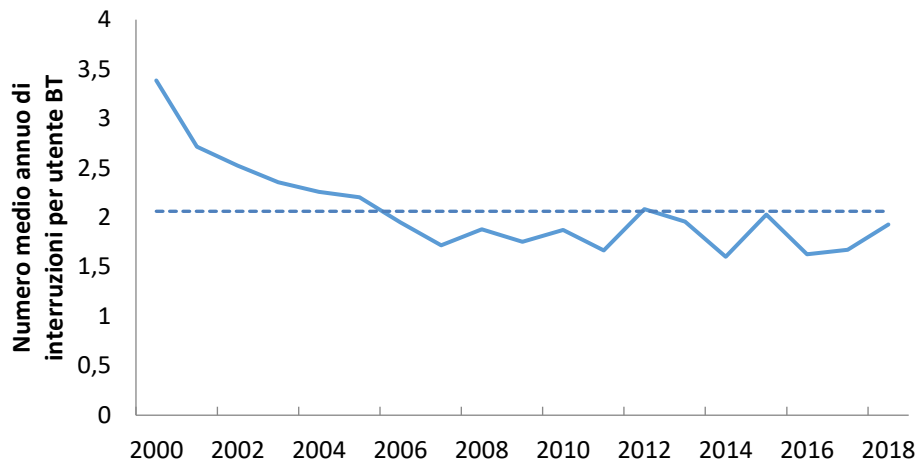


Figura 12. Numero medio annuo di interruzioni lunghe senza preavviso per utente BT: valore medio per il centro Italia.

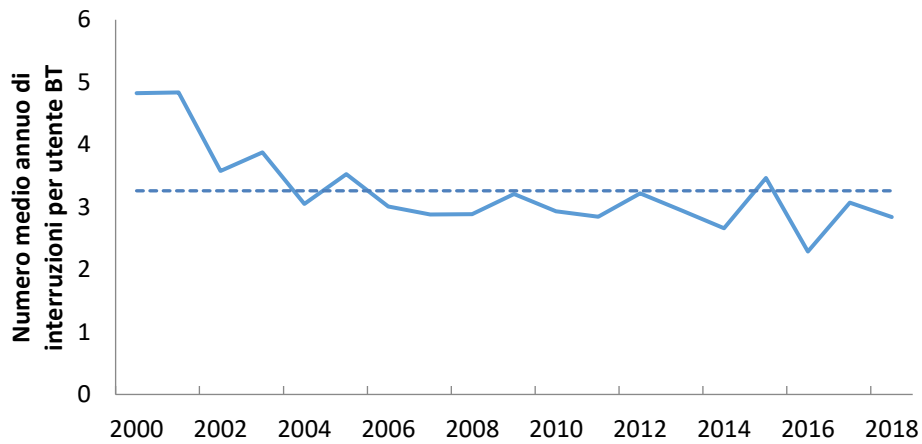


Figura 13. Numero medio annuo di interruzioni lunghe senza preavviso per utente BT: valore medio per il sud Italia.

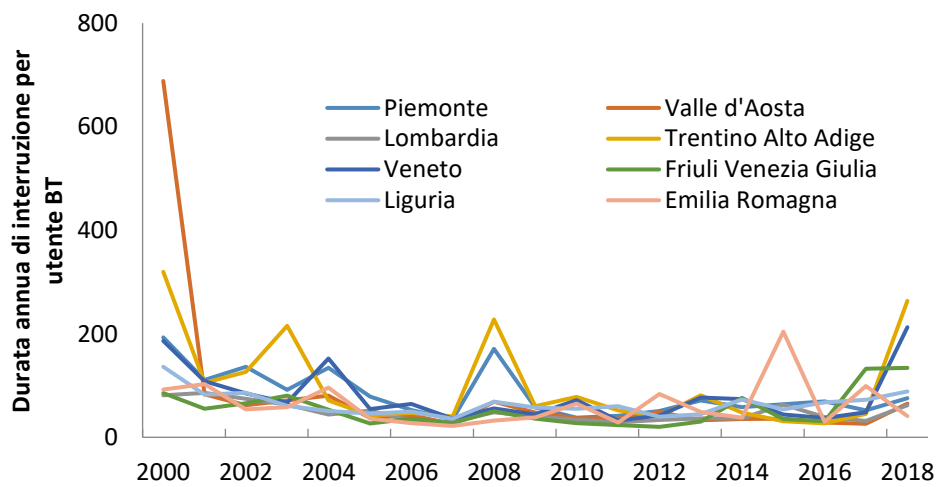


Figura 14. Durata annua di interruzione, nelle regioni del nord Italia, per utente BT: interruzioni lunghe senza preavviso.

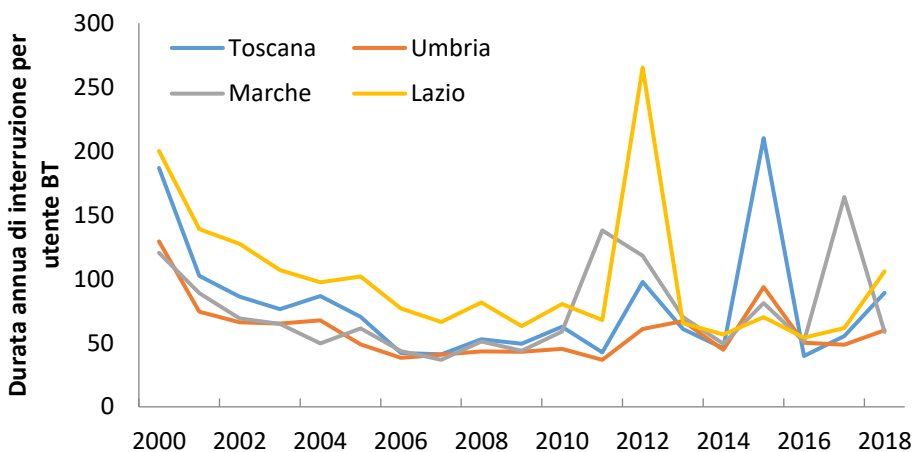


Figura 15. Durata annua di interruzione, nelle regioni del centro Italia, per utente BT: interruzioni lunghe senza preavviso.

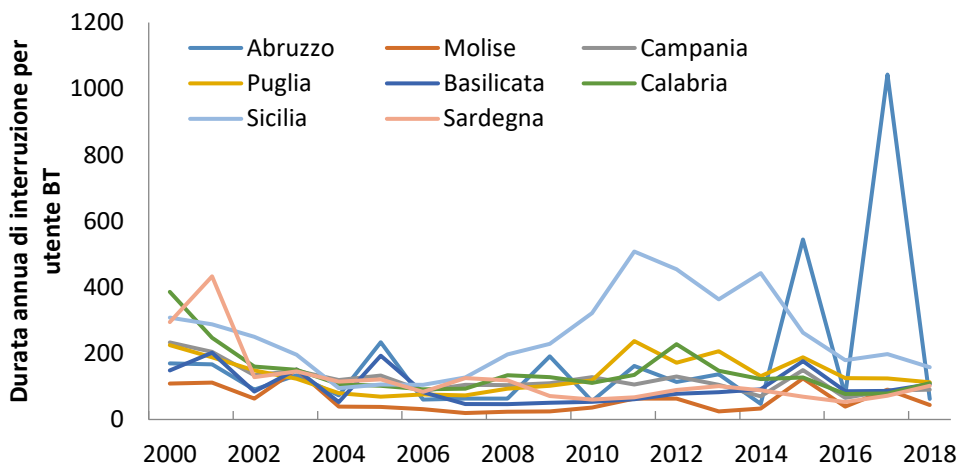


Figura 16. Durata annua di interruzione, nelle regioni del sud Italia, per utente BT: interruzioni lunghe senza preavviso.

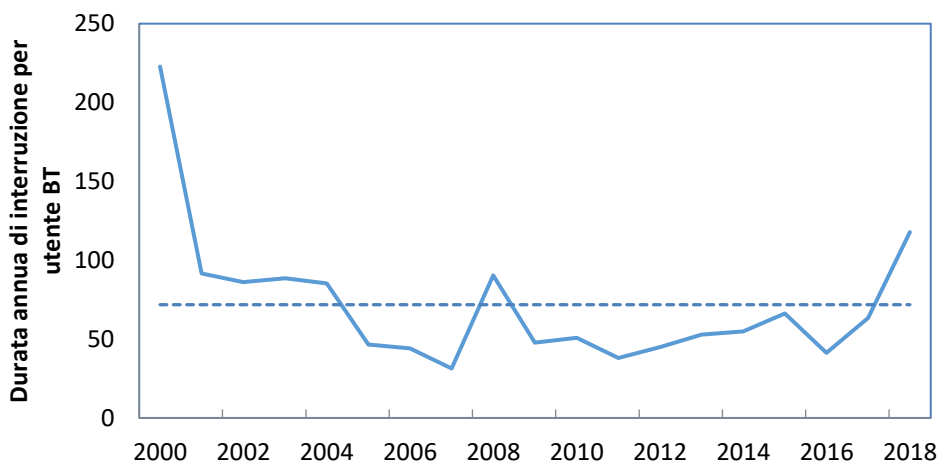


Figura 17. Durata annua di interruzioni lunghe senza preavviso per utente BT: valore medio per il nord Italia.



Figura 18. Durata annua di interruzioni lunghe senza preavviso per utente BT: valore medio per il centro Italia.

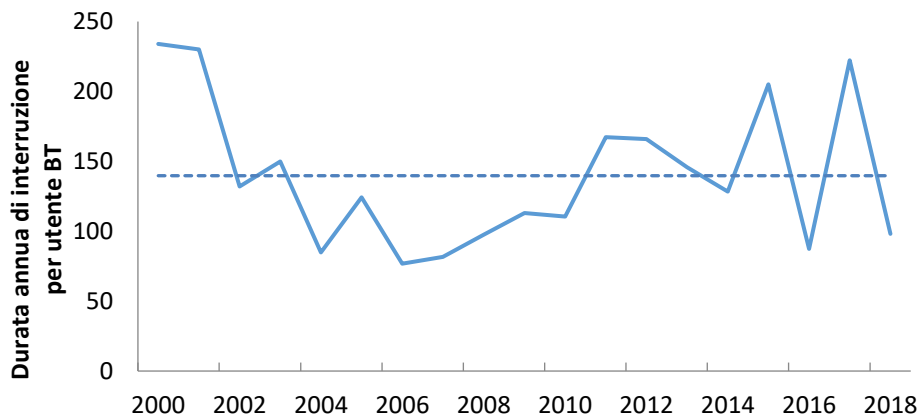


Figura 19. Durata annua di interruzioni lunghe senza preavviso per utente BT: valore medio per il sud Italia.

Le Figure da 20 a 22 riportano il valore, mediato per il nord Italia, per il centro Italia e per il sud Italia, del numero medio annuo di interruzioni lunghe con preavviso per utente BT, dal 2000 al 2018, insieme ai corrispondenti valori medi (curva tratteggiata). Da tali grafici si evince che le regioni del nord Italia presentano un numero di interruzioni lunghe con preavviso, per utente BT (0,38), mediamente inferiore rispetto a quello rilevato per le regioni del centro Italia (0,481) e del sud Italia (0,487).

Le Figure da 23 a 25 riporta il valore, mediato per il nord Italia, per il centro Italia e per il sud Italia, delle durate annue di interruzioni lunghe con preavviso, per utente BT, dal 2000 al 2018, insieme ai corrispondenti valori medi (curva tratteggiata). Da tali grafici si evince che le regioni del nord Italia presentano delle durate annue di interruzioni lunghe senza preavviso, per utente BT (49,6), mediamente inferiori rispetto a quelle rilevate per le regioni del centro Italia (72,5) e ancor più per quelle del sud Italia (93,3).

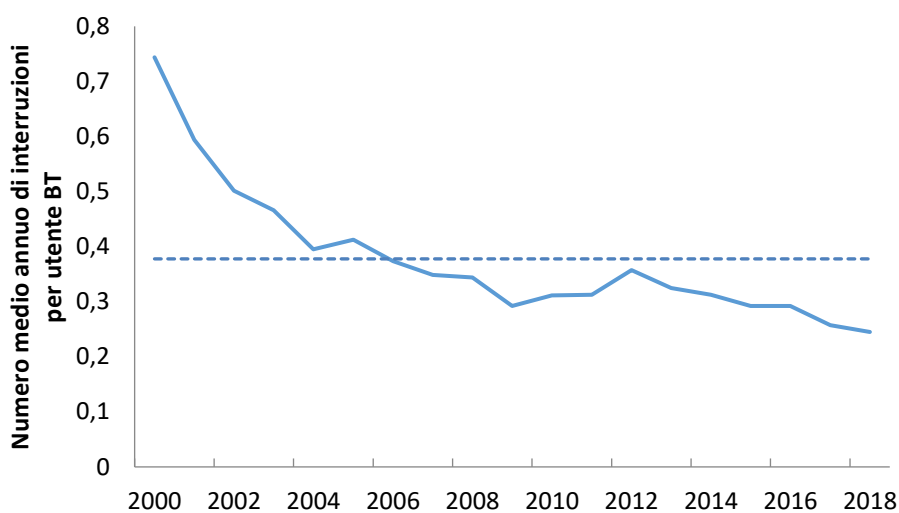


Figura 20. Numero medio annuo di interruzioni lunghe con preavviso per utente BT: valore medio per il nord Italia.

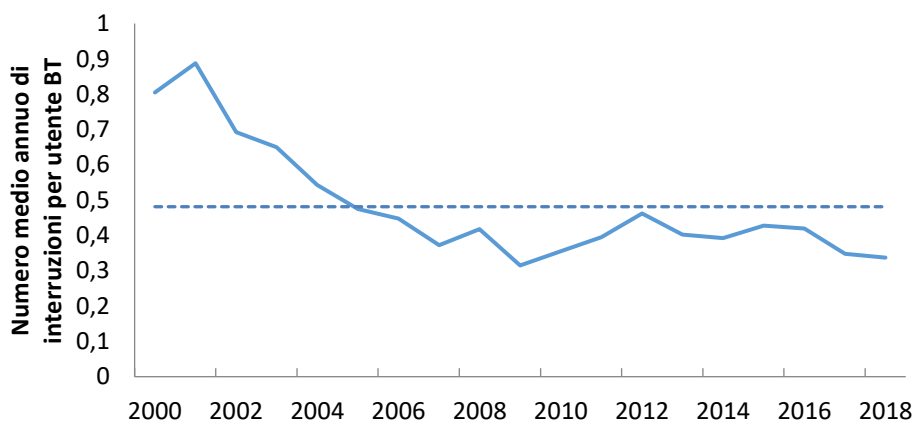


Figura 21. Numero medio annuo di interruzioni lunghe con preavviso per utente BT: valore medio per il centro Italia.



Figura 22. Numero medio annuo di interruzioni lunghe con preavviso per utente BT: valore medio per il sud Italia.

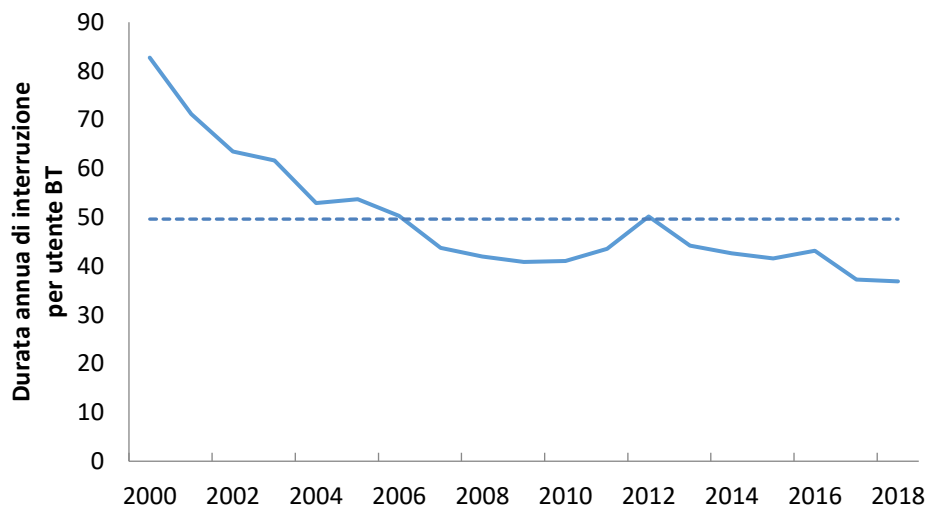


Figura 23. Durata annua di interruzioni lunghe con preavviso per utente BT: valore medio per il nord Italia.

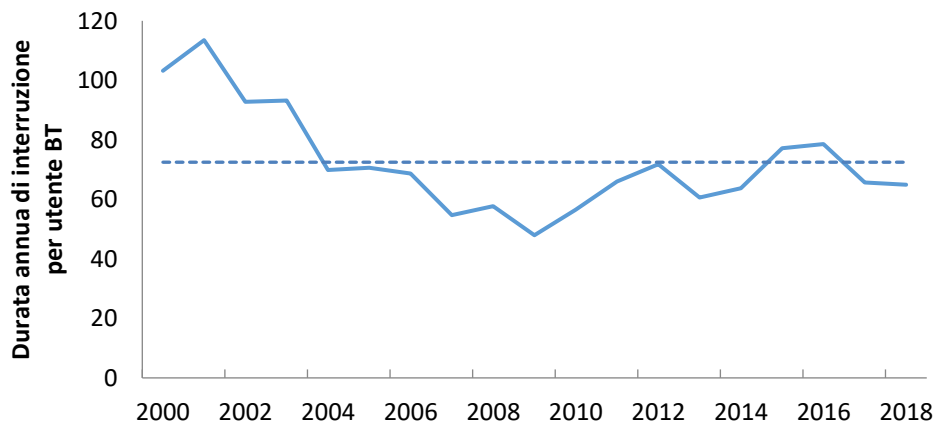


Figura 24. Durata annua di interruzioni lunghe con preavviso per utente BT: valore medio per il centro Italia.

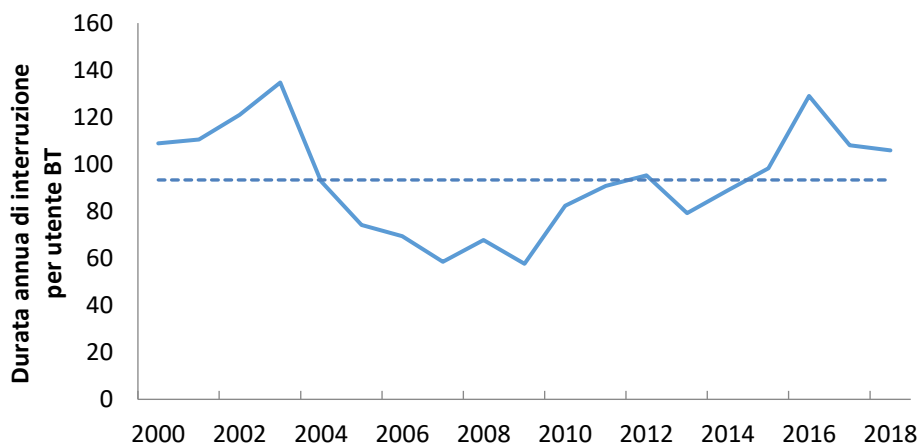


Figura 25. Durata annua di interruzioni lunghe con preavviso per utente BT: valore medio per il sud Italia.

Le Figure da 26 a 28 riporta il valore, mediato per il nord Italia, per il centro Italia e per il sud Italia, del numero medio annuo di interruzioni brevi senza preavviso per utente BT, dal 2004 al 2018, insieme ai corrispondenti valori medi (curva tratteggiata). Da tali grafici si evince che le regioni del nord Italia presentano un numero di interruzioni brevi senza preavviso, per utente BT (2,14), mediamente inferiore rispetto a quello rilevato per le regioni del centro Italia (2,61) e del sud Italia (4,52).

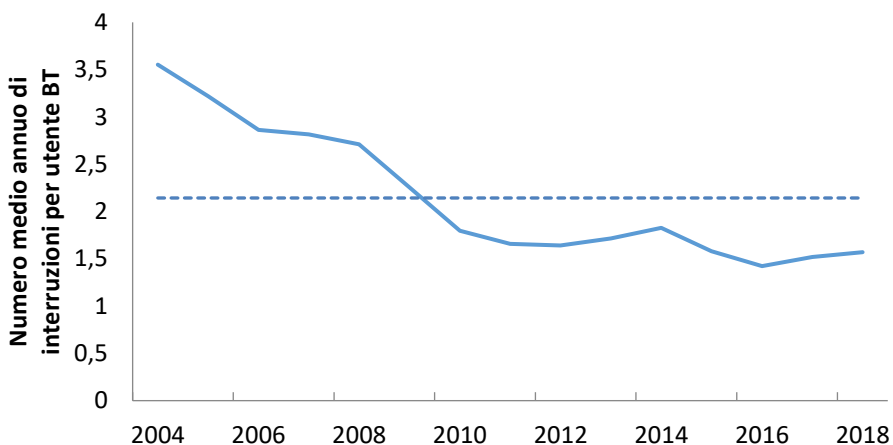


Figura 26. Numero medio annuo di interruzioni brevi senza preavviso per utente BT: valore medio per il nord Italia.

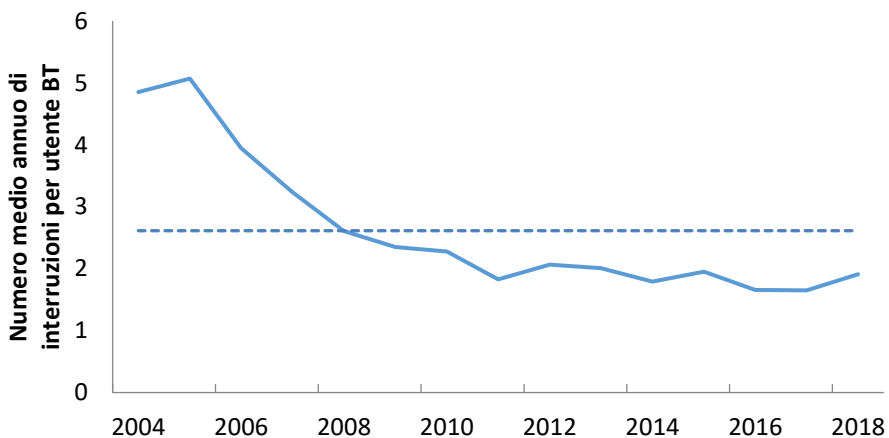


Figura 27. Numero medio annuo di interruzioni brevi senza preavviso per utente BT: valore medio per il centro Italia.

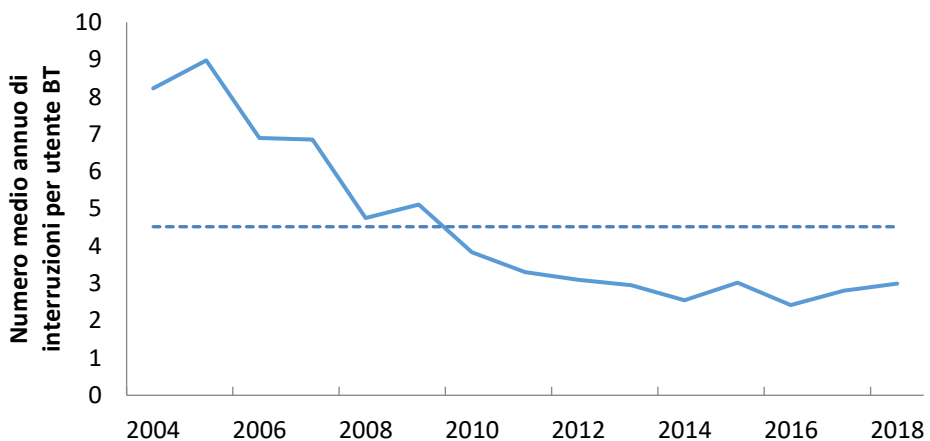


Figura 28. Numero medio annuo di interruzioni brevi senza preavviso per utente BT: valore medio per il sud Italia.

Le Figure da 29 a 31 riporta il valore, mediato per il nord Italia, per il centro Italia e per il sud Italia, del numero medio annuo di interruzioni transitorie senza preavviso, per utente BT, dal 2012 al 2018, insieme ai corrispondenti valori medi (curva tratteggiata). Da tali grafici si evince che le regioni del nord Italia presentano

un numero di interruzioni transitorie senza preavviso, per utente BT (2,48), mediamente inferiori rispetto a quelle rilevate per le regioni del centro Italia (4,49) e ancor più per quelle del sud Italia (6,35).

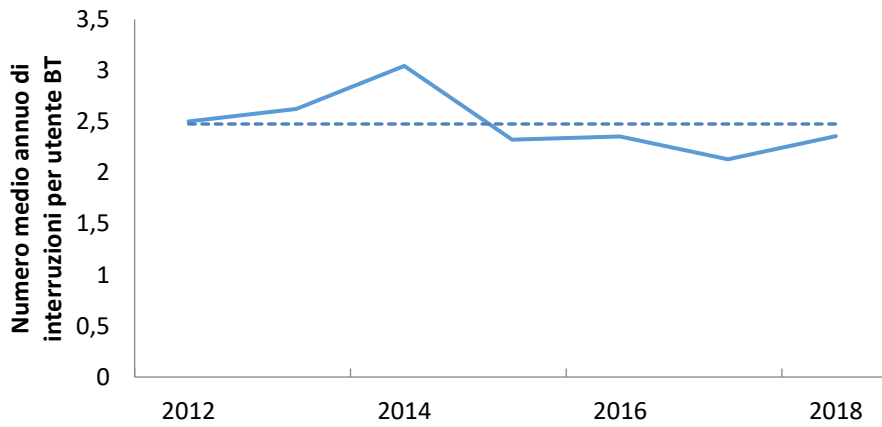


Figura 29. Numero medio annuo di interruzioni transitorie senza preavviso per utente BT: valore medio per il nord Italia.

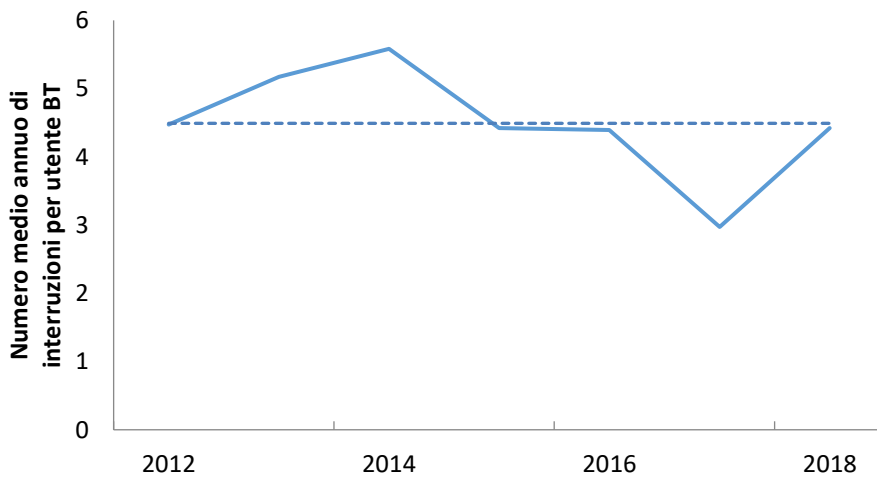


Figura 30. Numero medio annuo di interruzioni transitorie senza preavviso per utente BT: valore medio per il centro Italia.

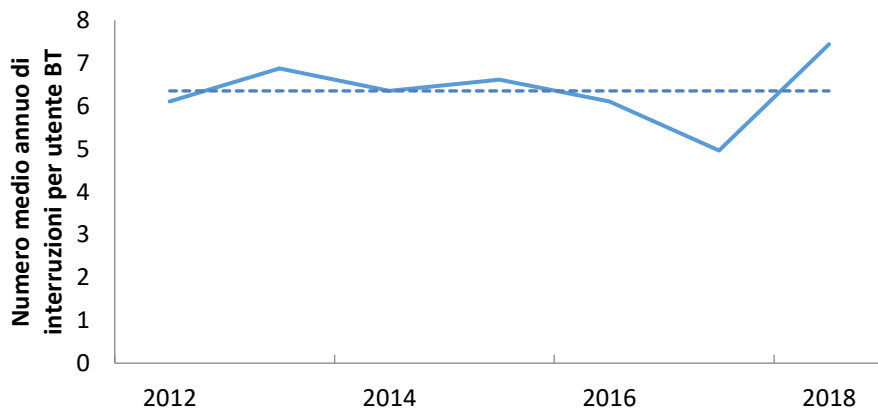


Figura 31. Numero medio annuo di interruzioni transitorie senza preavviso per utente BT: valore medio per il sud Italia.

Dall'analisi condotta, ai fini del presente studio viene determinato un tempo di guasto facendo riferimento alle interruzioni lunghe senza preavviso. Partendo dalla durata media annua di tali interruzioni per utente e dal numero medio di interruzioni per utente si ricava una durata di guasto convenzionale per lo studio pari a 41,88 minuti. Dato che le successive analisi saranno effettuate utilizzando step di 15 minuti, si assumerà una durata convenzionale dell'interruzione pari a 45 minuti per ogni evento di failure.

Tale parametro è calcolato in base ai dati relativi alle reti BT ma, in assenza di altri dati, a favore della sicurezza, si assumerà tale valore anche per le interruzioni in MT.

4 Analisi della City Area Network

4.1 Introduzione

Nel presente capitolo vengono analizzati gli stati del sistema per la city area network descritta nel capitolo 2. In particolare, gli stati sono definiti come combinazione di una configurazione di rete (che tiene conto di uno specifico scenario energetico tra quelli definiti nella LA1.4 [16]) e di un evento di failure.

La Tabella 9 riporta una sintesi dei dodici stati esaminati nel presente capitolo. Come sarà meglio descritto nel prossimo paragrafo, in Tabella 9 non appaiono gli scenari 2030BC, 2030DEC e 2040BC per l'evento di failure CA1 in quanto, per il caso studio specifico, i tre scenari sono molto simili allo scenario 2040DEC e quindi si è ritenuto non utile implementarli.

Tabella 9. Prospetto degli stati del sistema.

Evento di failure	Scenario				
	2020	2030BC	2030DEC	2040BC	2040DEC
CA1	CA1-2020	-	-	-	CA1-2040
CA2	CA2-2020	CA2-2030BC	CA2-2030DEC	CA2-2040BC	CA2-2040DEC
CA3	CA3-2020	CA3-2030BC	CA3-2030DEC	CA3-2040BC	CA3-2040DEC

4.2 Stati del sistema della Sezione Underground (CA1)

L'evento di failure CA1 prevede la perdita dell'alimentazione da rete della sezione underground e il possibile funzionamento in isola del sistema con esclusione dei carichi per la trazione elettrica.

Come è possibile notare dalla Figura 32, tale porzione di rete è formata da:

- una sezione che alimenta i sistemi di trazione elettrica ferroviaria e i relativi servizi legati ad eventuali attività commerciali presenti all'interno, illuminazione, sistema di condizionamento dell'aria, ascensori e/o scale mobili;
- un impianto FV;
- un sistema di accumulo elettrochimico.

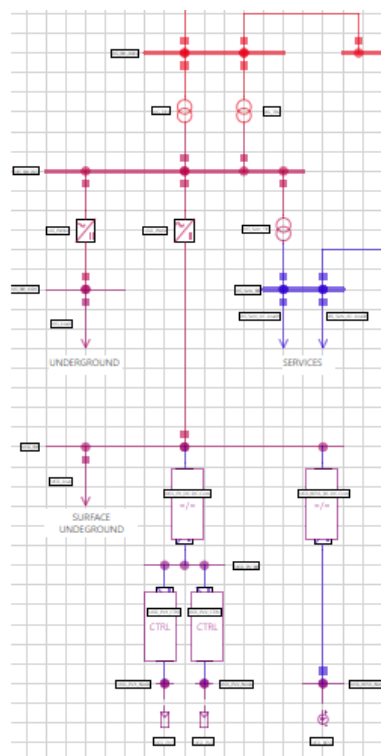


Figura 32. Sezione Underground.

Si immagina dunque di studiare ed analizzare il comportamento di una stazione metropolitana, avente un'estensione superficiale di circa 3000 m² e un afflusso di passeggeri annuo di circa 5,3 milioni, come nel caso studio descritto in [22]. In [22] sono stati analizzati i consumi energetici mensili tipici di una stazione metropolitana con le caratteristiche su descritte. Tali consumi, riportati in Tabella 10 ed espressi in kWh/m², sono stati elaborati al fine di ottenere un diagramma giornaliero medio riferibile ad ogni mese dell'anno.

Tabella 10. Consumi mensili di energia tipici di una metropolitana.

	CONSUMI PER CATEGORIA $\left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}\right]$				
	RISCALDAMENTO	RAFFRESCAMENTO	ALTRI	CONSUMI BASE	TOTALE
Gennaio	3,5	0	15,48	13,02	32
Febbraio	2,99	0	13,36	13,02	29,37
Marzo	4,38	0	16,33	13,02	33,73
Aprile	5,33	0,01	13,43	13,02	31,79
Maggio	6,06	0,8	12,85	13,02	32,91
Giugno	4,28	9,94	9,33	13,02	36,57
Luglio	7,83	18,05	9,30	13,02	48,2
Agosto	9,13	18,15	10,86	13,02	51,16
Settembre	7,92	13,35	10,46	13,02	44,75
Ottobre	6,27	4,29	12,52	13,02	36,10
Novembre	8,02	0	14,61	13,02	35,65
Dicembre	4,61	0	19,61	13,02	37,24

La procedura adottata per valutare la capacità della rete di funzionare in isola, in accordo a quanto descritto nel capitolo 3, è la seguente:

- a partire dalla tabella precedente si calcola in consumo medio mensile espresso in kWh per ogni mese considerando una superficie della metropolitana pari a 3000 m²;
- si calcola la potenza media mensile (P_{m_i}) dividendo il valore di consumo così ottenuto 720 ore;
- si ipotizza un diagramma giornaliero riferito ad ogni mese a due gradini dove si ha un assorbimento minimo (P_{min_i}) per 5 ore, dalle 00:00 alle 05:00, in cui la stazione metropolitana assorbe il 10% della potenza media precedentemente calcolata, e un assorbimento massimo (P_{max_i}) per le restanti 19 ore, dalle 05:00 alle 00:00, con un valore di potenza calcolato secondo la relazione:

$$P_{max_i} = \frac{P_{m_i} \cdot 24 - P_{min_i} \cdot 5}{19};$$

con: $i = \text{Gennaio, Febbraio, ..., Dicembre}$.

In Tabella 11 vengono riportati i dati calcolati secondo la procedura sopraindicata. La Figura 33 mostra il diagramma di carico giornaliero della stazione metropolitana per ogni mese.

Tabella 11. Valori calcolati.

	CONSUMI TOTALI	AREA	CONSUMI/MESE	CONSUMO MEDIO	ORE/MESE	VALORE DI POTENZA MEDIO	POTENZA DALLE ORE 00:00 ALLE 05:00	POTENZA DALLE ORE 05:00 ALLE 00:00
	[kWh/m ²]	[m ²]	[kWh]	[kWh]	[h]	[kW]	[kW]	[kW]
Gennaio	32	3.000	96.000	112.367,5	720	133,33	13,33	164,91
Febbraio	29,37		88.110			122,38	12,24	151,36
Marzo	33,73		101.190			140,54	14,05	173,83
Aprile	31,79		95.370			132,46	13,25	163,83
Maggio	32,91		98.730			137,13	13,71	169,60
Giugno	36,57		109.710			152,38	15,24	188,46
Luglio	48,20		144.600			200,83	20,08	248,40
Agosto	51,16		153.480			213,17	21,32	263,65
Settembre	44,75		134.250			186,46	18,65	230,62
Ottobre	36,10		108.300			150,42	15,04	186,04
Novembre	35,65		106.950			148,54	14,85	183,72
Dicembre	37,24		111.720			155,17	15,52	191,92
		Consumi finali annui	1.348.410				Potenza massima	263,65
		Consumi finali giornalieri	3.694,27					

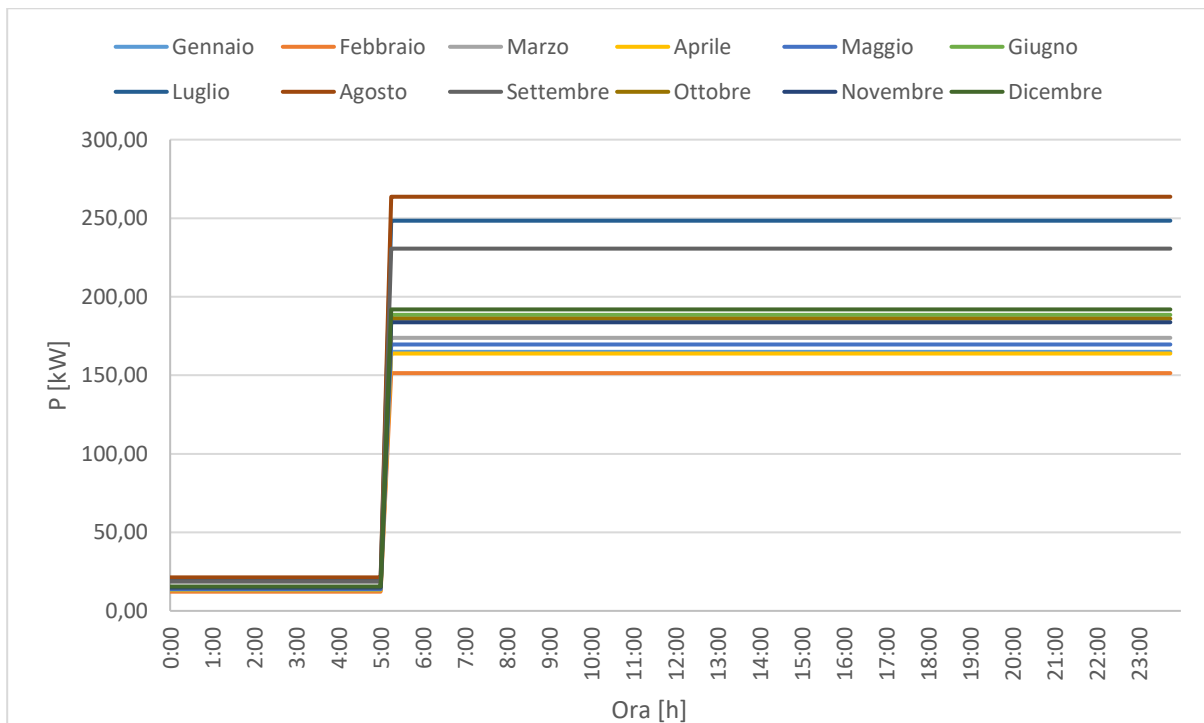


Figura 33. Diagramma di carico giornaliero sezione Underground.

Per quanto riguarda invece la produzione fotovoltaica, in Figura 34 viene rappresentato il diagramma di produzione fotovoltaica giornaliero in p.u. per ogni mese [20]. Il valore medio annuo dei dodici diagrammi è pari a:

$$P_{Pvm} = 0,252 \text{ p.u.}$$

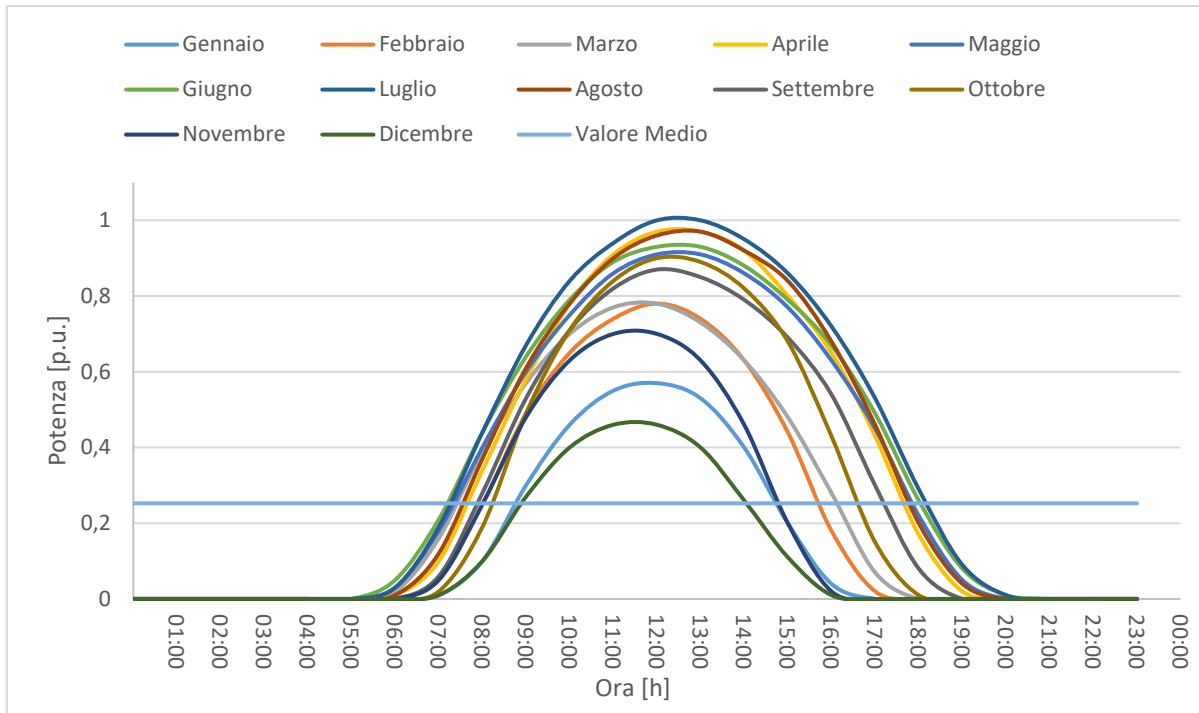


Figura 34. Produzione fotovoltaica in p.u. con valore medio.

Prima di analizzare il comportamento della sezione Underground nel funzionamento in isola è necessario definire i parametri nei vari scenari analizzati nella LA1.4. Per ogni scenario è necessario individuare i seguenti valori:

- **Consumo finale [kWh]:** precedentemente calcolato (Tabella 11) uguale per tutti gli scenari e pari a 3.694,27 kWh. Si fa tale ipotesi perché, se da un lato si prevede un incremento di carico negli anni a causa di un incremento delle attività commerciali nella stazione, dall'altro si assume che tale incremento sarà compensato da una riduzione di consumo dovuto ad una maggiore efficienza degli impianti di condizionamento, ventilazione ed illuminazione;
- **Potenza fotovoltaica [kW]:** calcolato sulla base del contributo atteso sul consumo finale secondo la seguente relazione:

$$P_{PV} = \frac{c \cdot C_{finali}}{24 \cdot P_{Pvm}}$$

dove il parametro *c* rappresenta la quota di produzione FER sui consumi finali in p.u. al variare dello scenario considerato. Tali valori sono brevemente riportati nella Tabella 12.

Tabella 12. Valori in p.u. della quota FER sui consumi finali.

SCENARI	<i>c</i> [p.u.]
2020	0,178
2030 BC	0,212
2030 DEC	0,283
2040 BC	0,287
2040 DEC	0,369

Nella Tabella 13 sono riportati i consumi e la potenza nominale degli impianti FV presenti in valori assoluti.

Tabella 13. Dati per la simulazione dei diversi casi studio.

Scenario	Consumi [kWh]	Potenza FV [kW]
2020	3.694,27	109,00
2030-BC	3.694,27	130,00
2030-DEC	3.694,27	170,00
2040-BC	3.694,27	175,00
2040-DEC	3.694,27	225,00

Assunto che, sulla base delle valutazioni effettuate nella LA1.4, nei diversi scenari non si ha sufficiente capacità di accumulo elettrico per garantire il funzionamento in isola dell'intera stazione underground, è necessario stimare, per ogni scenario, la quota di storage da installare. Si procede dunque nel modo seguente:

- si calcola per ogni scenario il diagramma di produzione media fotovoltaica e il diagramma di carico medio espressi in kW;
- si calcola per ogni intervallo la differenza tra generazione e consumo;
- per ogni scenario si calcola il massimo assoluto di tale differenza;
- si calcola la taglia dello storage maggiorando del 30% il valore precedentemente calcolato, e scegliendo dunque la taglia commerciale immediatamente più grande del valore così ottenuto (si sceglie di utilizzare delle batterie di tipo 2C in grado di erogare la loro potenza nominale per una durata pari a 2 h, pertanto la capacità viene calcolata moltiplicando per 2 la taglia dello storage).

Nelle figure successive vengono riportati i profili medi determinati per singolo scenario esaminato.

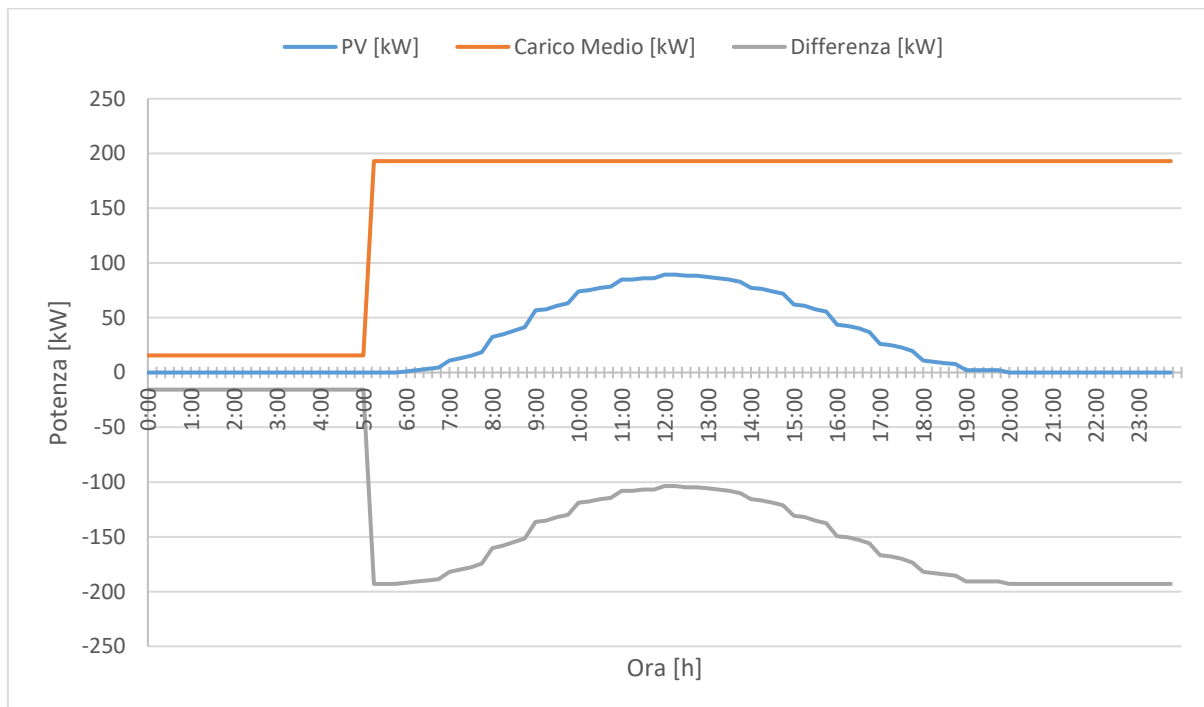


Figura 35. Diagramma medio scenario 2020.

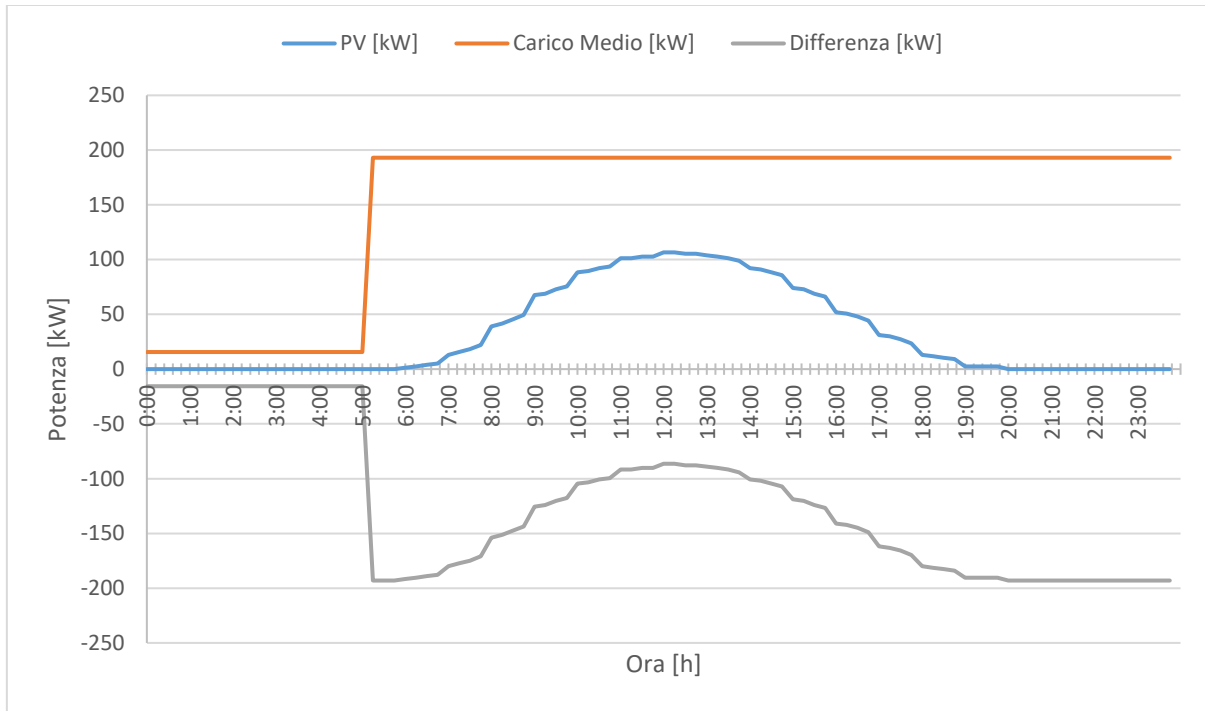


Figura 36. Diagramma medio scenario 2030-BC.

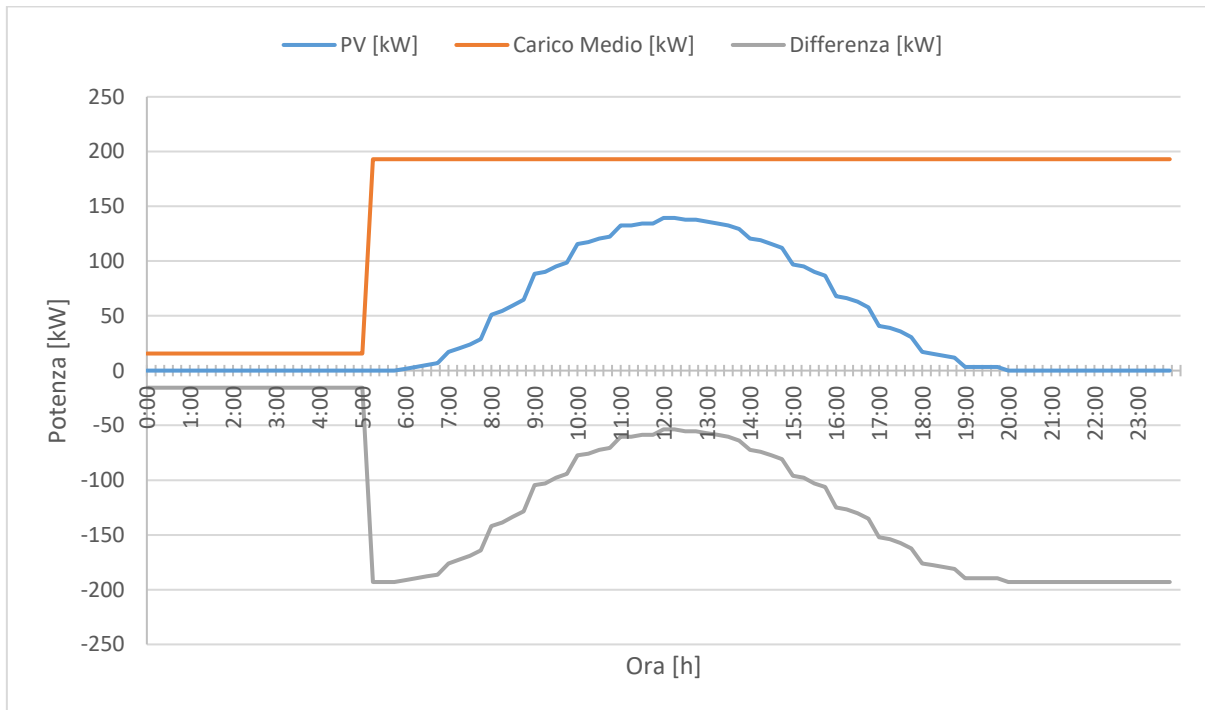


Figura 37. Diagramma medio scenario 2030-DEC.

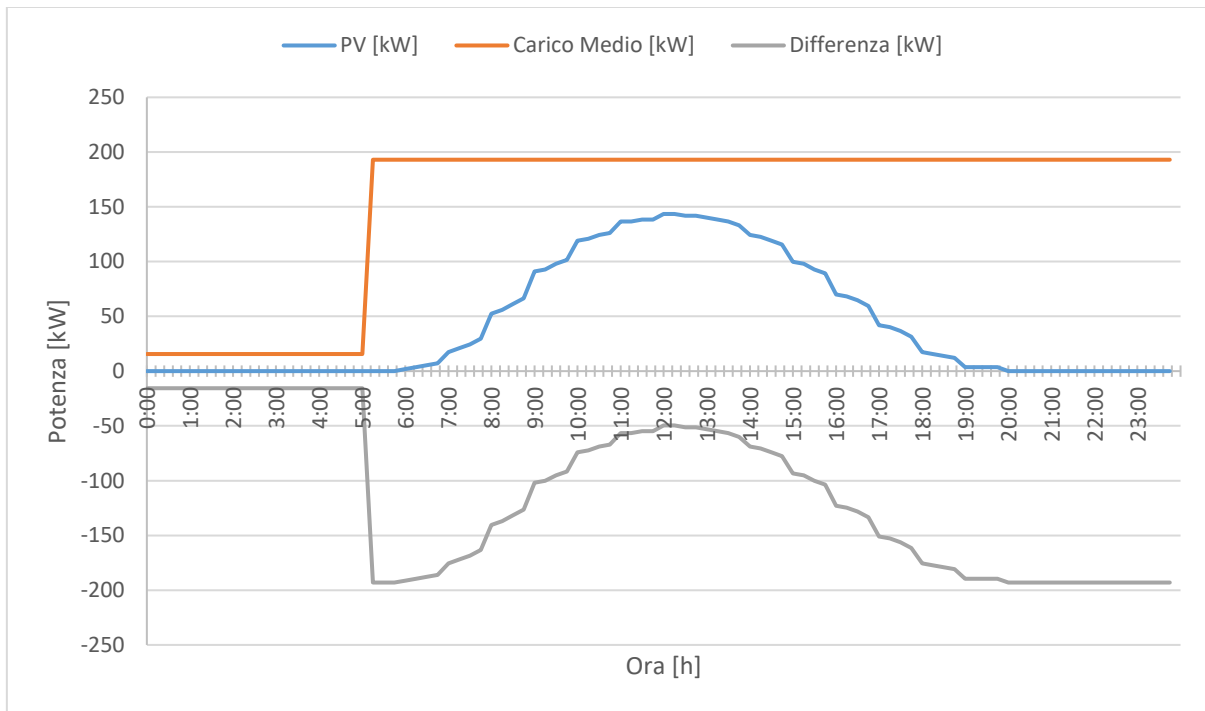


Figura 38. Diagramma medio scenario 2040-BC.

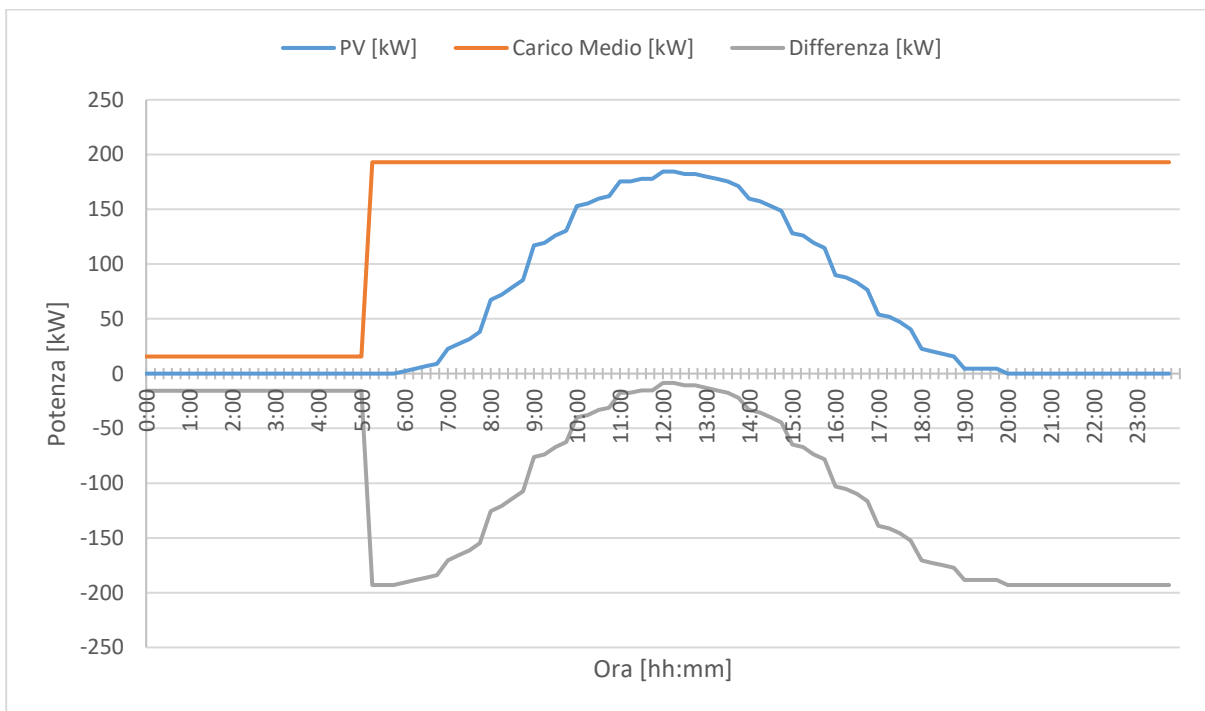


Figura 39. Diagramma medio scenario 2040-DEC.

Dai diagrammi precedenti si evince che è necessario installare sistemi di accumulo per una potenza pari a 250 kW e capacità 500 kWh.

La Tabella 14 mostra i valori finali calcolati che rappresentano i dati di input per le simulazioni degli stati del sistema. Come è possibile notare i valori ottenuti sono simili tra uno scenario e l'altro, pertanto si è scelto di procedere con la simulazione degli scenari più significativi, ovvero lo scenario 2020 e lo scenario 2040. Nei paragrafi successivi saranno discussi ed analizzati i risultati ottenuti.

Tabella 14. Valori di input per le simulazioni.

	SCENARI				
	2020	2030 BC	2030 DEC	2040 BC	2040 DEC
Consumi metropolitana [kWh]	3.694	3.694	3.694	3.694	3.694
PV [kW]	109	130	170	175	175
Taglia storage [kW]	250	250	250	250	250
Capacità storage [kWh]	500	500	500	500	500

A partire dai dati riportati nel presente paragrafo, applicando la metodologia descritta al capitolo 3 per tenere conto della variabilità delle condizioni operative delle reti, per ogni stato del sistema sono condotte più simulazioni estraendo casualmente i dati per lo studio tra quelli disponibili.

Tra le molteplici simulazioni effettuate, nel seguito sono presentate - per ogni scenario energetico – solo quelle maggiormente significative per ogni porzione di rete e per ogni evento di failure, nonché quelle che si differenziano maggiormente per il funzionamento delle risorse presenti.

Si precisa che, per questa rete come per tutte le altre del presente report, nelle simulazioni è stata assunta una percentuale di carico flessibile pari a quella individuata per ogni specifico scenario nella LA1.4 (0.01% nello scenario 2020 e tra il 10% e il 25% degli scenari 2030 e 2040).

4.2.1 Stato CA1-2020

Simulazione 1

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i valori riportati nella Tabella 15.

Tabella 15. Dati da estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	DATI STORAGE			
m	Corrispondente	Istante	Ora			TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
10	Ottobre	72	18:00	45 min	18:45	250	41%	00:58	00:37

Partendo dai dati in tabella è possibile simulare il comportamento della porzione di rete in isola per l'intera durata del guasto. La Tabella 16 e la Figura 40 mostrano il bilancio energetico nell'intervallo di guasto.

Tabella 16. Dati riferiti all'intervallo di guasto: Scenario 2020 – Simulazione 1.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Metropolitana [kW]	Generazione PV [kW]	Storage [kW]	CC: Carico Controllabile [kW]	% CC	PV+STORAGE-CC [kW]	METRO [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO [kW]
18:00	186,04	10,31	175,73	0,00	0,00	186,04	186,04	0,00
18:15	186,04	1,09	184,95	0,00	0,00	186,04	186,04	0,00
18:30	186,04	1,09	0,00	-184,95	99,41	186,04	186,04	0,00
18:45	186,04	1,09	0,00	-184,95	99,41	186,04	186,04	0,00

Si precisa che la produzione fotovoltaica è ottenuta, in questa come nelle altre simulazioni riportate nel presente report, tenendo conto dei diagrammi di produzione di Figura 34.

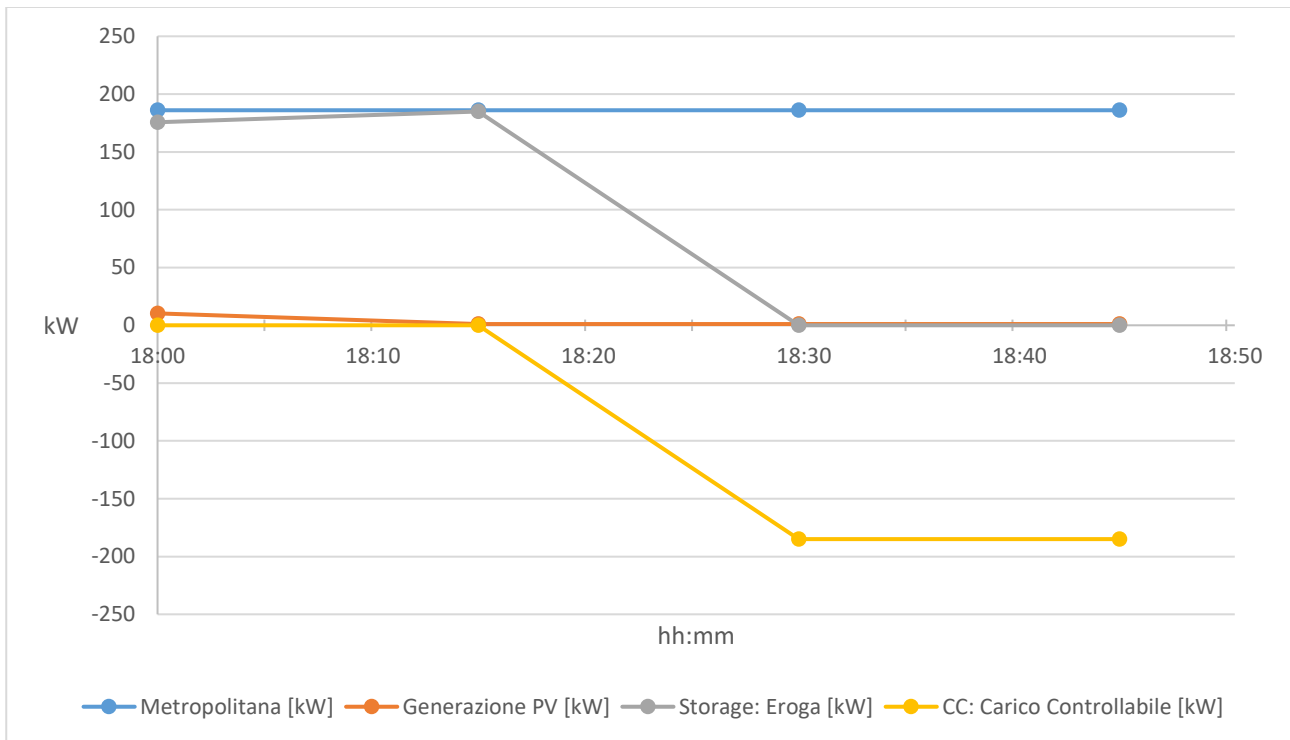


Figura 40. Comportamento durante il guasto della sezione Underground: Scenario 2020 – Simulazione 1.

Come è possibile notare dalla Figura 40, il carico è nettamente maggiore della produzione fotovoltaica, pertanto risulta necessario l'intervento dello storage che però può erogare per soli 37 minuti in quanto presenta un SOC pari al 41% con un corrispettivo tempo di scarica non adeguato all'intera durata del guasto. L'unica soluzione per mantenere l'isola è che, dopo la completa scarica dello storage, ci sia un carico controllabile, appartenente all'area metropolitana, nella percentuale di quasi il 99% del carico totale. Ovviamente tale condizione di funzionamento, oltre a non trovare corrispondenza nella percentuale di carico flessibile previsto per lo scenario al 2020, risulta impraticabile in quanto significherebbe che l'intero carico, di fatto, vada distaccato.

Simulazione 2

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i valori riportati nella Tabella 17.

Tabella 17. Dati da estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	DATI STORAGE			
m	Corrispondente	Istante	Ora			TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
1	Gennaio	27	06:45	45 min	07:30	250	13%	01:32	00:03

Partendo dai dati in tabella è possibile simulare il comportamento della porzione di rete in isola per l'intera durata del guasto. La Tabella 18 e la Figura 41 mostrano il bilancio energetico nell'intervallo di guasto.

Tabella 18. Dati riferiti all'intervallo di guasto: Scenario 2020 – Simulazione 2.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Metropolitana [kW]	Generazione PV [kW]	Storage [kW]	CC: Carico Controllabile [kW]	% CC	PV+STORAGE-CC [kW]	METRO [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO [kW]
06:45	164,91	0,00	0,00	-164,91	100,00	164,91	164,91	0,00
07:00	164,91	1,09	0,00	-163,82	99,34	164,91	164,91	0,00
07:15	164,91	1,09	0,00	-163,82	99,34	164,91	164,91	0,00
07:30	164,91	1,45	0,00	-163,46	99,12	164,91	164,91	0,00

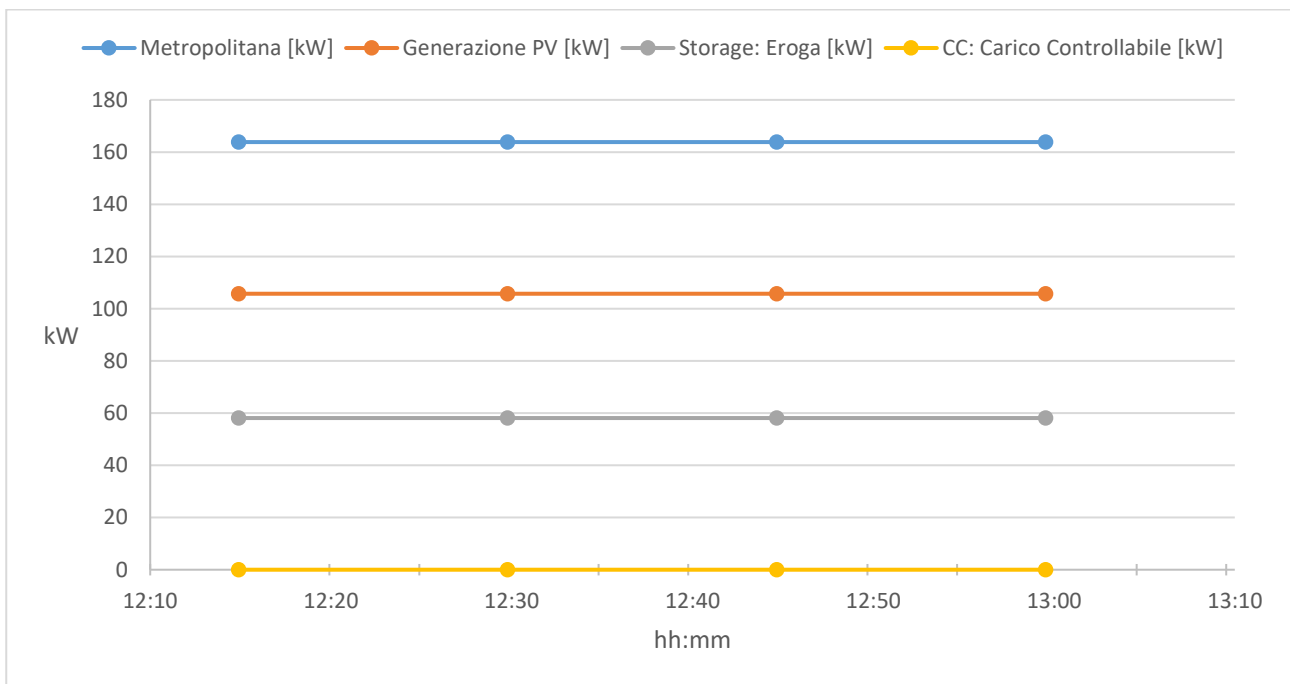


Figura 41. Comportamento durante il guasto della sezione Underground: Scenario 2020 – Simulazione 2.

Come è possibile notare dalla figura, il carico è nettamente maggiore della produzione fotovoltaica che risulta pressoché nulla in quanto il guasto si verifica alle 06:45. Pertanto, risulta necessario l'intervento dello storage che però non può erogare poiché presenta un SOC pari al 13 % con un tempo di scarica non adeguato all'intera durata del guasto. Una percentuale di carico controllabile necessario, pari quasi al 100%, indica che l'isola può essere mantenuta per appena 3 minuti.

Simulazione 3

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i valori riportati nella Tabella 19.

Tabella 19. Dati da estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	DATI STORAGE			
m	Corrispondente	Istante	Ora			TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
4	Aprile	49	12:15	45 min	13:00	250	66%	00:28	01:07

Partendo dai dati in tabella è possibile simulare il comportamento della porzione di rete in isola per l'intera durata del guasto. La Tabella 20 e la Figura 42 mostrano il bilancio energetico nell'intervallo di guasto.

Tabella 20. Dati riferiti all'intervallo di guasto: Scenario 2020 – Simulazione 3.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Metropolitana [kW]	Generazione PV [kW]	Storage [kW]	CC: Carico Controllabile [kW]	% CC	PV+STORAGE-CC [kW]	METRO [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO [kW]
12:15	163,83	105,73	58,10	0,00	0,00	163,83	163,83	0,00
12:30	163,83	105,73	58,10	0,00	0,00	163,83	163,83	0,00
12:45	163,83	105,73	58,10	0,00	0,00	163,83	163,83	0,00
13:00	163,83	105,73	58,10	0,00	0,00	163,83	163,83	0,00

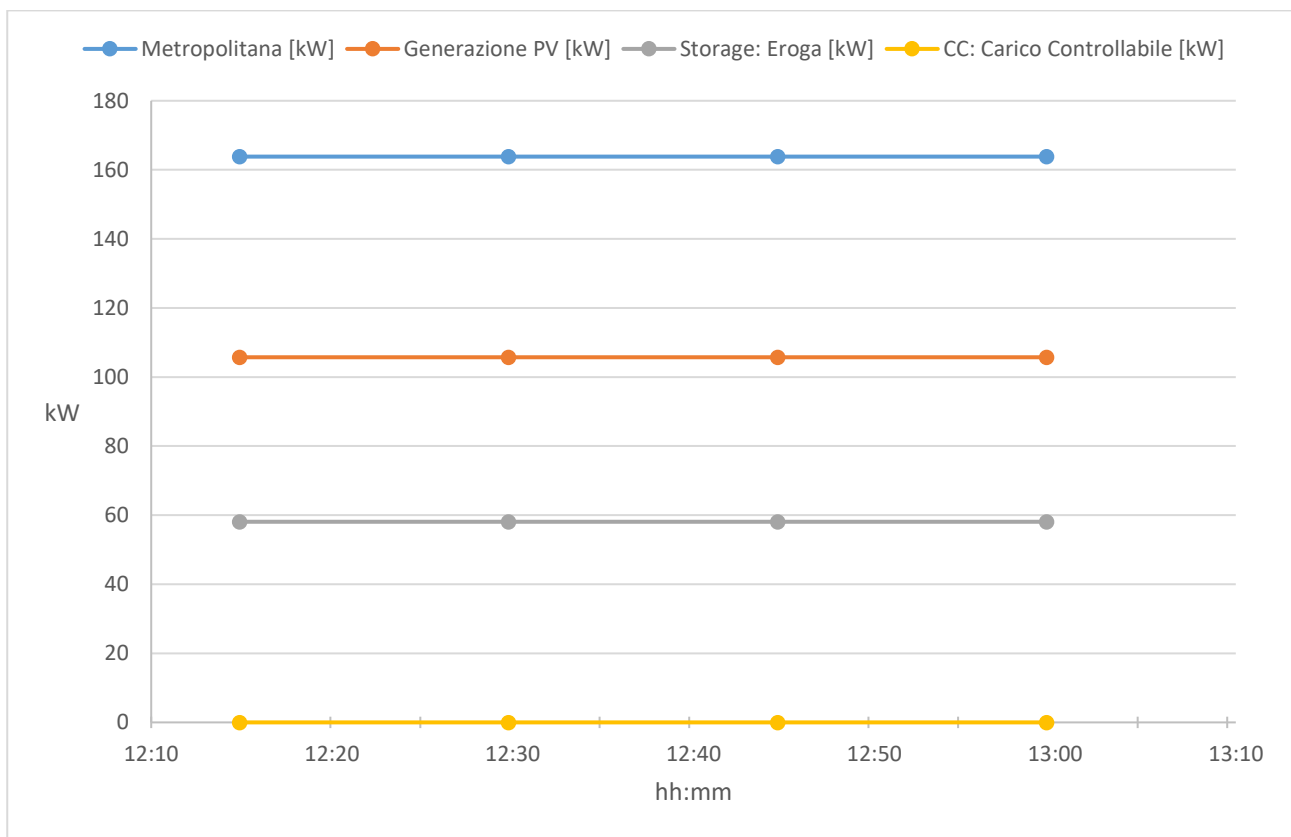


Figura 42. Comportamento durante il guasto della sezione Underground: Scenario 2020 – Simulazione 3.

Come è possibile notare in Figura 42, il carico risulta maggiore della produzione fotovoltaica, ma in quest'ultima simulazione la generazione PV riesce a coprire il 64,5% del consumo della stazione metropolitana in quanto si trova al massimo della produzione poiché il guasto si verifica alle 12:25 nel mese di aprile. È comunque necessario l'intervento dello storage che può erogare la rimanente parte (35,5%) per l'intera durata del guasto poiché presenta un SOC pari al 66% con un corrispettivo tempo di scarica adeguato all'intera durata del guasto. È possibile dunque mantenere l'isola senza alcun distacco dei carichi controllabili dell'area della metropolitana.

4.2.2 Scenario CA1-2040

Simulazione 1

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i valori riportati nella Tabella 21..

Tabella 21. Dati da estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	DATI STORAGE			
m	Corrispondente	Istante	Ora			TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
11	Novembre	93	23:15	45 min	00:00	250	54%	00:43	00:52

Partendo dai dati in tabella è possibile simulare il comportamento della porzione di rete in isola per l'intera durata del guasto. La Tabella 22 e la Figura 43 mostrano il bilancio energetico nell'intervallo di guasto.

Tabella 22. Dati riferiti all'intervallo di guasto: Scenario 2040 – Simulazione 1.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Metropolitana [kW]	Generazione PV [kW]	Storage [kW]	CC: Carico Controllabile [kW]	% CC	PV+STORAGE-CC [kW]	METRO [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO [kW]
23:15	183,72	0,00	183,72	0,00	0,00	183,72	183,72	0,00
23:30	183,72	0,00	183,72	0,00	0,00	183,72	183,72	0,00
23:45	183,72	0,00	183,72	0,00	0,00	183,72	183,72	0,00
00:00	183,72	0,00	183,72	0,00	0,00	183,72	183,72	0,00

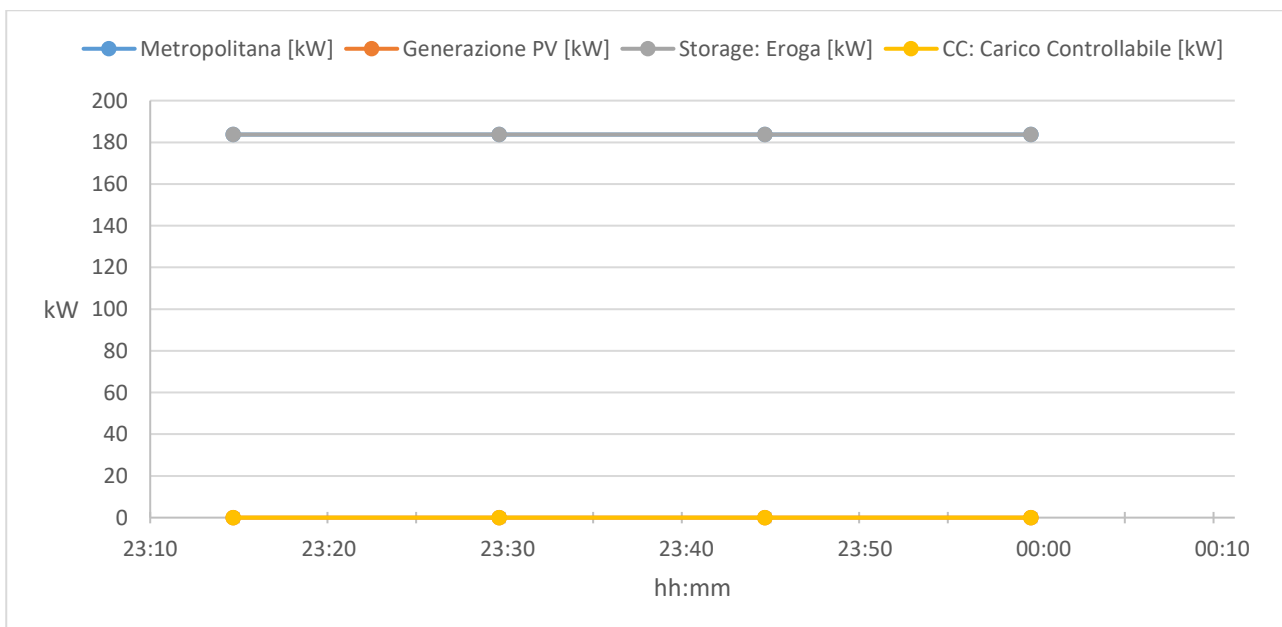


Figura 43. Comportamento durante il guasto della sezione Underground: Scenario 2040 – Simulazione 1.

Come è possibile notare dalla Figura 43, il guasto avviene alle 23:15, pertanto la produzione fotovoltaica è nulla per l'intera durata del guasto. È dunque necessario l'intervento dello storage che può erogare per l'intera durata del guasto poiché presenta un SOC pari al 54% a cui corrisponde un tempo di scarica di 52 minuti alla sua potenza nominale. È possibile mantenere l'isola nonostante la produzione fotovoltaica sia

nulla. Non risulta inoltre necessario fare ricorso al distacco o alla modulazione di eventuali carichi controllabili.

Simulazione 2

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i valori riportati nella Tabella 23.

Tabella 23. Dati da estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	DATI STORAGE			
m	Corrispondente	Istante	Ora			TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
2	Febbraio	15	03:45	45 min	04:30	250	30%	01:12	00:24

Partendo dai dati in tabella è possibile simulare il comportamento della porzione di rete in isola per l'intera durata del guasto. La Tabella 24 e la Figura 44 mostrano il bilancio energetico nell'intervallo di guasto.

Tabella 24. Dati riferiti all'intervallo di guasto: Scenario 2040 – Simulazione 2.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Metropolitana [kW]	Generazione PV [kW]	Storage [kW]	CC: Carico Controllabile [kW]	% CC	PV+STORAGE-CC [kW]	METRO [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO [kW]
03:45	12,24	0,00	12,24	0,00	0,00	12,24	12,24	0,00
04:00	12,24	0,00	12,24	0,00	0,00	12,24	12,24	0,00
04:15	12,24	0,00	0,00	-12,24	100,00	12,24	12,24	0,00
04:30	12,24	0,00	0,00	-12,24	100,00	12,24	12,24	0,00

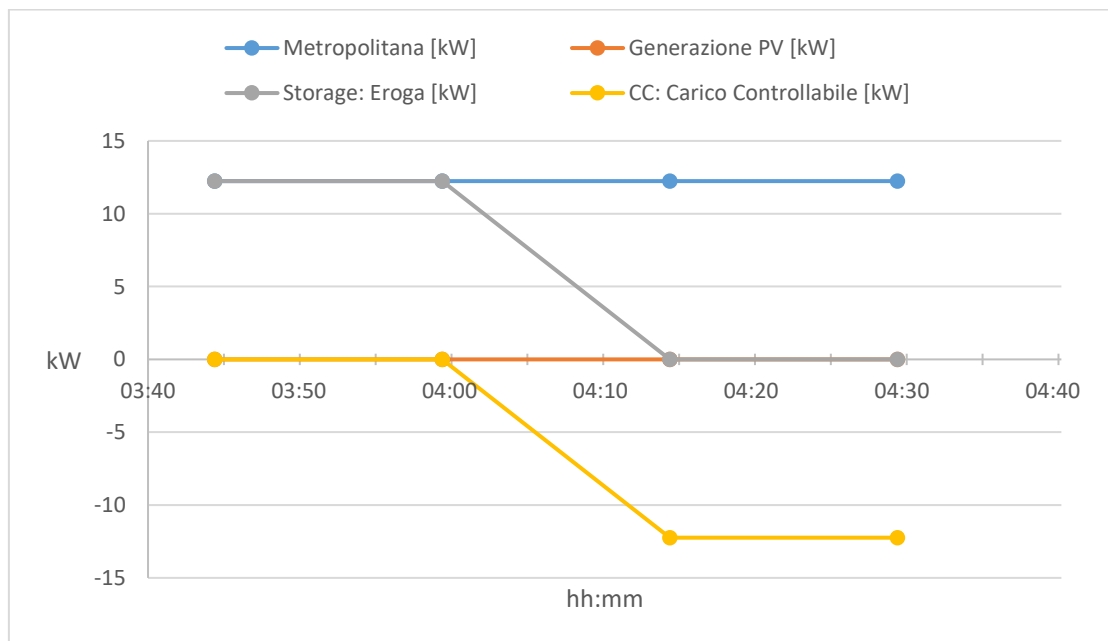


Figura 44. Comportamento durante il guasto della sezione Underground: Scenario 2020 – Simulazione 2

Come è possibile notare dalla Figura 44, il guasto si verifica alle ore 03:45, la generazione fotovoltaica è nulla e il consumo della metropolitana è minimo in quanto è fuori dall'orario di servizio. È dunque necessario l'intervento dello storage che però può erogare per soli 24 minuti poiché presenta un SOC pari al 30%.

Pertanto, l'unica soluzione per mantenere l'isola è che ci sia un carico controllabile dell'area metropolitana in media pari al 50% del carico istantaneo richiesto. Tale soluzione è incompatibile con il reale carico flessibile dell'isola nello scenario al 2040.

Simulazione 3

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i valori riportati nella Tabella 25.

Tabella 25. Dati da estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	DATI STORAGE			
m	Corrispondente	Istante	Ora			TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
5	Maggio	55	13:45	45 min	14:30	250	16%	01:28	00:07

Partendo dai dati in tabella è possibile simulare il comportamento della porzione di rete in isola per l'intera durata del guasto. La Tabella 26 e la Figura 45 mostrano il bilancio energetico nell'intervallo di guasto.

Tabella 26. Dati riferiti all'intervallo di guasto: Scenario 2040 – Simulazione 3.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Metropolitana [kW]	Generazione PV [kW]	Storage [kW]	CC: Carico Controllabile [kW]	% CC	PV+STORAGE-CC [kW]	METRO [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO [kW]
13:45	169,60	157,26	0,00	-12,35	7,28	169,60	169,60	0,00
14:00	169,60	155,59	0,00	-14,01	8,26	169,60	169,60	0,00
14:15	169,60	150,50	0,00	-19,10	11,26	169,60	169,60	0,00
14:30	169,60	148,63	0,00	-20,97	12,37	169,60	169,60	0,00

Come è possibile notare in figura, il carico risulta maggiore della produzione fotovoltaica che comunque riesce a coprire la quasi totalità del consumo richiesto in quanto il guasto si verifica alle 13:45 nel mese di maggio e l'impianto fotovoltaico si trova al massimo della sua produzione. È dunque necessario l'intervento dello storage che però non può erogare poiché presenta un SOC pari al 13% con un tempo di scarica pari a 12 minuti, tempo che risulta incompatibile con l'intera durata del guasto. L'unica soluzione per mantenere l'isola è che ci sia un carico controllabile dell'area metropolitana in media pari al 9,79 % del carico istantaneo richiesto per tutta la durata del guasto. Tale soluzione risulta attuabile e compatibile con lo scenario energetico al 2040 e pertanto è possibile mantenere l'isola.

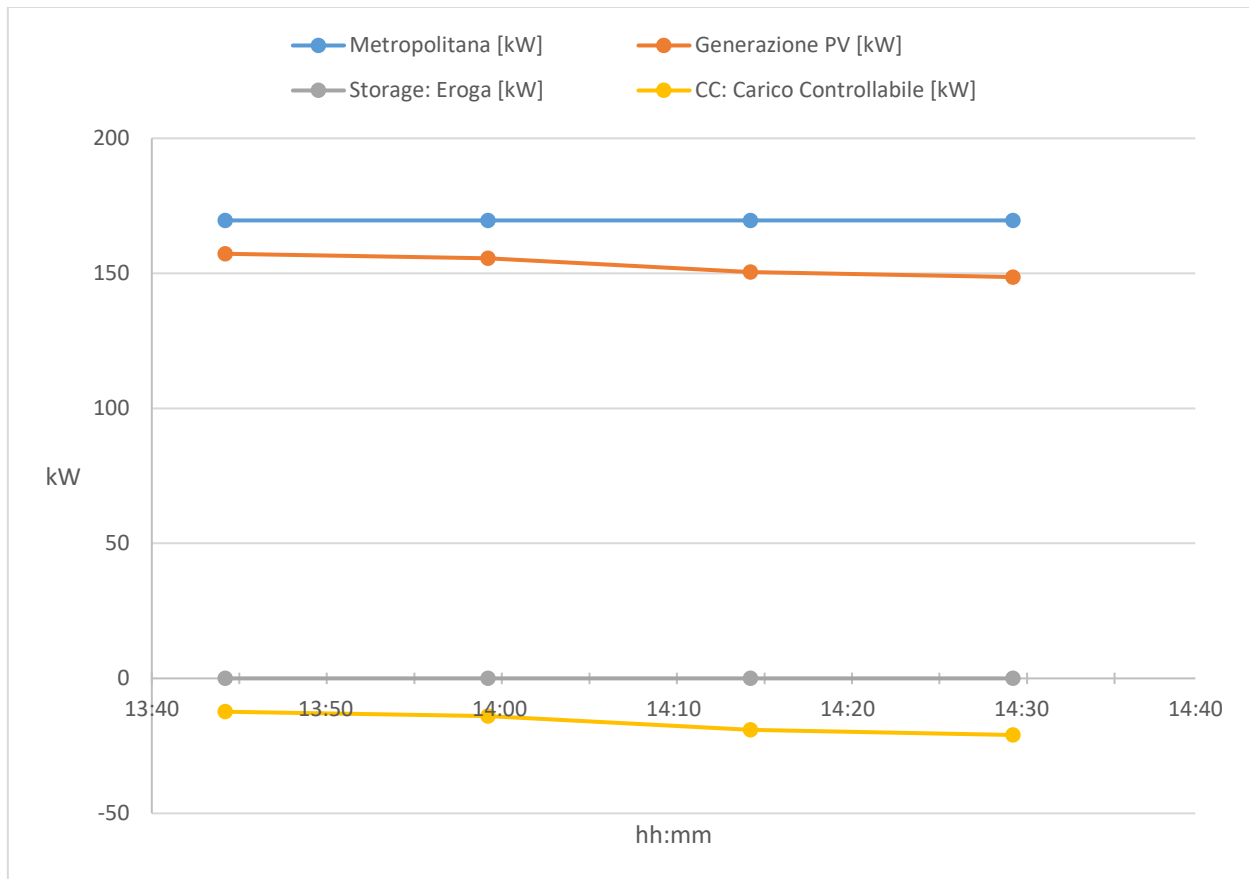


Figura 45. Comportamento durante il guasto della sezione Underground: Scenario 2040 – Simulazione 3.

4.3 Stati del sistema della Sezione EVH (CA2)

Il paragrafo che segue ha lo scopo di descrivere gli stati della sezione EVH della city area network e di analizzare il suo comportamento nel funzionamento in isola. Come è possibile notare dalla Figura 46, tale porzione di rete urbana comprende i seguenti servizi:

- servizi stradali;
- colonnine di ricarica per veicoli elettrici con ricarica lenta e ricarica veloce;
- generazione fotovoltaica con sistema di accumulo dedicato.

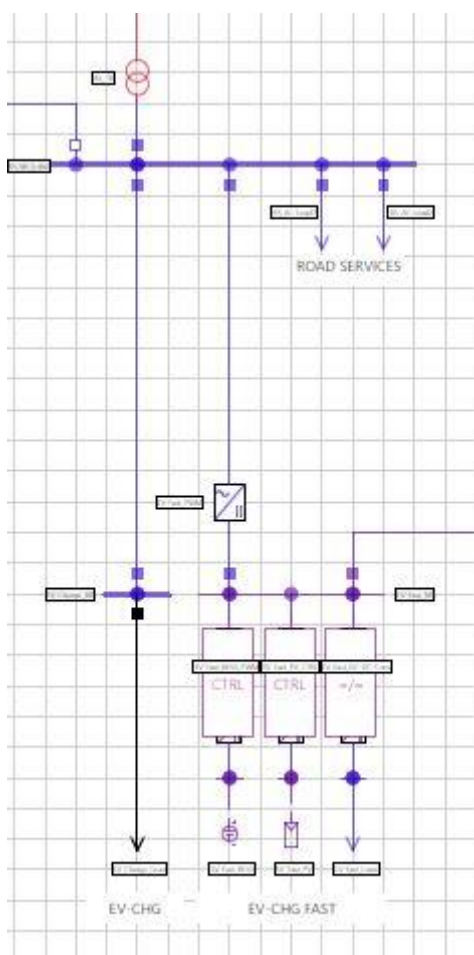


Figura 46 – Sezione EVH

Si assume di studiare ed analizzare il comportamento di un parcheggio con una capienza pari a 200 posti auto con pensiline fotovoltaiche aventi potenza nominale variabile in funzione dello scenario considerato. Nell'area parcheggio vi sono inoltre:

- colonnine di ricarica EV (sia per la ricarica veloce che per la ricarica lenta) in numero variabile a seconda dello scenario considerato;
- i seguenti carichi:
 - illuminazione notturna: con profili di potenza stagionali con assorbimento complessivo pari a 10 kW durante le ore notturne e 0 kW durante le ore diurne (considerando n. totale di 80 lampade con interdistanza pari a 15 m) (Figura 47);
 - guardiola custode: con un assorbimento costante pari a 1 kW (Figura 48);
 - videosorveglianza: anch'esso con un assorbimento costante pari a 1 kW (Figura 48);
 - servizi stradali: con un impiego di potenza che può assumere due valori: 2 kW e 7 kW in relazione alla fascia oraria (Figura 48).

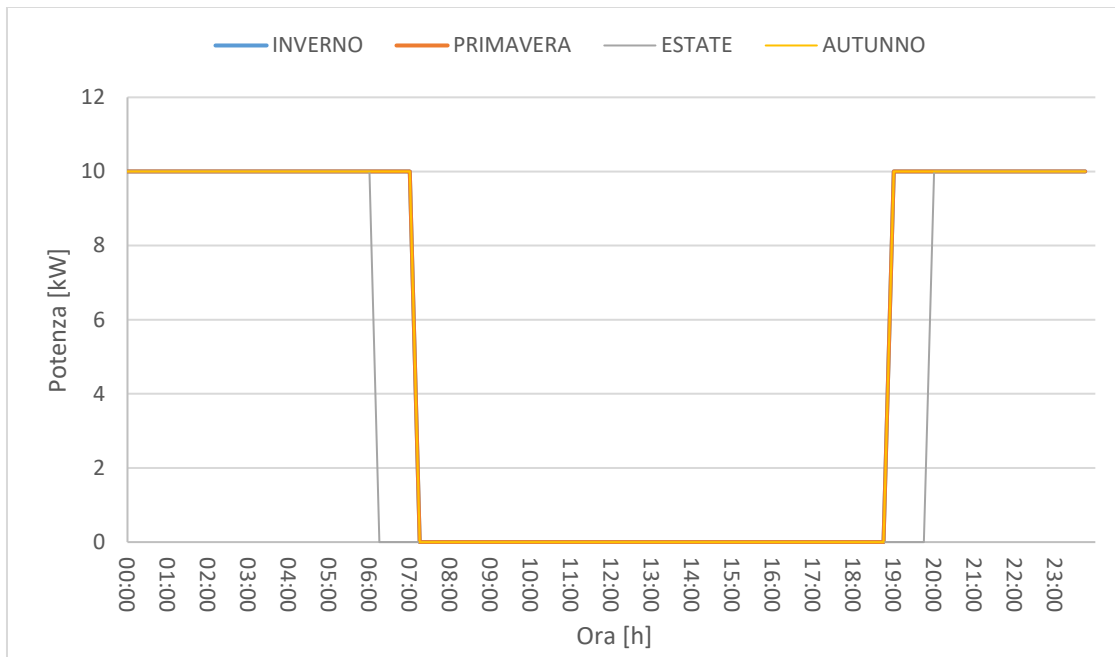


Figura 47. Andamento stagionale illuminazione notturna

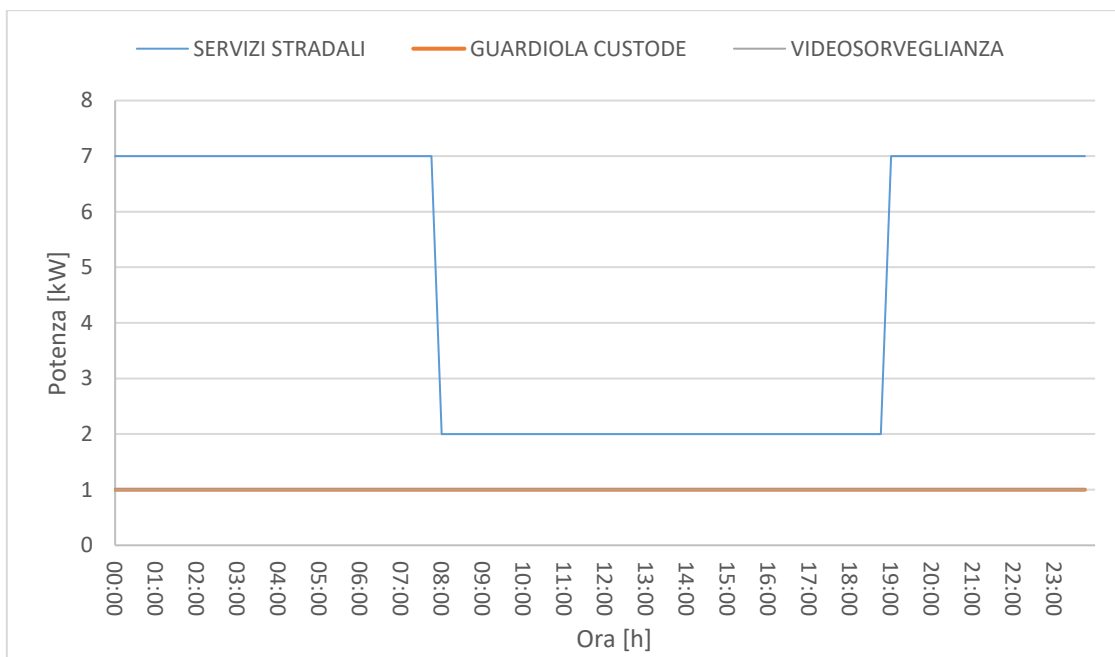


Figura 48. Diagramma di carico (servizi stradali; guardiola custode; videosorveglianza)

La Figura 49 rappresenta il profilo giornaliero dei carichi con assorbimento costante presenti nella sezione EVH, escludendo dunque gli assorbimenti variabili, a seconda dello scenario, degli EVs a ricarica lenta e veloce.

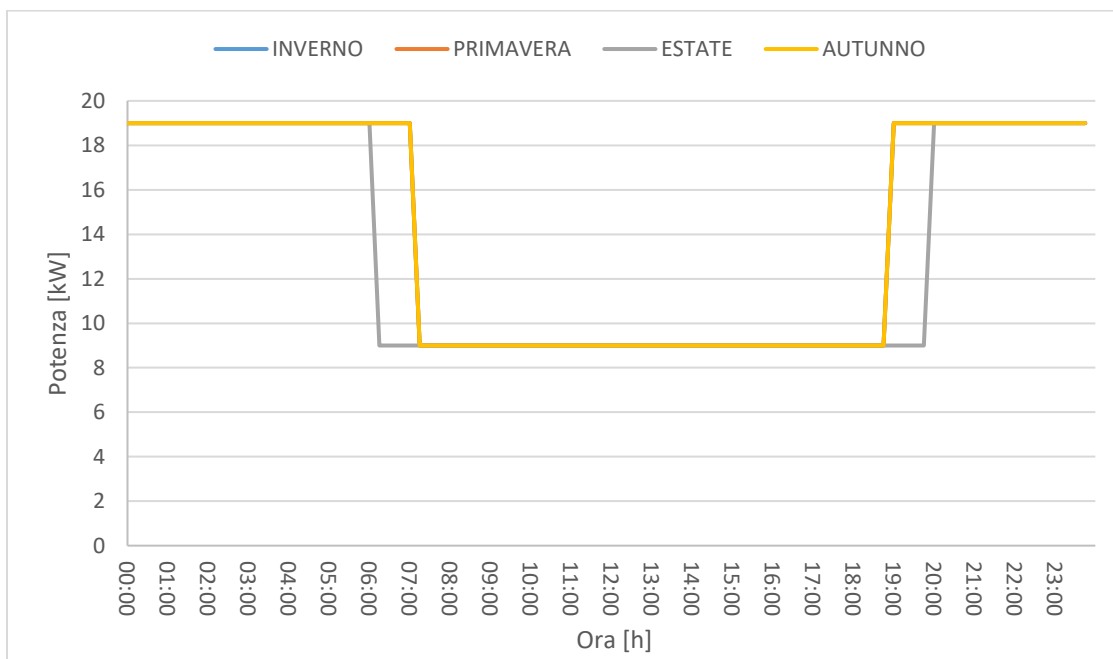


Figura 49. Digramma di carico sezione EVH (escluso assorbimento EV).

Come è possibile notare dalla Figura 49, il picco di carico risulta essere pari a 19 kW. È possibile dunque riportare il grafico in per unit per individuare il valore medio totale di consumo dell’intera area analizzata. Tale valore (Figura 50) risulta uguale a:

$$P_m = 0,73 \text{ p.u.}$$

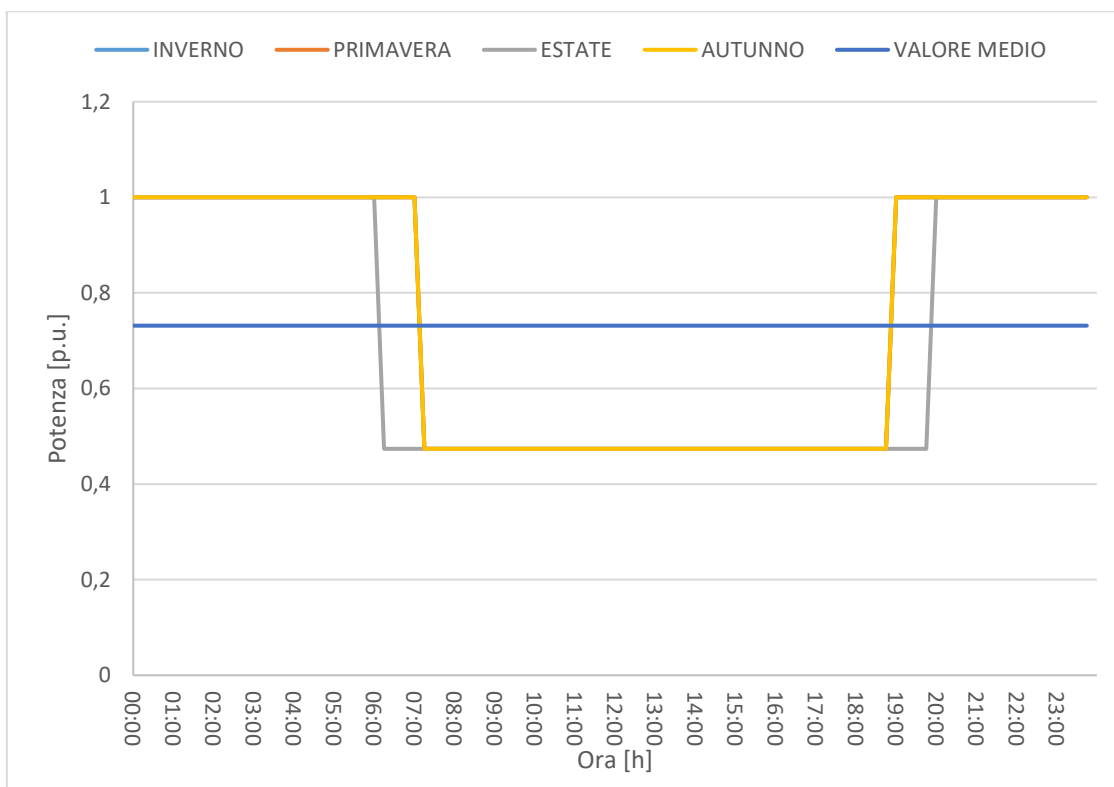


Figura 50. Diagramma di carico in p.u. con valore medio.

Per quanto riguarda invece la produzione fotovoltaica, in Figura 51 viene rappresentato il diagramma di produzione fotovoltaica giornaliero in per unit con variazione mensile [20], avente un valor medio pari a:

$$P_{Pvm} = 0,252 \text{ p.u.}$$

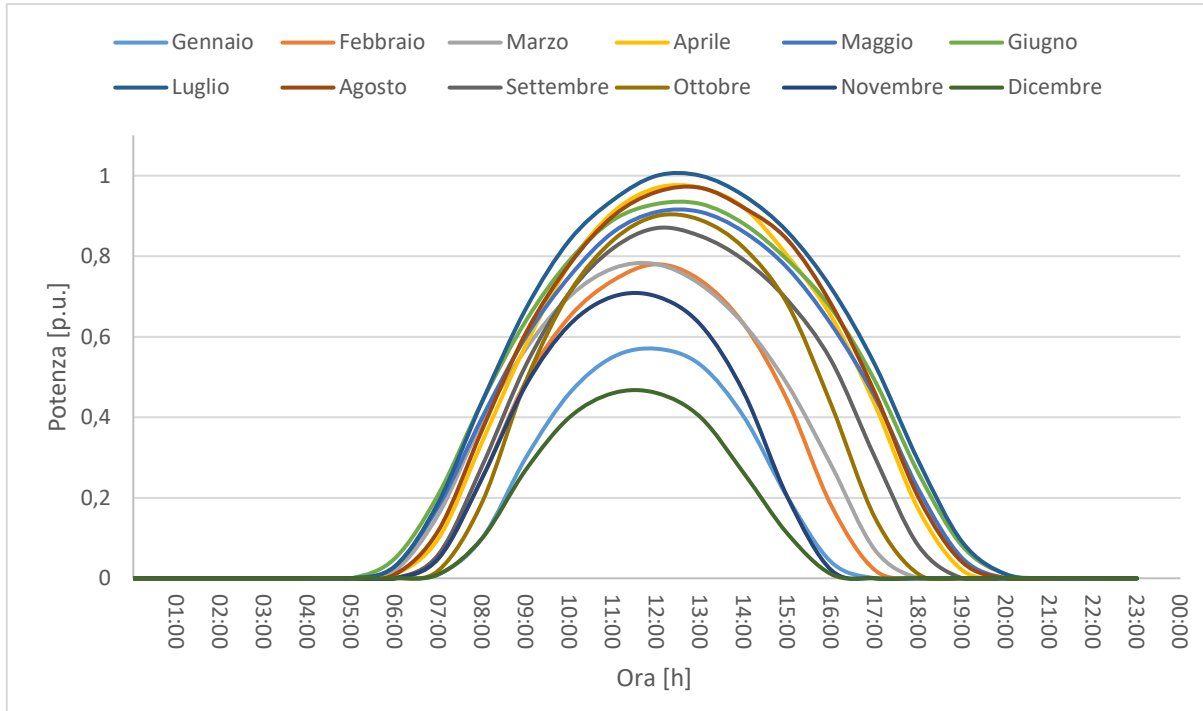


Figura 51. Produzione fotovoltaica in p.u. con valore medio.

Il comportamento della sezione EVH nel funzionamento in isola sarà analizzato nei diversi stati del sistema indicati in Tabella 9. Per ogni scenario è necessario individuare i seguenti valori:

- **Potenza di picco [kW]:** che risulta essere uguale per tutti gli stati (considerando solo i carichi fissi) e pari a: $P_p = 19 \text{ kW}$;
- **Numero di EV n_{EV}**

Tabella 27. Numero di EV per ciascuno stato, capacità batteria e percentuale di energia da fornire (f).

STATI	Numero EV: n_{EV}		Capacità [kWh]: C_{EV}	$f [-]$
	Ricarica Veloce	Ricarica Lenta		
CA2-2020	5	5	40	0,8
CA2-2030BC	10	10	40	0,8
CA2-2030DEC	10	10	40	0,8
CA2-2040BC	25	25	40	0,8
CA2-2040DEC	25	25	40	0,8

- **Consumi finali [kWh]:** che tengono conto del valore di picco e dei consumi in kWh degli EV per ogni stato del sistema secondo la seguente relazione:

$$C_{finali} = P_p \cdot P_m \cdot 24 + n_{EV} \cdot C_{EV} \cdot f$$

- **Quota di produzione PV sui consumi finali [kW]:** calcolata secondo la seguente relazione:

$$P_{PV} = \frac{c \cdot C_{finali}}{24 \cdot P_{PVm}}$$

dove il parametro “c” rappresenta la quota di produzione FER sui consumi finali in p.u. al variare dello stato del sistema considerato. Tale valore è stato calcolato e discusso nel report LA1.6. I valori sono brevemente riportati nella tabella che segue.

Tabella 28. Valori in p.u. della quota FER sui consumi finali

SCENARI	c [p.u.]
CA2-2020	0,178
CA2-2030BC	0,212
CA2-2030DEC	0,283
CA2-2040BC	0,287
CA2-2040DEC	0,369

Nella Tabella 29 sono riportati i valori sopra descritti.

Tabella 29. Parametri caratterizzanti gli stati del sistema.

	Valore di picco [kW]		Consumi finali [kWh]		Quota PV [kW]	
	calcolato	considerato	calcolato	considerato	calcolato	considerato
CA2-2020	19	19	653,50	653,50	19,23	20
CA2-2030BC	19	19	973,50	973,50	34,12	35
CA2-2030DEC	19	19	973,50	973,50	45,55	45
CA2-2040BC	19	19	1933,50	1933,50	97,75	90
CA2-2040DEC	19	19	1933,50	1933,50	117,97	120

Dopo aver calcolato i parametri d’interesse è necessario stimare, per ogni stato del sistema, la quota di accumulo da installare. Si procede dunque nel modo seguente:

- si calcola per ogni stato il diagramma giornaliero di produzione fotovoltaica medio e il diagramma giornaliero di carico medio dovuto ai soli consumi fissi;
- si calcola la differenza tra generazione e consumo;
- si valuta il minimo assoluto;
- la taglia dello storage viene calcolata maggiorando del 30% il minimo assoluto del vettore differenza, e scegliendo dunque la taglia commerciale immediatamente più grande del valore calcolato;
- si sceglie di utilizzare delle batterie di tipo 2C in grado di erogare la loro potenza nominale per una durata pari a 2 h, pertanto la capacità viene calcolata moltiplicando per 2 la taglia dello storage.

Nelle figure successive vengono riportate i diagrammi medi calcolati per ogni scenario.

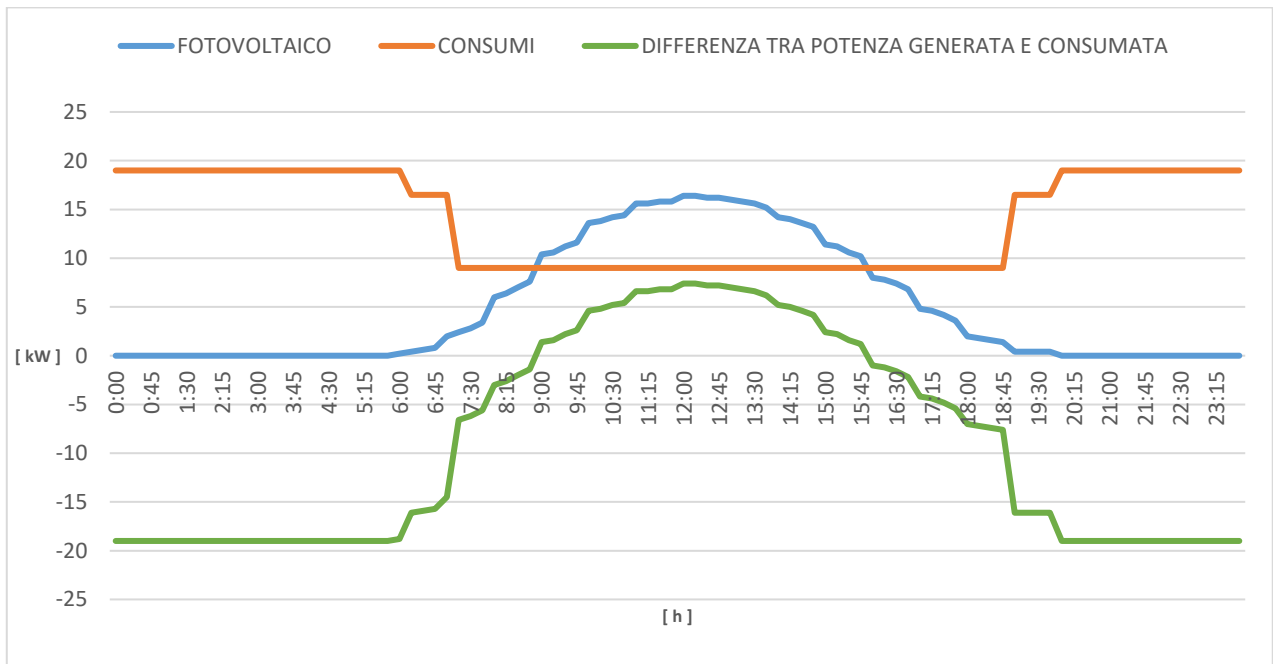


Figura 52. Diagramma medio stato CA2-2020.

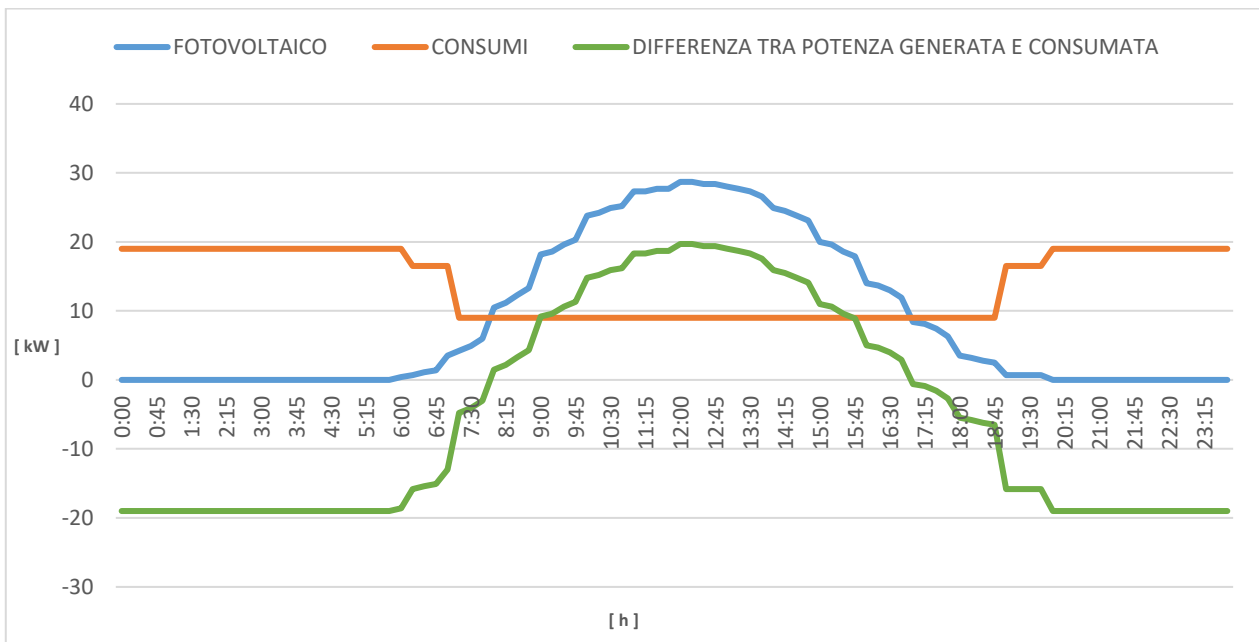


Figura 53. Diagramma medio scenario stato CA2-2030BC.

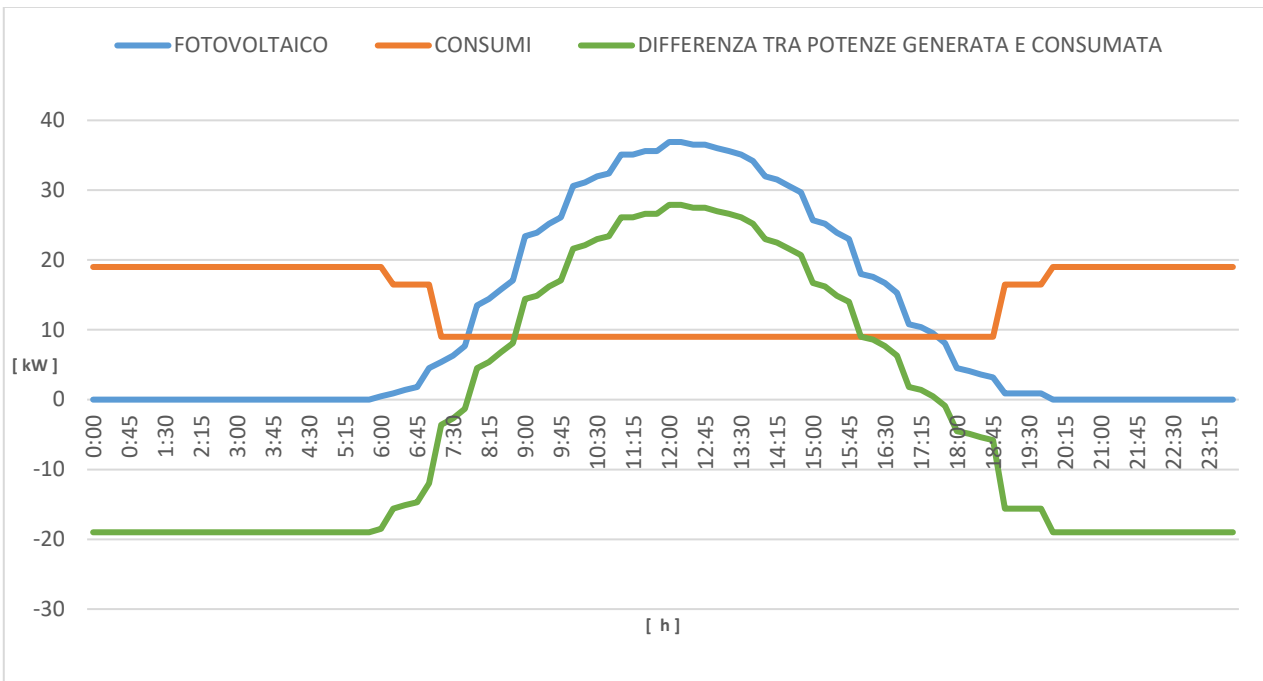


Figura 54. Diagramma medio scenario stato CA2-2030DEC.

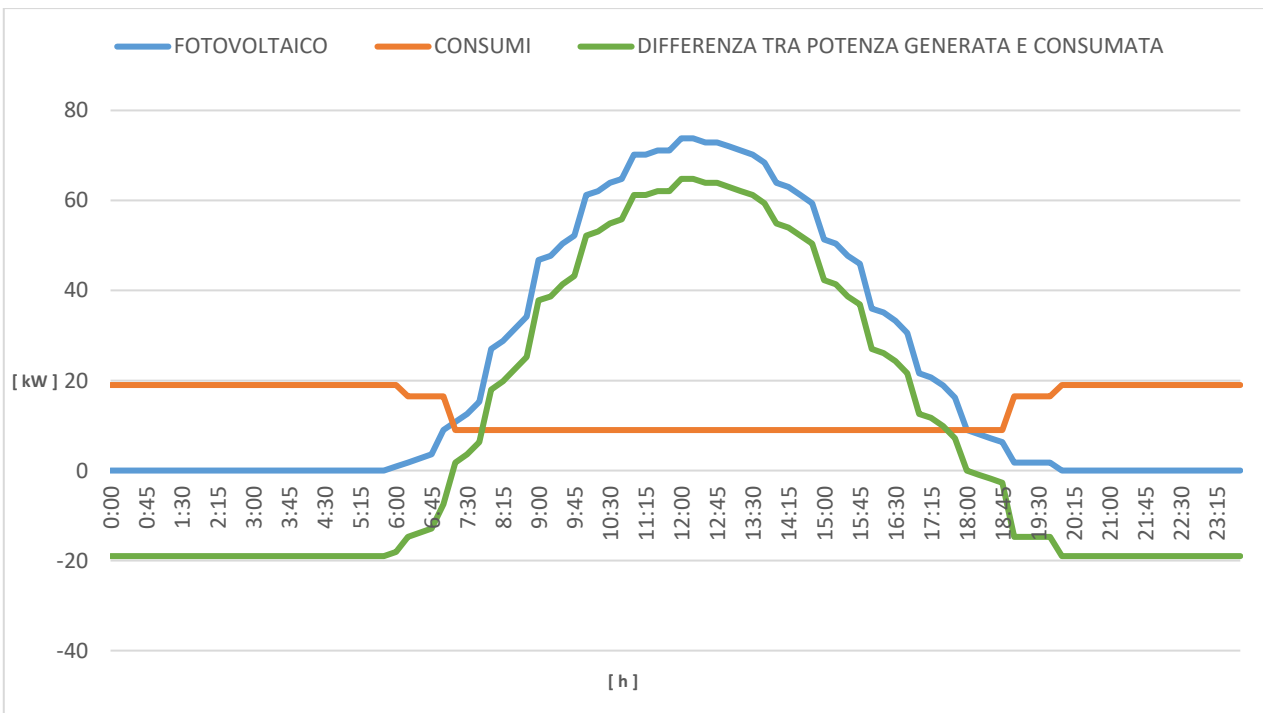


Figura 55. Diagramma medio stato CA2-2040BC.

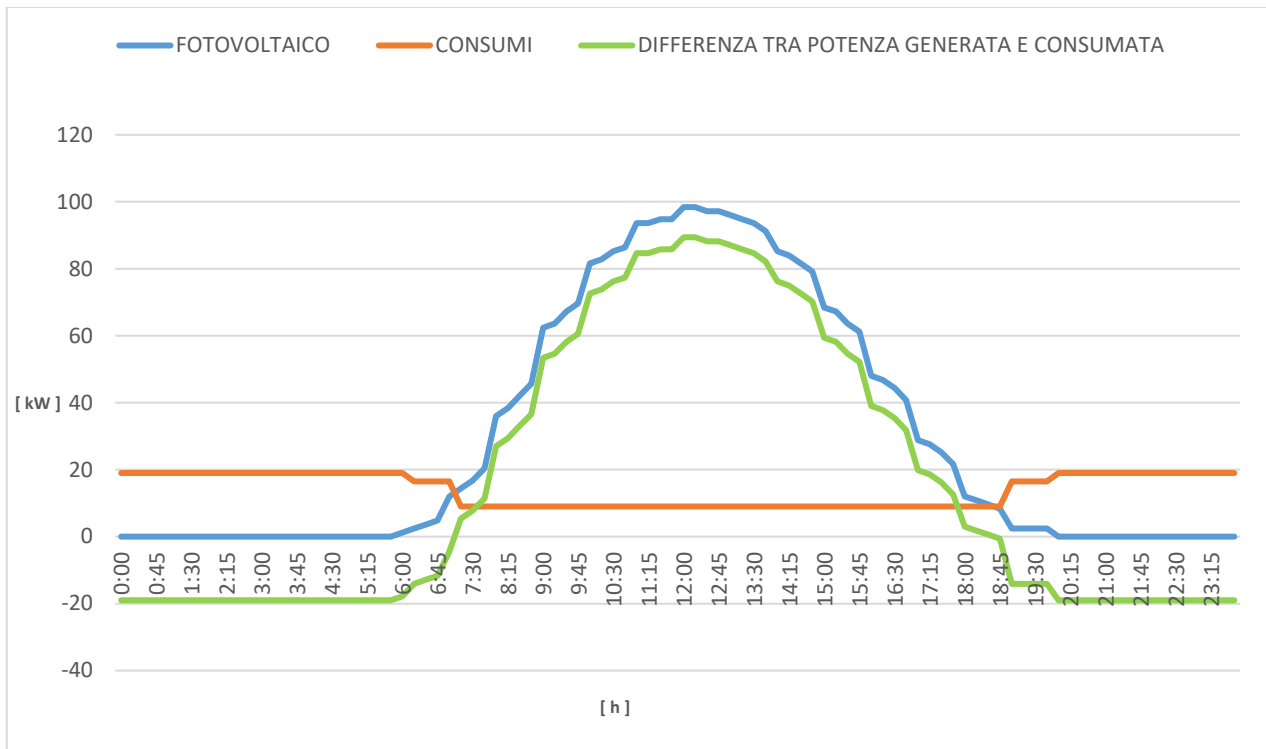


Figura 56. Diagramma medio stato CA2-2040DEC.

Nella Tabella 30 sono riportate le taglie dello storage per ogni stato del sistema.

Tabella 30. Dati storage.

	<i>Taglia [kW]</i>	<i>Capacità [kWh]</i>
CA2-2020	25	50
CA2-2030BC	25	50
CA2-2030DEC	25	50
CA2-2040BC	25	50
CA2-2040DEC	25	50

Tutti i parametri calcolati fino ad ora risultano essenziali per simulare il funzionamento in isola della sezione EVH.

Nei paragrafi successivi vengono riportati ed analizzati i risultati delle simulazioni ottenute tramite il software Matlab.

4.3.1 Stato CA2-2020

Simulazione 1

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i valori riportati nella Tabella 31.

Tabella 31. Dati da estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
4	Autunno	9	Settembre	73	18:15	45 min	19:00	1	2

Dato il caso in esame, ai fini dello studio di nostro interesse, è stato sorteggiato il numero di veicoli (lenti e veloci) connessi alla rete durante il guasto e i relativi SOC. La probabilità che un certo numero di veicoli fosse presente ad una data ora è stata tratta da [21]. Noto il SOC del singolo veicolo è stato determinato il relativo tempo di carica e scarica. In Tabella 32 e in Tabella 33 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero dei veicoli lenti sorteggiati, con le relative specifiche che li caratterizzano. Analogo procedimento è stato attuato per caratterizzare lo storage presente nella zona in isola. In Tabella 34 sono riportati i dati di output della simulazione relativi allo storage.

Tabella 32. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	23	2:40	0:31

Tabella 33. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]
EV1	67	3:04
EV2	12	10:24

Tabella 34. Dati storage.

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
25	32	1:09	0:26

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 35 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 35. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	PV [kW]	Storage [kW]	EV fast [kW]	EV slow [kW]	EV tot [kW]	Illuminazione [kW]	Servizi Stradali [kW]	Guardiola Custode [kW]	Sorveglianza [kW]	LOAD [kW]	Δ (PV-LOAD) [kW]	Storage+EV fast [kW]	BILANCIO [kW]
18:15	1,60	1,40	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	1,00	3,00	-1,40	1,40	0,00
18:30	1,43	1,57	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	1,00	3,00	-1,57	1,57	0,00
18:45	1,17	0,00	1,83	0,00	1,83	0,00	2,00	0,00	1,00	3,00	-1,83	1,83	0,00
19:00	0,94	0,00	2,06	0,00	2,06	0,00	2,00	0,00	1,00	3,00	-2,06	2,06	0,00

I dati riportati in Tabella 35 mostrano che il guasto si verifica alle ore 18:15, ora in cui la generazione fotovoltaica è tale da non essere in grado di mantenere in isola la zona parcheggio. A tal fine i sistemi di controllo intervengono staccando le utenze non essenziali, quali la guardiola custode e gli EV a ricarica lenta. Tale azione non risulta sufficiente, pertanto, vengono disalimentati anche gli EV a ricarica veloce solo dalle 18:15 alle 18:42 (circa). Lo storage interviene colmando il gap formatosi tra carico e generazione, ma, poiché

presenta un SOC non sufficiente (32%) per l'intera durata del guasto, avviene la scarica completa alle 18:42. A quel punto gli EV fast entrano in modalità V2G per riequilibrare la rete. Nelle figure che seguono vengono mostrati i diagrammi con gli andamenti dei vari profili di interesse durante l'intervallo di guasto.

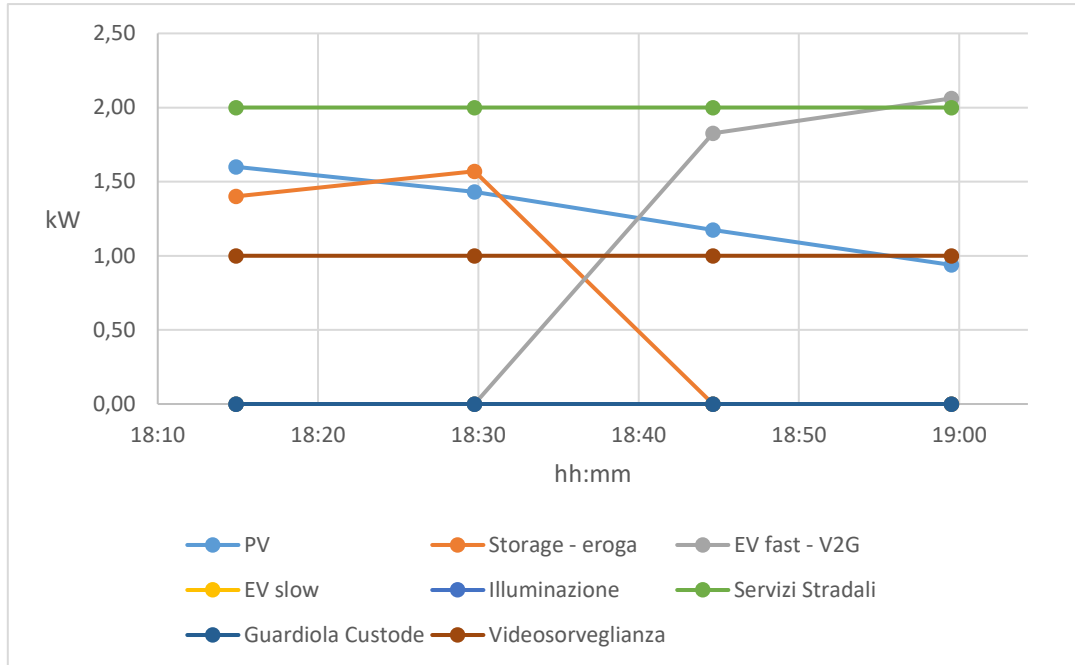


Figura 57. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

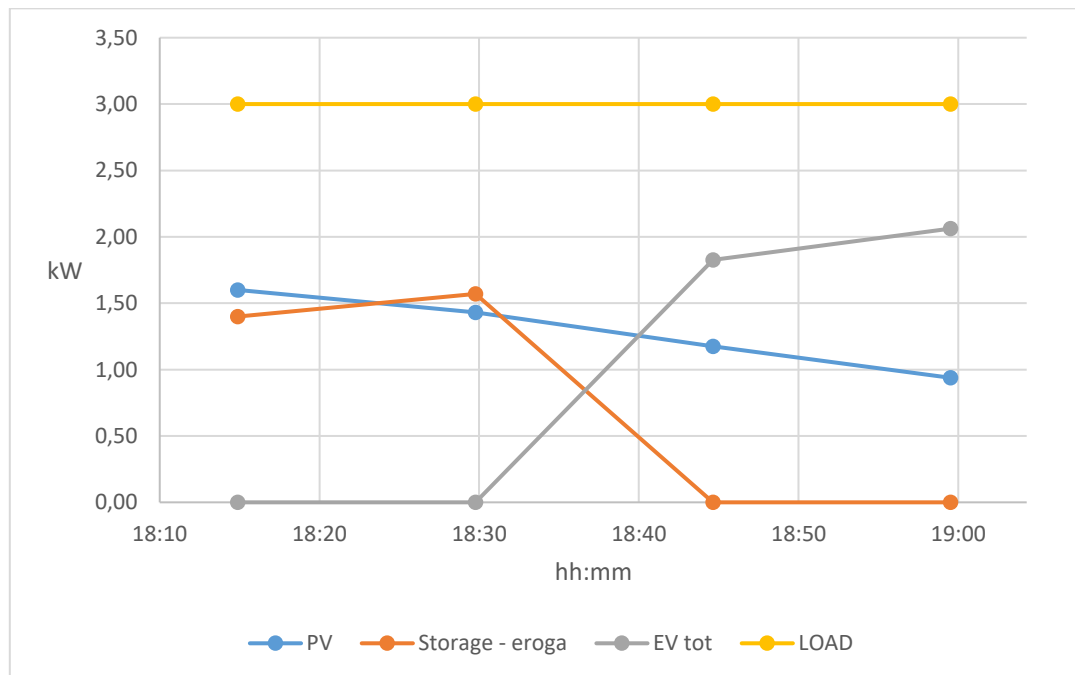


Figura 58. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

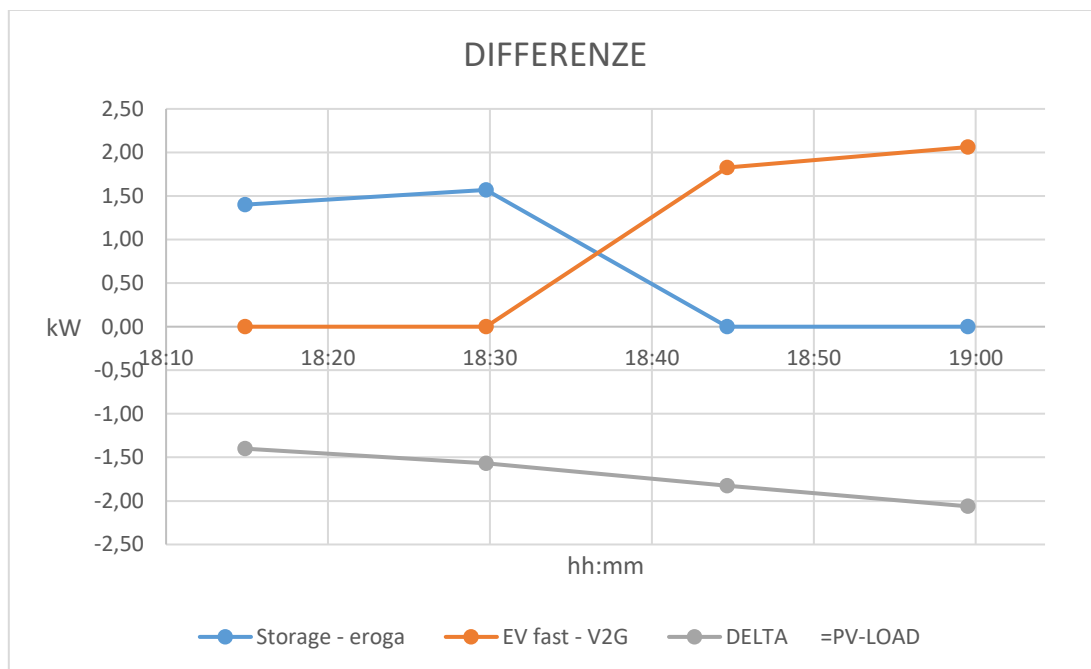


Figura 59. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 2

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i valori riportati nella a Tabella 36.

Tabella 36. Dati da estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
1	Inverno	12	Dicembre	28	07:00	45 min	07:45	0	2

Dato il caso in esame, è stato sorteggiato il numero di veicoli (lente e veloci) connessi alla rete durante il guasto e i relativi SOC. Noto il SOC del singolo veicolo è stato determinato il relativo tempo di carica e scarica. In Tabella 37 viene riportato il numero di veicoli lenti sorteggiati, con le relative specifiche. Analogo procedimento è stato attuato per caratterizzare lo storage presente nella zona in isola. In Tabella 38 sono riportati i dati di output della simulazione relativi allo storage.

Tabella 37. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]
EV1	40	6:40
EV2	55	4:40

Tabella 38. Dati storage.

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
25	16	1:28	0:07

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 39 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Dai dati riportati in Tabella 39 si evince che, nonostante il distacco della guardiola custode e degli EV lenti, il carico rimane maggiore della generazione, nella maggior parte dell'intervallo, in quanto il guasto si è verificato alle 07:00 del mattino quando la produzione fotovoltaica è irrisoria. Non è possibile utilizzare la

tecnologia V2G dal momento che non sono presenti EV a ricarica veloce collegati alla rete, inoltre lo storage presenta un SOC del 16% riuscendo a coprire il fabbisogno energetico dei carichi solamente nei primi 7 minuti.

Tabella 39. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	PV [kW]	Storage [kW]	EV fast [kW]	EV slow [kW]	EV tot [kW]	Illuminazione [kW]	Servizi Stradali [kW]	Guardiola Custode [kW]	Sorveglianza [kW]	LOAD [kW]	Δ (PV-LOAD) [kW]	Storage+EV fast [kW]	BILANCIO [kW]
7:00	0,20	17,80	0,00	0,00	0,00	10,00	7,00	0,00	1,00	18,00	-17,8	17,80	0,00
7:15	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,00	0,00	1,00	8,00	-7,80	0,00	-7,80
7:30	0,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,00	0,00	1,00	8,00	-7,66	0,00	-7,66
7:45	0,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,00	0,00	1,00	8,00	-7,43	0,00	-7,43

Nelle figure che seguono vengono mostrati i diagrammi che mostrano graficamente gli andamenti dei vari profili di nostro interesse durante l'intervallo di guasto.

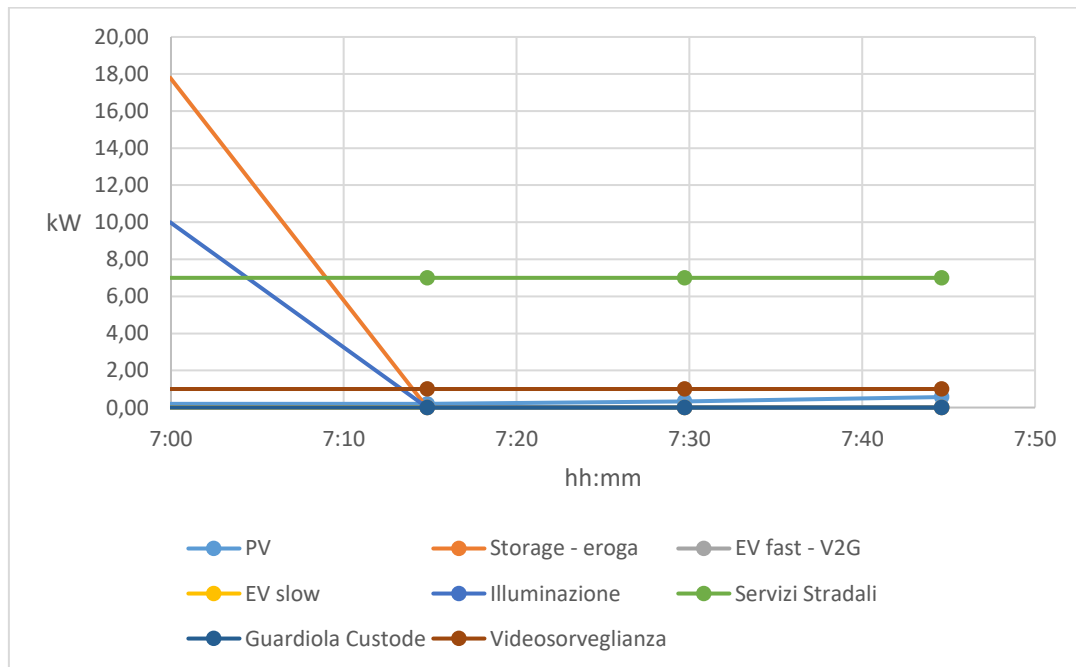


Figura 60. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

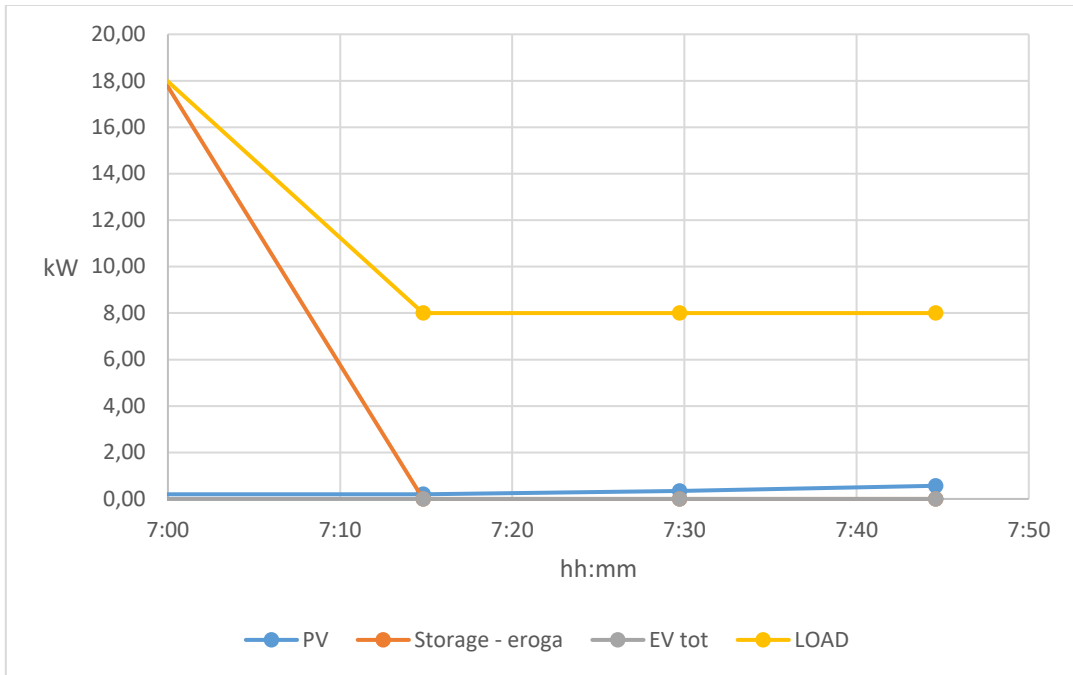


Figura 61. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

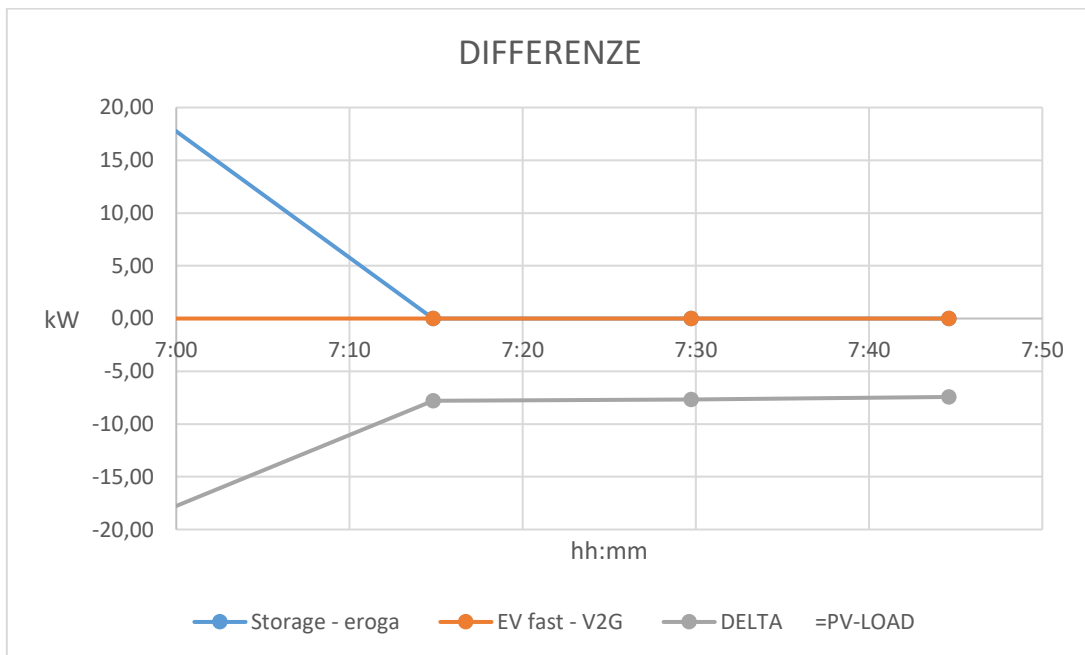


Figura 62. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 3

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i valori della Tabella 40.

Tabella 40. Dati estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
1	Inverno	1	Gennaio	51	12:45	45 min	13:30	0	1

Dato il caso in esame, è stato sorteggiato il numero di veicoli (lente e veloci) connessi alla rete durante il guasto e i relativi SOC. Noto il SOC del singolo veicolo è stato determinato il relativo tempo di carica e scarica. In Tabella 41 e in Tabella 42 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero dei veicoli lenti sorteggiati, con le relative specifiche che li caratterizzano. Analogo procedimento è stato attuato per caratterizzare lo storage presente nella zona in isola. In Tabella 43 sono riportati i dati di output della simulazione relativi allo storage.

Tabella 41. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	54	1:26	1:45
EV2	87	0:07	3:04
EV3	88	0:04	3:07

Tabella 42. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]
EV1	85	0:40

Tabella 43. Dati storage.

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
25	20	1:24	0:12

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 44 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Dai dati riportati in Tabella 44 si evince che l'area parcheggio riesce a mantenere il funzionamento in isola per tutta la durata del guasto. Dai dati si evince che, poiché il guasto avviene alle 12:45, l'impianto fotovoltaico produce in media circa 10 kW per l'intera durata del guasto, la produzione permette di soddisfare la domanda. Il surplus di potenza generata viene utilizzato per caricare lo storage che presenta un SOC del 20 %, pertanto in questo caso lo storage si comporta come carico.

Nelle figure che seguono vengono mostrati i diagrammi degli andamenti dei vari profili di nostro interesse durante l'intervallo di guasto.

Tabella 44. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto	PV	Storage	EV fast	EV slow	EV tot	Illuminazione	Servizi Stradali	Guardiola Custode	Sorveglianza	LOAD	Δ (PV-LOAD)	Storage+EV fast	BILANCIO
[hh:mm]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
12:45	11,22	4,22	0,00	3,00	3,00	0,00	2,00	1,00	1,00	7,00	4,22	4,22	0,00
13:00	11,11	4,11	0,00	3,00	3,00	0,00	2,00	1,00	1,00	7,00	4,11	4,11	0,00
13:15	10,60	3,60	0,00	3,00	3,00	0,00	2,00	1,00	1,00	7,00	3,60	3,60	0,00
13:30	10,38	6,38	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	1,00	1,00	4,00	6,38	6,38	0,00

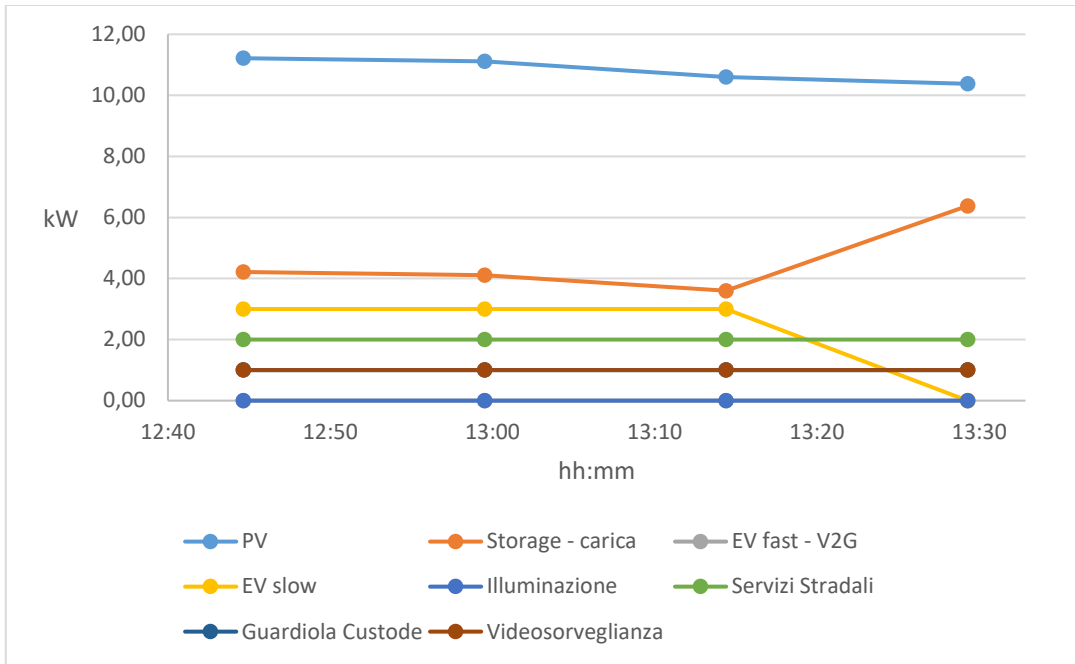


Figura 63. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

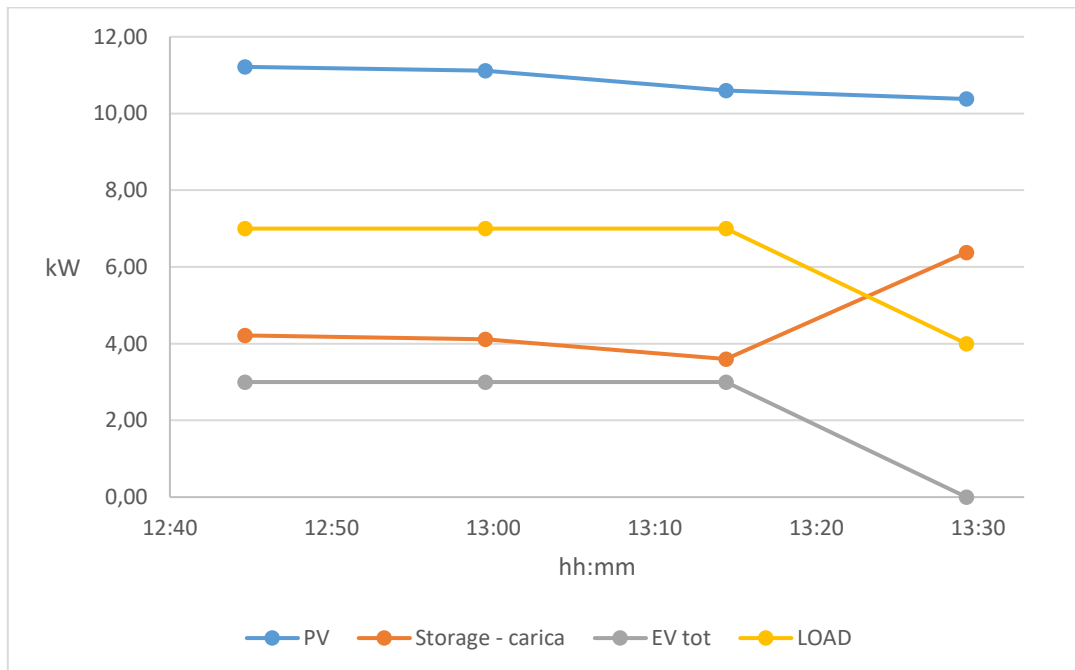


Figura 64. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

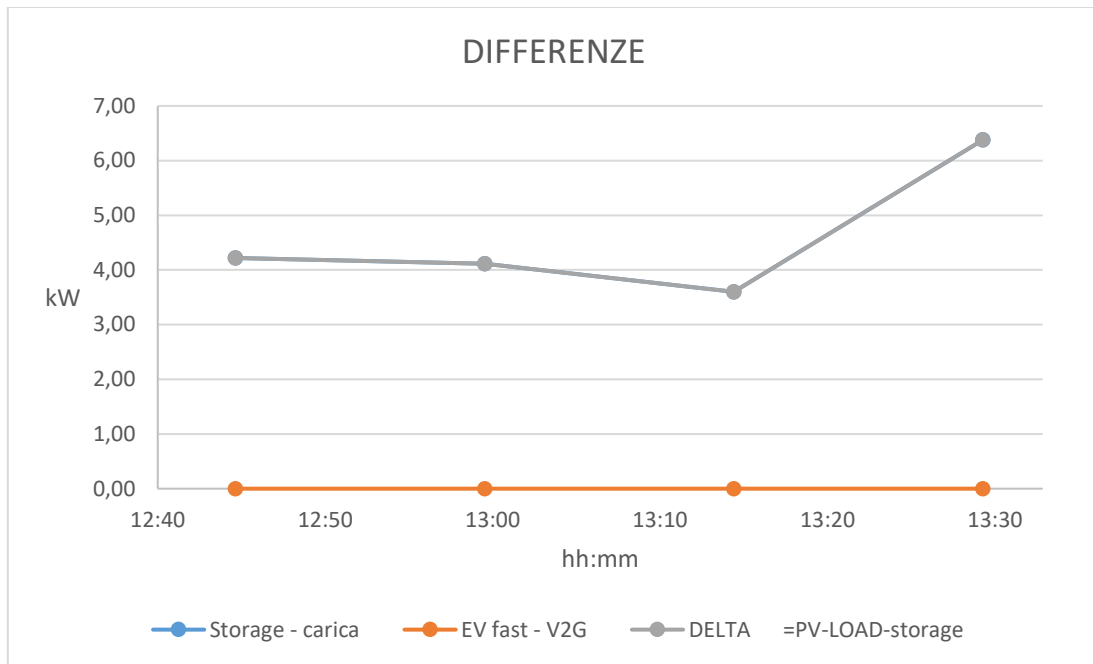


Figura 65. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

4.3.2 Stato CA2-2030BC

Simulazione 1

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i valori della Tabella 45.

Tabella 45. Dati da estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
4	Autunno	9	Settembre	49	12:15	45 min	13:00	1	1

E' stato sorteggiato il numero di veicoli (ricariche lente e veloci) connessi alla rete durante il guasto e i relativi SOC. Noto il SOC del singolo veicolo è stato determinato il relativo tempo di carica e scarica. In Tabella 46 e in Tabella 47 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero dei veicoli lenti sorteggiati, con le relative specifiche che li caratterizzano. Analogo procedimento è stato attuato per caratterizzare lo storage presente nella zona in isola. In Tabella 48 sono riportati i dati di output della simulazione relativi allo storage.

Tabella 46. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	26	1:16	0:19

Tabella 47. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]
EV1	74	2:07

Tabella 48. Dati storage.

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
25	79	0:13	1:22

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 49 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 49. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto	PV	Storage	EV fast	EV slow	EV tot	Illuminazione	Servizi Stradali	Guardiola Custode	Sorveglianza	LOAD	Δ (PV-LOAD)	Storage+EV fast	BILANCIO
[hh:mm]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
12:15	30,45	0,00	10,00	3,00	13,00	0,00	2,00	1,00	1,00	7,00	23,45	-10,0	13,45
12:30	30,19	0,00	10,00	3,00	13,00	0,00	2,00	1,00	1,00	7,00	23,19	-10,0	13,19
12:45	30,20	0,00	10,00	3,00	13,00	0,00	2,00	1,00	1,00	7,00	23,20	-10,0	13,20
13:00	30,10	0,00	10,00	3,00	13,00	0,00	2,00	1,00	1,00	7,00	23,10	-10,0	13,10

Dai dati riportati in Tabella 49 si evince che l'area parcheggio riesce a mantenere il funzionamento in isola per tutta la durata del guasto effettuando azioni di curtailment della generazione, in quanto la produzione fotovoltaica risulta sempre maggiore della domanda di energia. Le auto elettriche (fast+slow) connesse alla rete, anche dopo il guasto, continuano a caricarsi. Per quanto concerne lo storage, questo viene caricato per una durata totale di circa 13 minuti.

Nelle figure che seguono vengono mostrati i diagrammi degli andamenti dei vari profili di nostro interesse durante l'intervallo di guasto.

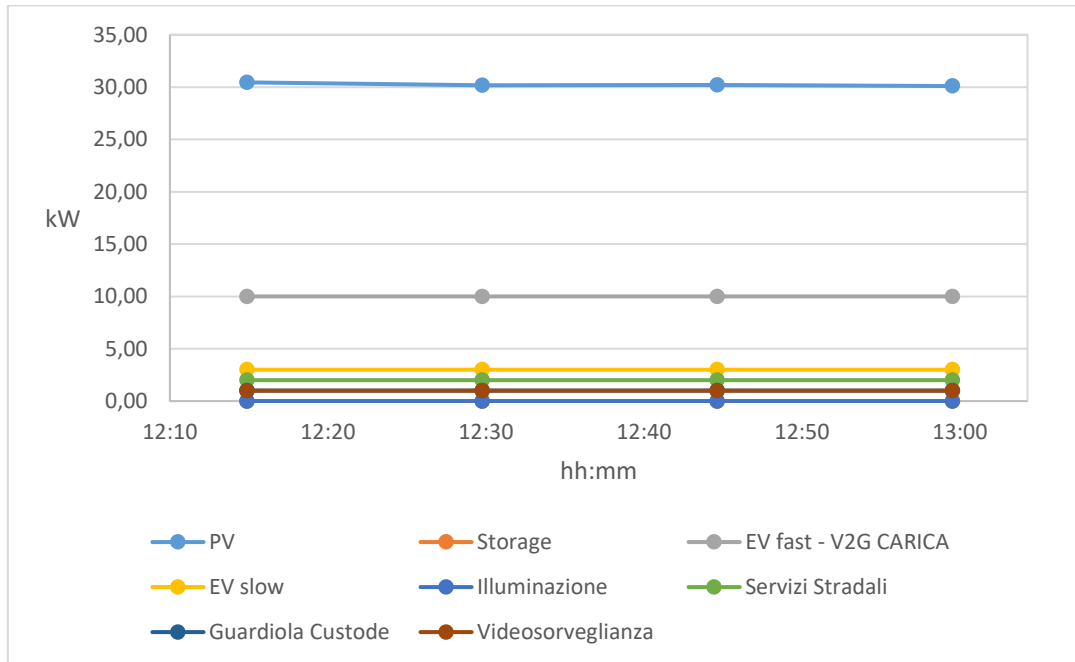


Figura 66. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

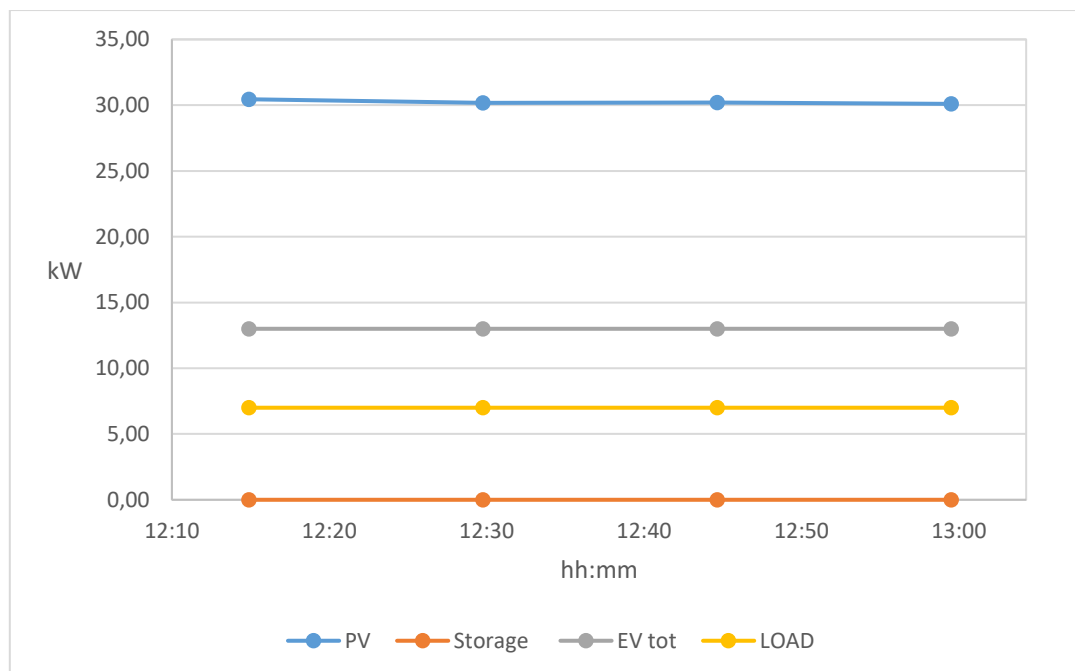


Figura 67. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

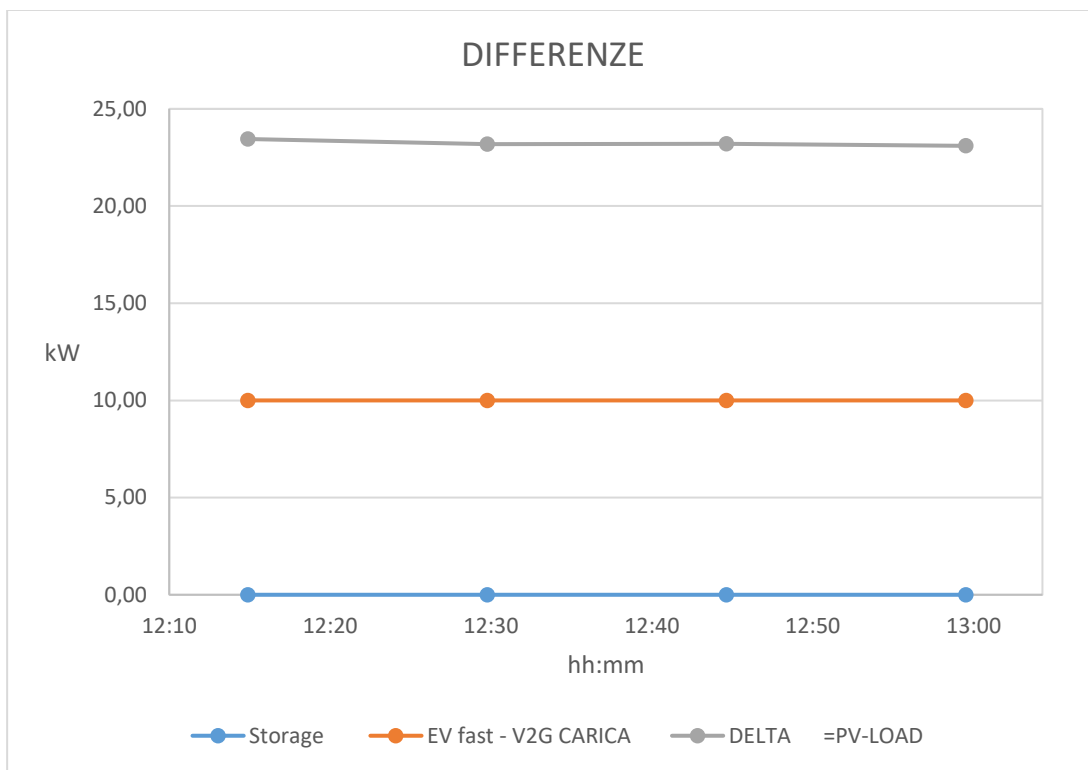


Figura 68. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 2

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i dati nella Tabella 50.

Tabella 50. Dati da estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
2	Primavera	3	Marzo	22	05:30	45 min	06:15	10	3

In Tabella 51 e in Tabella 52 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero dei veicoli lenti sorteggiati, con le relative specifiche che li caratterizzano. In Tabella 53 sono riportati i dati di output della simulazione relativi allo storage.

Tabella 51. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	58	1:16	1:55
EV2	31	2:21	0:50
EV3	58	1:16	1:55
EV4	67	0:55	2:16
EV5	27	2:31	0:40
EV6	19	2:50	0:21
EV7	34	2:14	0:57
EV8	35	2:12	1:00
EV9	44	1:50	1:21
EV10	51	1:33	1:38

Tabella 52. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n.	SOC [%]	t carica [h]
EV1	16	9:52
EV2	31	7:52
EV3	74	2:08

Tabella 53. Dati storage.

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
25	12	1:33	0:02

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 54 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Dai dati riportati in Tabella 54 si evince che l'area parcheggio riesce a mantenere il funzionamento in isola per tutta la durata del guasto. Questo viene reso possibile grazie ai veicoli veloci che erogano energia durante il guasto (V2G). La produzione fotovoltaica è quasi nulla.

Per mantenere il funzionamento in isola della zona parcheggio vengono distaccate dalla rete tutte le auto lente che un istante prima del guasto si stavano caricando. Grazie alla tecnologia Vehicle to grid, i 10 veicoli fast collegati alla rete garantiscono l'alimentazione dei seguenti impianti: illuminazione stradale, guardiola, videosorveglianza e servizi stradali.

Lo storage, che presenta un SOC molto basso (circa 12%), non partecipa al funzionamento in isola della zona. Esso non viene caricato in quanto si dà priorità ai servizi sopra citati.

Nelle figure che seguono vengono mostrati i diagrammi degli andamenti dei vari profili di nostro interesse durante l'intervallo di guasto.

Tabella 54. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	PV [kW]	Storage [kW]	EV fast [kW]	EV slow [kW]	EV tot [kW]	Illuminazione [kW]	Servizi Stradali [kW]	Guardiola Custode [kW]	Sorveglianza [kW]	LOAD [kW]	Δ (PV-LOAD) [kW]	Storage+EV fast [kW]	BILANCIO [kW]
5:30	0,00	0,00	18,0	0,00	18,00	10,00	7,00	0,00	1,00	18,0	-18,0	18,00	0,00
5:45	0,35	0,00	17,6	0,00	17,65	10,00	7,00	0,00	1,00	18,0	-17,6	17,65	0,00
6:00	0,35	0,00	17,6	0,00	17,65	10,00	7,00	0,00	1,00	18,0	-17,6	17,65	0,00
6:15	0,70	0,00	17,3	0,00	17,30	10,00	7,00	0,00	1,00	18,0	-17,3	17,30	0,00

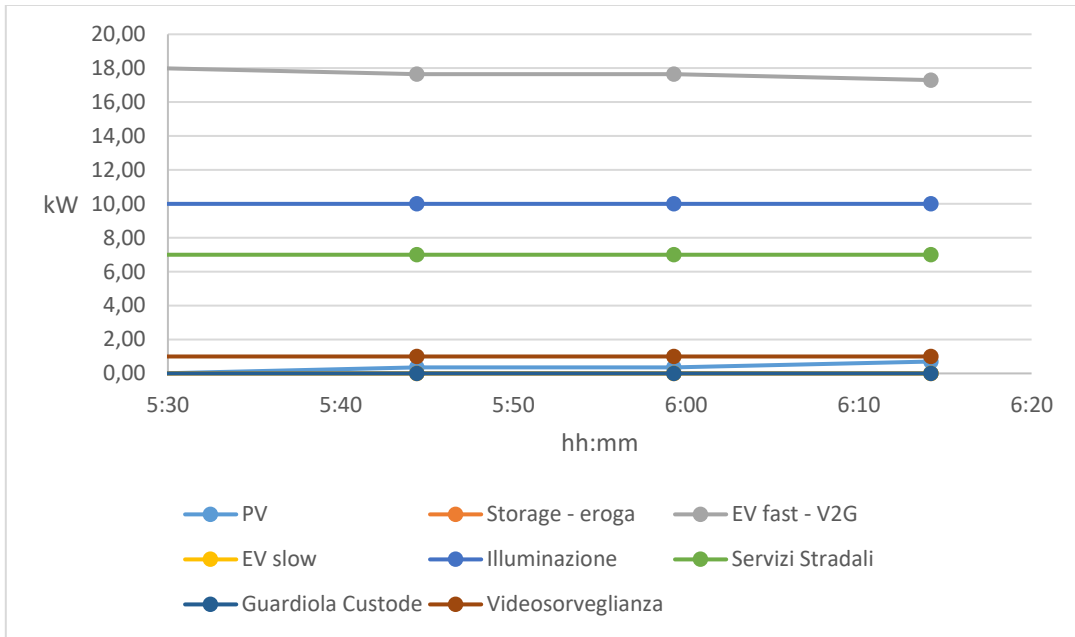


Figura 69. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

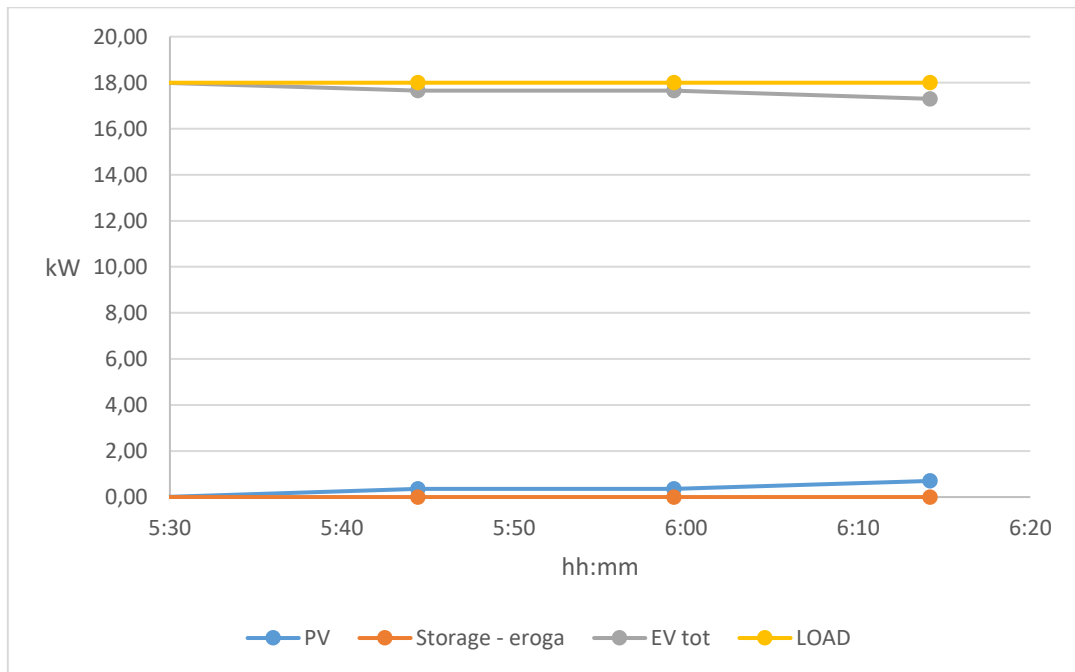


Figura 70. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

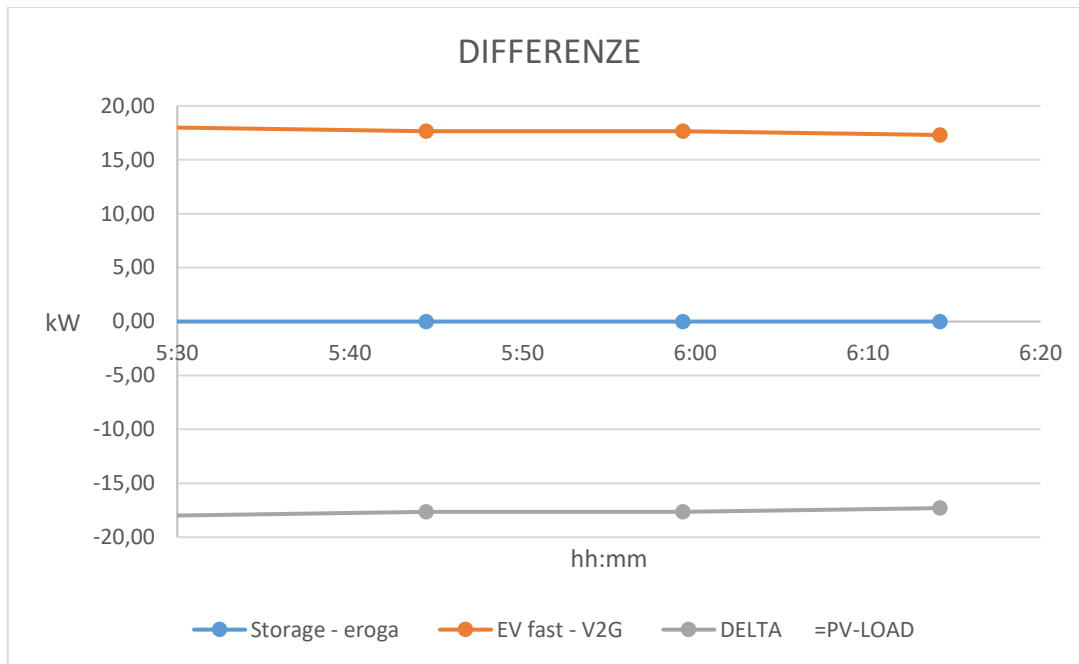


Figura 71. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 3

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i dati della Tabella 55. In Tabella 56 e in Tabella 57 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero dei veicoli lenti sorteggiati, con le relative specifiche che li caratterizzano. In Tabella 58 sono riportati i dati di output della simulazione relativi allo storage.

Tabella 55. Dati da estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
1	Inverno	12	Dicembre	71	17:45	45 min	18:30	3	1

Tabella 56. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
EV1	88	0:04	3:07
EV2	54	1:26	1:45
EV3	52	1:31	1:40

Tabella 57. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n.	SOC [%]	t carica [h]
EV1	28	8:16
EV10	0	0:00

Tabella 58. Dati storage.

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
25	49	0:49	0:46

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 59 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 59. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	PV [kW]	Storage [kW]	EV fast [kW]	EV slow [kW]	EV tot [kW]	Iluminazione [kW]	Servizi Stradali [kW]	Guardiola Custode [kW]	Sorveglianza [kW]	LOAD [kW]	Δ (PV-LOAD) [kW]	Storage+EV fast [kW]	BILANCIO [kW]
17:45	0,00	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	1,00	3,00	-3,00	3,00	0,00
18:00	0,00	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	1,00	3,00	-3,00	3,00	0,00
18:15	0,00	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	1,00	3,00	-3,00	3,00	0,00
18:30	0,00	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	1,00	3,00	-3,00	3,00	0,00

Dai dati riportati in Tabella 59 si evince che l'area parcheggio riesce a mantenere il funzionamento in isola per tutta la durata del guasto. I dati mostrano una produzione fotovoltaica nulla e per mantenere in isola la zona parcheggio sono stati distaccate dalla rete tutte le auto sia lente che veloci. Lo storage, che presenta un SOC del 49%, alimenterà solamente i servizi stradali e la videosorveglianza, ritenuti carichi privilegiati. Nelle figure che seguono vengono mostrati i diagrammi degli andamenti dei vari profili di nostro interesse durante l'intervallo di guasto.

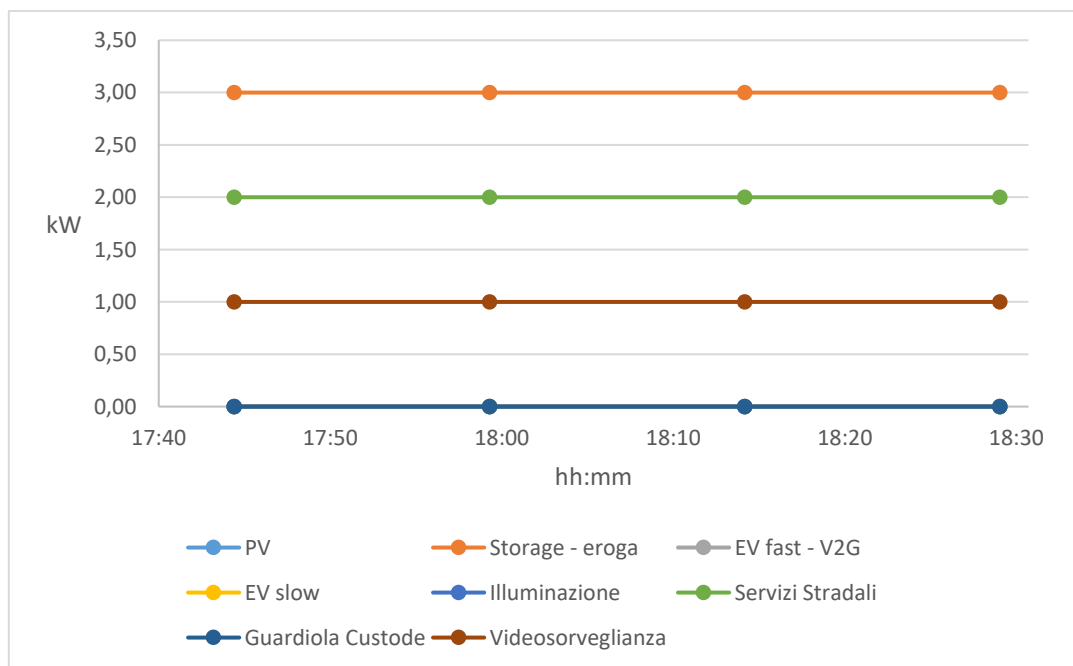


Figura 72. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

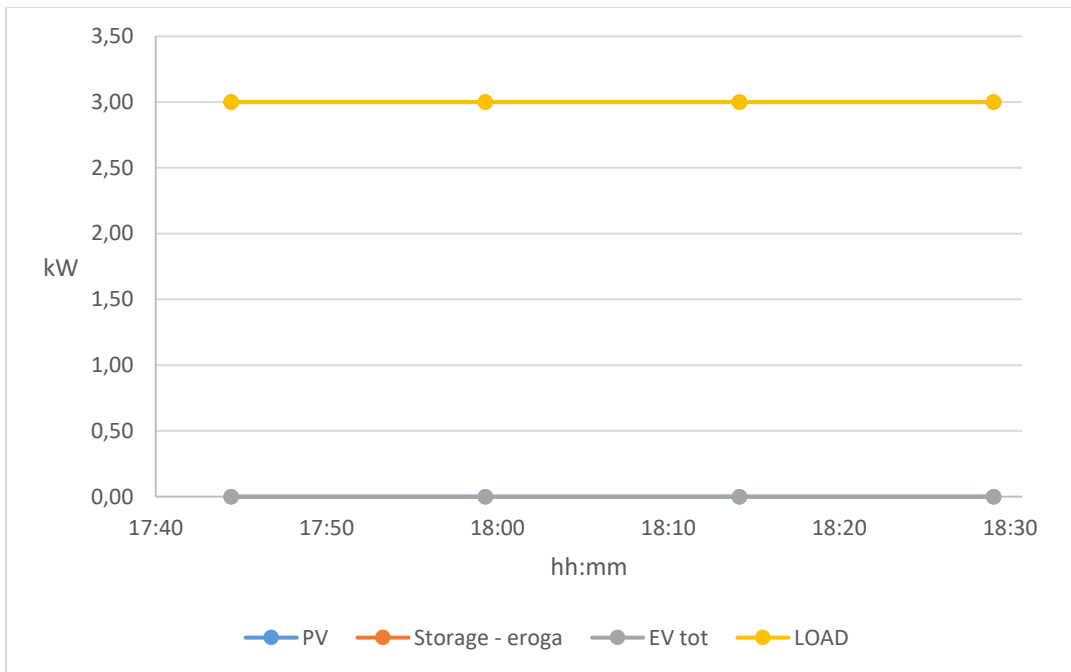


Figura 73. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

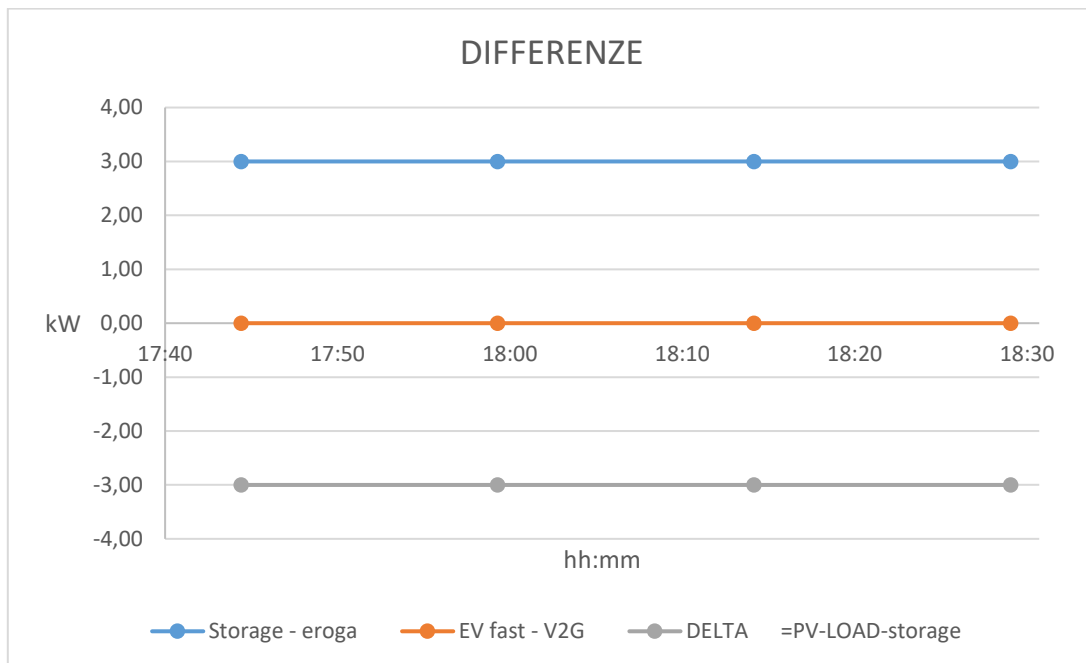


Figura 74. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

4.3.3 Stato CA2-2030DEC

Simulazione 1

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i dati riportati nella Tabella 60.

Tabella 60. Dati da estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
4	Autunno	10	Ottobre	87	21:45	45 min	22:30	4	7

In Tabella 61 e in Tabella 62 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero dei veicoli lenti sorteggiati, con le relative specifiche che li caratterizzano. In Tabella 63 sono riportati i dati di output della simulazione relativi allo storage.

Tabella 61. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
EV1	49	1:38	1:33
EV2	74	0:38	2:33
EV3	21	2:45	0:26
EV4	44	1:50	1:21

Tabella 62. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n.	SOC [%]	t carica [h]
EV1	84	0:48
EV2	74	2:08
EV3	87	0:24
EV4	63	3:36
EV5	12	10:24
EV6	78	1:36
EV7	85	0:40

Tabella 63. Dati storage.

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
25	64	0:31	1:04

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 64 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 64. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto	PV	Storage	EV fast	EV slow	EV tot	Illuminazione	Servizi Stradali	Guardiola Custode	Sorveglianza	LOAD	Δ (PV-LOAD)	Storage+EV fast	BILANCIO
[hh:mm]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
21:45	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	10,0	7,0	0,0	1,0	18,0	-18,0	18,0	0,0
22:00	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	10,0	7,0	0,0	1,0	18,0	-18,0	18,0	0,0
22:15	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	10,0	7,0	0,0	1,0	18,0	-18,0	18,0	0,0
22:30	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	10,0	7,0	0,0	1,0	18,0	-18,0	18,0	0,0

Dai dati riportati in Tabella 64 si evince che l'area parcheggio riesce a mantenere il funzionamento in isola per tutta la durata del guasto. I dati mostrano una produzione fotovoltaica nulla e per mantenere in isola la zona parcheggio sono state distaccate dalla rete tutte le auto sia lente che veloci. Lo storage, che presenta un SOC del 64%, alimenterà gli impianti di: illuminazione stradale, servizi stradali, videosorveglianza e guardiola. Nelle figure che seguono vengono mostrati i diagrammi degli andamenti dei vari profili di nostro interesse durante l'intervallo di guasto.

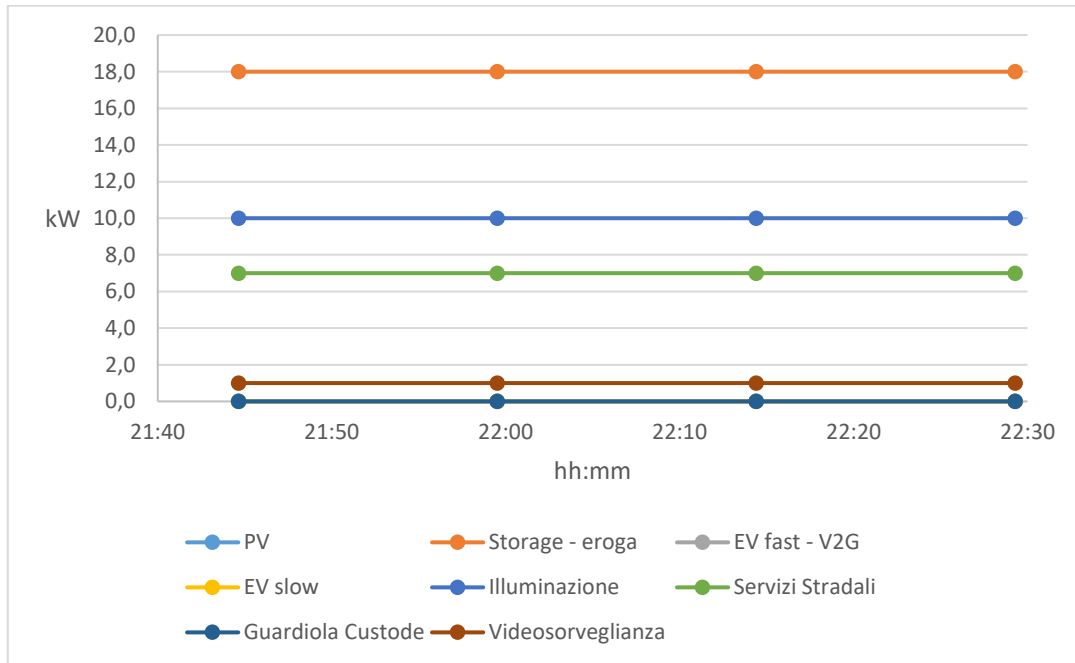


Figura 75. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

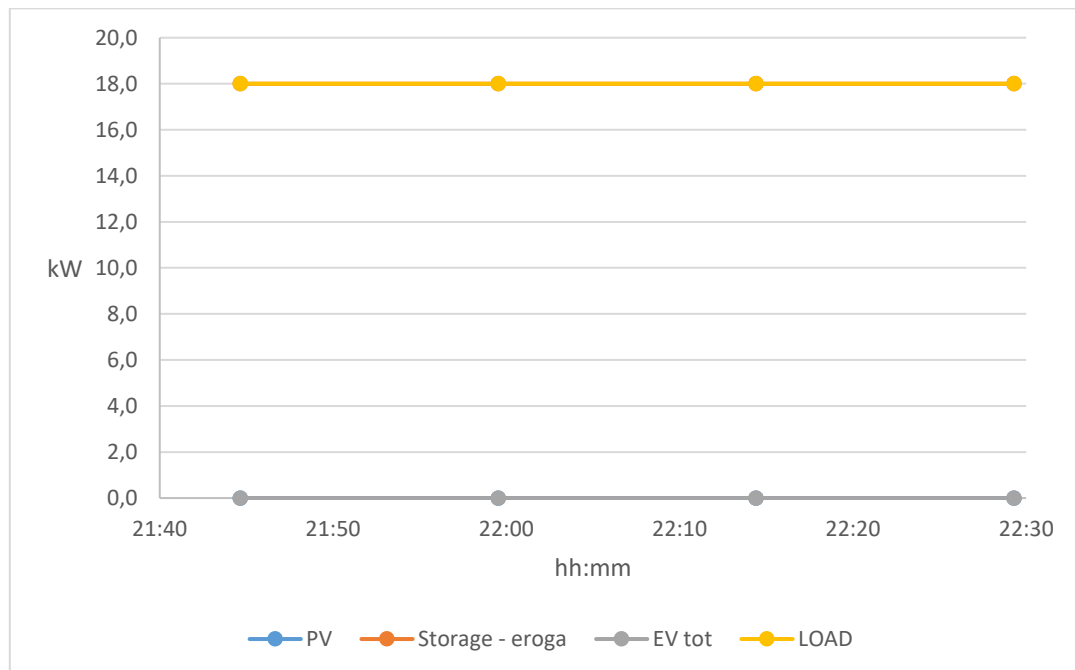


Figura 76. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

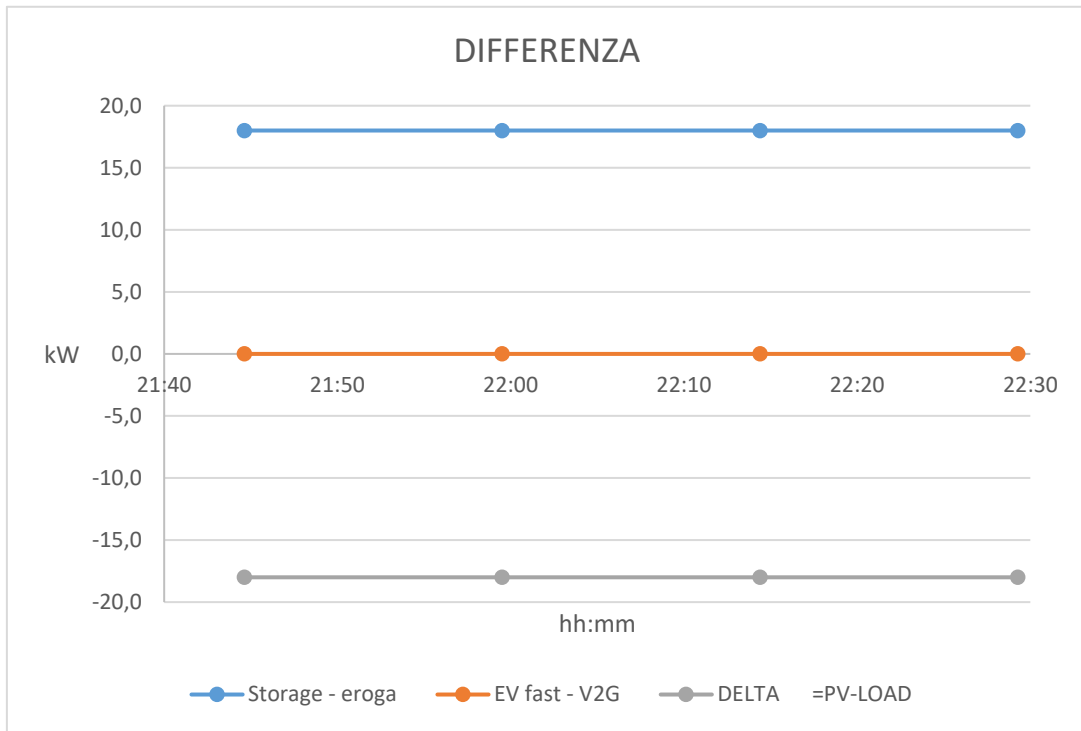


Figura 77. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 2

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i valori riportati nella Tabella 65.

Tabella 65. Dati da estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
4	Autunno	9	Settembre	44	11:00	45 min	11:45	2	0

In Tabella 66 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci con le relative specifiche che li caratterizzano. Non risulta essere presente la tabella relativa ai veicoli lenti in quanto è nullo il numero di veicoli lenti connessi alla rete. In Tabella 67 sono riportati i dati di output della simulazione relativi allo storage.

Tabella 66. Numero di EV veloci e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
EV1	83	0:16	2:55
EV2	22	2:43	0:28
EV3	0	0:00	0:00
EV4	0	0:00	0:00
EV5	0	0:00	0:00
EV6	0	0:00	0:00
EV7	0	0:00	0:00
EV8	0	0:00	0:00
EV9	0	0:00	0:00
EV10	0	0:00	0:00

Tabella 67. Dati storage.

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
25	76	0:16	1:19

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 68 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

I dati riportati in Tabella 68 mostrano una situazione in cui si hanno solamente veicoli veloci collegati in rete e una produzione fotovoltaica maggiore della domanda. Dunque, durante il guasto, è possibile caricare sia lo storage che gli EV fast. Lo storage presenta un SOC del 76 %, quindi dopo circa 15 minuti dall'inizio del guasto non può più essere caricato. Gli EV fast nel primo istante adattano il loro assorbimento per equilibrare la rete e, solo dopo che lo storage si è caricato completamente, assorbono la loro massima potenza. Si riesce ad ottenere, mediante azione di curtailment della generazione, il funzionamento in isola della porzione di rete esaminata.

Tabella 68. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto	PV	Storage	EV fast	EV slow	EV tot	Illuminazione	Servizi Stradali	Guardiola Custode	Sorveglianza	LOAD	Δ (PV-LOAD)	Storage+EV fast	BILANCIO
[hh:mm]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
11:00	33,69	-25,0	4,69	0,00	20,00	0,00	2,00	1,00	1,00	4,00	29,69	-29,7	59,38
11:15	36,90	-25,0	10,00	0,00	10,00	0,00	2,00	1,00	1,00	4,00	32,90	-35,0	67,90
11:30	37,05	0,00	10,00	0,00	10,00	0,00	2,00	1,00	1,00	4,00	33,05	10,00	43,05
11:45	37,37	0,00	10,00	0,00	10,00	0,00	2,00	1,00	1,00	4,00	33,37	10,00	43,37

Nelle figure che seguono vengono mostrati i diagrammi degli andamenti dei vari profili di nostro interesse durante l'intervallo di guasto.

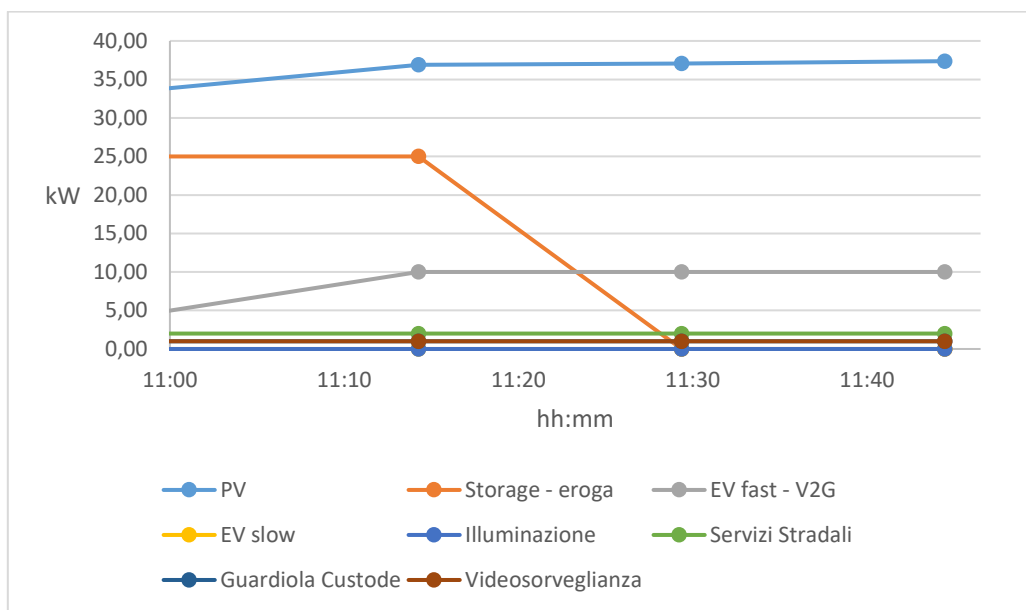


Figura 78. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

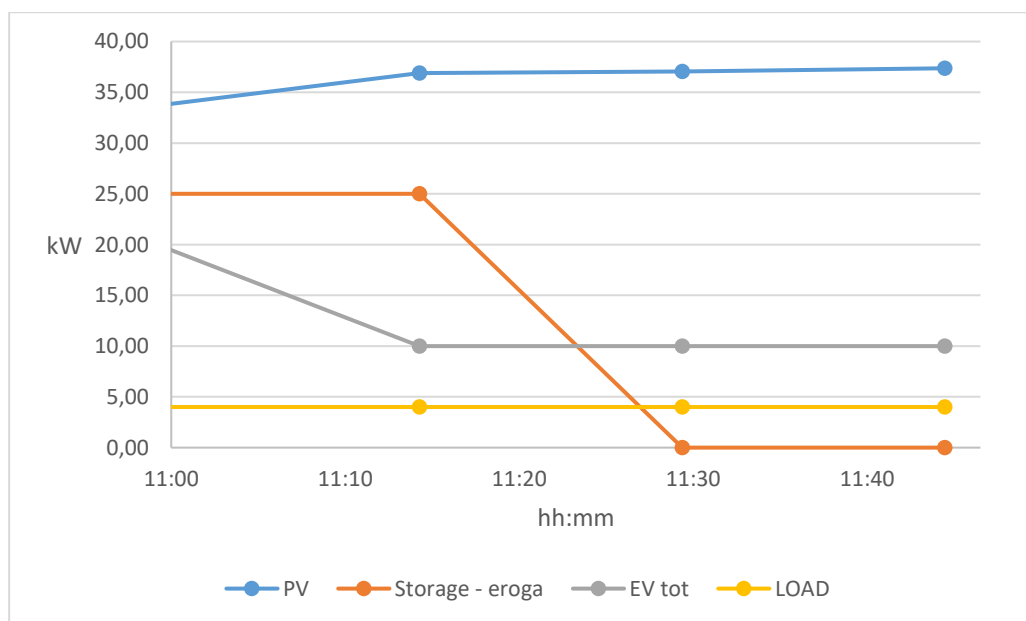


Figura 79. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

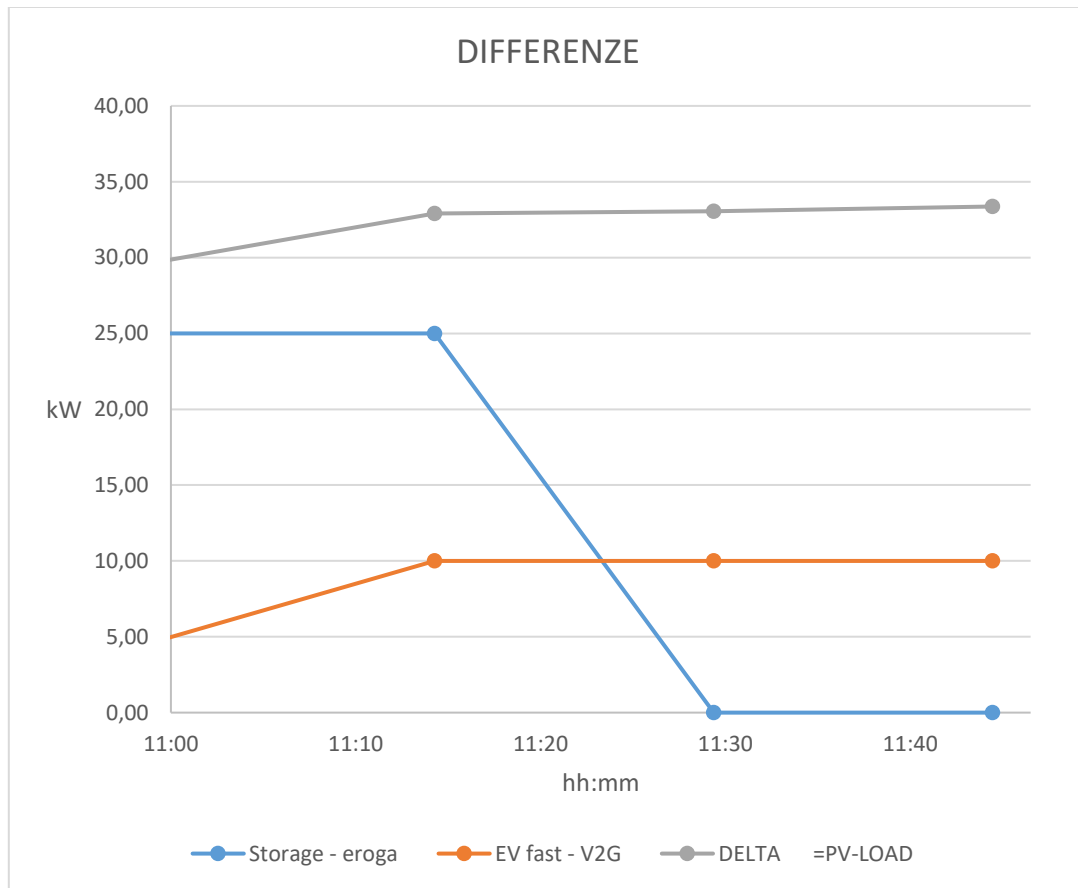


Figura 80. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 3

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i valori riportati nella Tabella 69.

Tabella 69. Dati da estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
4	Autunno	10	Ottobre	72	18:00	45 min	18:45	3	2

In Tabella 70 e in Tabella 71 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero dei veicoli lenti sorteggiati, con le relative specifiche che li caratterizzano. In Tabella 72 sono riportati i dati di output della simulazione relativi allo storage.

Tabella 70. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
EV1	32	2:19	0:52
EV2	13	3:04	0:07
EV3	17	2:55	0:16
EV9	0	0:00	0:00
EV10	0	0:00	0:00

Tabella 71. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n.	SOC [%]	t carica [h]
EV1	76	1:52
EV2	66	3:12

Tabella 72. Dati storage.

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
25	35	1:06	0:30

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 73 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 73. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	PV [kW]	Storage [kW]	EV fast [kW]	EV slow [kW]	EV tot [kW]	Illuminazione [kW]	Servizi Stradali [kW]	Guardiola Custode [kW]	Sorveglianza [kW]	LOAD [kW]	Δ (PV-LOAD) [kW]	Storage+EV fast [kW]	BILANCIO [kW]
18:00	4,26	1,26	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	1,00	3,00	1,26	1,26	0,00
18:15	0,45	2,55	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	1,00	3,00	-2,55	2,55	0,00
18:30	0,45	0,00	2,55	0,00	2,55	0,00	2,00	0,00	1,00	3,00	-2,55	2,55	0,00
18:45	0,45	0,00	2,55	0,00	2,55	0,00	2,00	0,00	1,00	3,00	-2,55	2,55	0,00

I dati riportati in Tabella 73 mostrano una situazione in cui, a seguito del guasto, grazie a logiche di controllo dei sistemi presenti, è possibile mantenere in isola la zona parcheggio. Avviene il guasto e vengono disconnessi i carichi ritenuti non essenziali quali la guardiola custode e gli EV a ricarica lenta. All'istante del guasto l'impianto FV si trova in una fase di diminuzione della produzione; nonostante ciò, all'inizio si ha un surplus di energia prodotta e pertanto lo storage per i primi 15 minuti si carica in modo da mantenere l'equilibrio. Negli istanti successivi, la produzione fotovoltaica non riesce a soddisfare la richiesta e dunque interviene lo storage erogando fino alla sua completa scarica. Scaricatosi lo storage la domanda viene soddisfatta grazie ai veicoli veloci (numero veicoli fast 3) che attuano la tecnologia V2G.

Nelle figure che seguono vengono mostrati i diagrammi degli andamenti dei vari profili di nostro interesse durante l'intervallo di guasto.

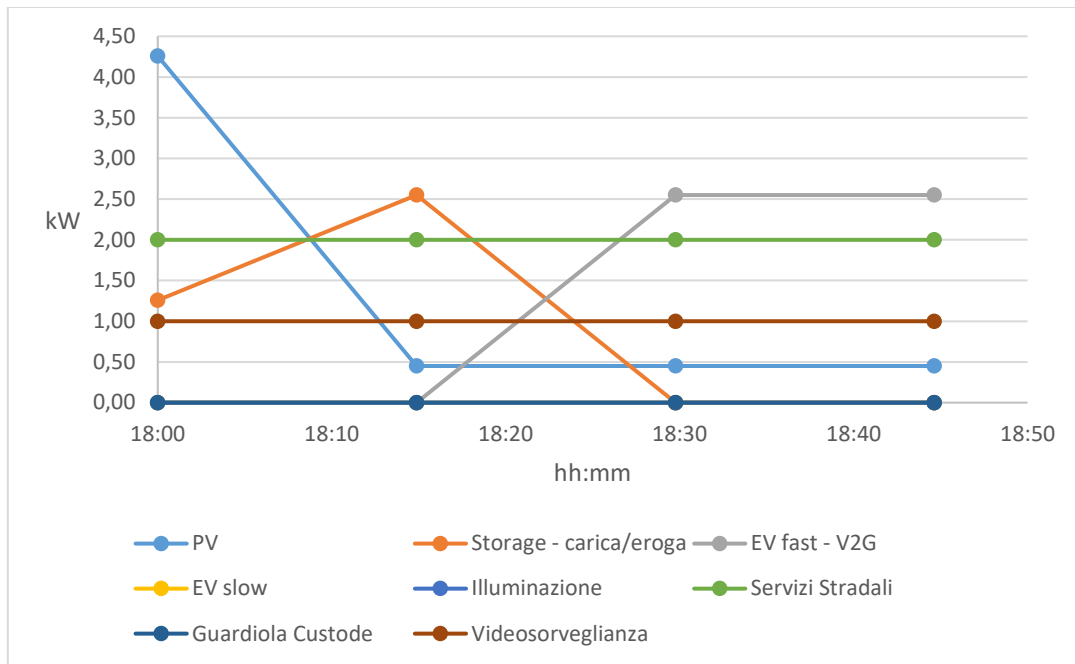


Figura 81. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

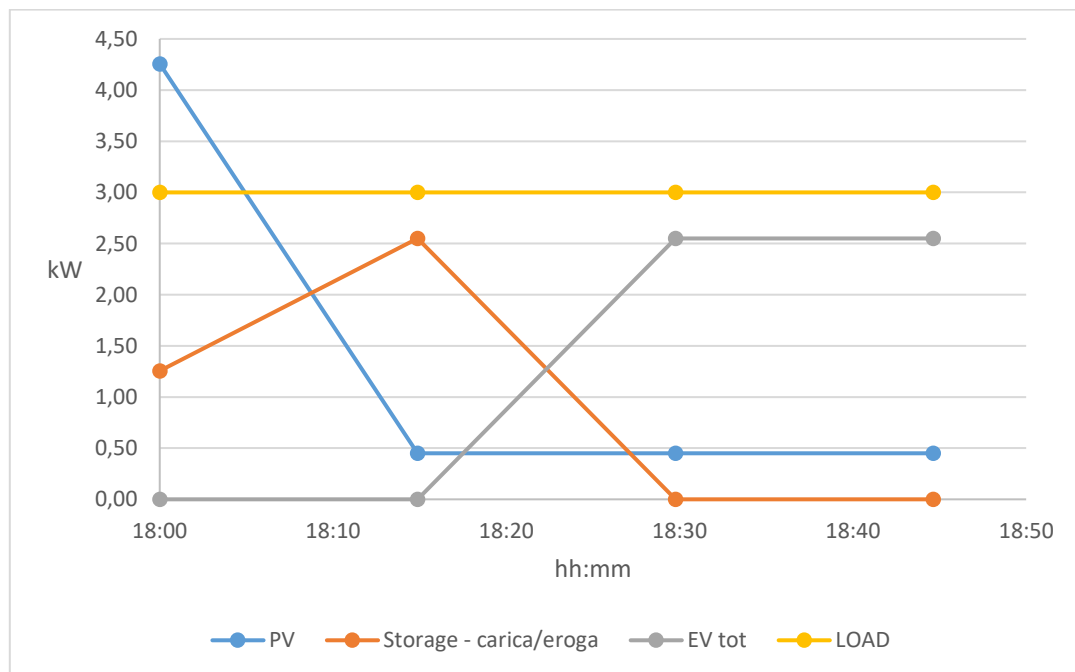


Figura 82. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

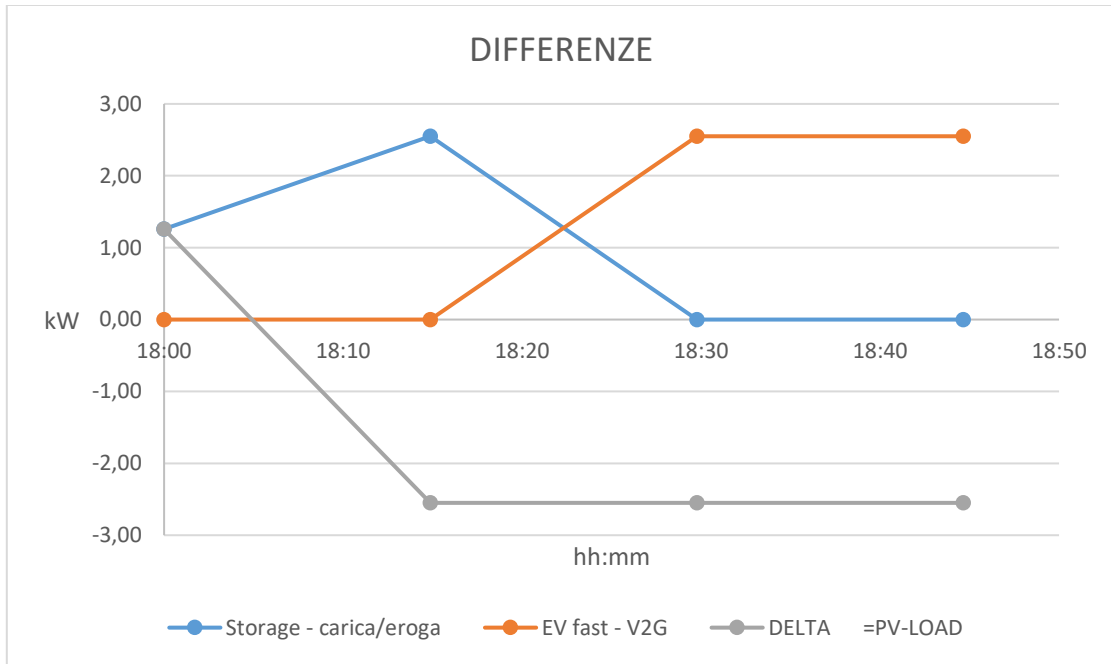


Figura 83. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

4.3.4 Stato CA2-2040BC

Simulazione 1

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i dati riportati nella Tabella 74.

Tabella 74. Dati da estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
1	Inverno	12	Dicembre	4	01:00	45 min	01:45	16	23

In Tabella 75 e in Tabella 76 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero dei veicoli lenti sorteggiati, con le relative specifiche che li caratterizzano. In Tabella 77 sono riportati i dati di output della simulazione relativi allo storage.

Tabella 75. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
EV1	14	3:02	0:09
EV2	65	1:00	2:12
EV3	13	3:04	0:07
EV4	15	3:00	0:12
EV5	52	1:31	1:40
EV6	17	2:55	0:16
EV7	76	0:33	2:38
EV8	76	0:33	2:38
EV9	68	0:52	2:19
EV10	22	2:43	0:28
EV11	63	1:04	2:07
EV12	52	1:31	1:40
EV13	88	0:04	3:07
EV14	62	1:07	2:04
EV15	74	0:38	2:33
EV16	46	1:45	1:26

Tabella 76. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n.	SOC [%]	t carica [h]
EV1	45	6:00
EV2	76	1:52
EV3	16	9:52
EV4	20	9:20
EV5	24	8:48
EV6	41	6:32
EV7	77	1:44
EV8	75	2:00
EV9	14	10:08
EV10	42	6:24
EV11	52	5:04
EV12	43	6:16
EV13	63	3:36
EV14	60	4:00
EV15	33	7:36
EV16	44	6:08

EV17	11	10:32
EV18	89	0:07
EV19	23	8:56
EV20	18	9:36
EV21	40	6:40
EV22	26	8:32
EV23	49	5:28

Tabella 77. Dati storage.

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
25	37	1:03	0:32

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 78 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 78. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	PV [kW]	Storage [kW]	EV fast [kW]	EV slow [kW]	EV tot [kW]	Illuminazione [kW]	Servizi Stradali [kW]	Guardiola Custode [kW]	Sorveglianza [kW]	LOAD [kW]	Δ (PV-LOAD) [kW]	Storage+EV fast [kW]	BILANCIO [kW]
1:00	0,00	18,00	0,00	0,00	0,00	10,00	7,00	0,00	1,00	18,00	-18,0	18,00	0,00
1:15	0,00	18,00	0,00	0,00	0,00	10,00	7,00	0,00	1,00	18,00	-18,0	18,00	0,00
1:30	0,00	0,00	18,00	0,00	18,00	10,00	7,00	0,00	1,00	18,00	-18,0	18,00	0,00
1:45	0,00	0,00	18,00	0,00	18,00	10,00	7,00	0,00	1,00	18,00	-18,0	18,00	0,00

I dati riportati in Tabella 78 mostrano una situazione in cui, a seguito del guasto, grazie al controllo dei sistemi presenti, è possibile mantenere in isola la zona parcheggio. Nel seguente caso si ha una produzione fotovoltaica nulla. Per mantenere il funzionamento in isola della zona vengono staccati dalla rete i 23 EV lenti, i 25 EV veloci e la guardiola custode. Lo storage interviene nei primi istanti colmando il gap tra carico e generazione. Dopo la completa scarica dello storage subentrano gli EV in V2G erogando sempre il delta di cui la rete ha bisogno. Nelle figure che seguono vengono mostrati i diagrammi degli andamenti dei vari profili di nostro interesse durante l'intervallo di guasto.

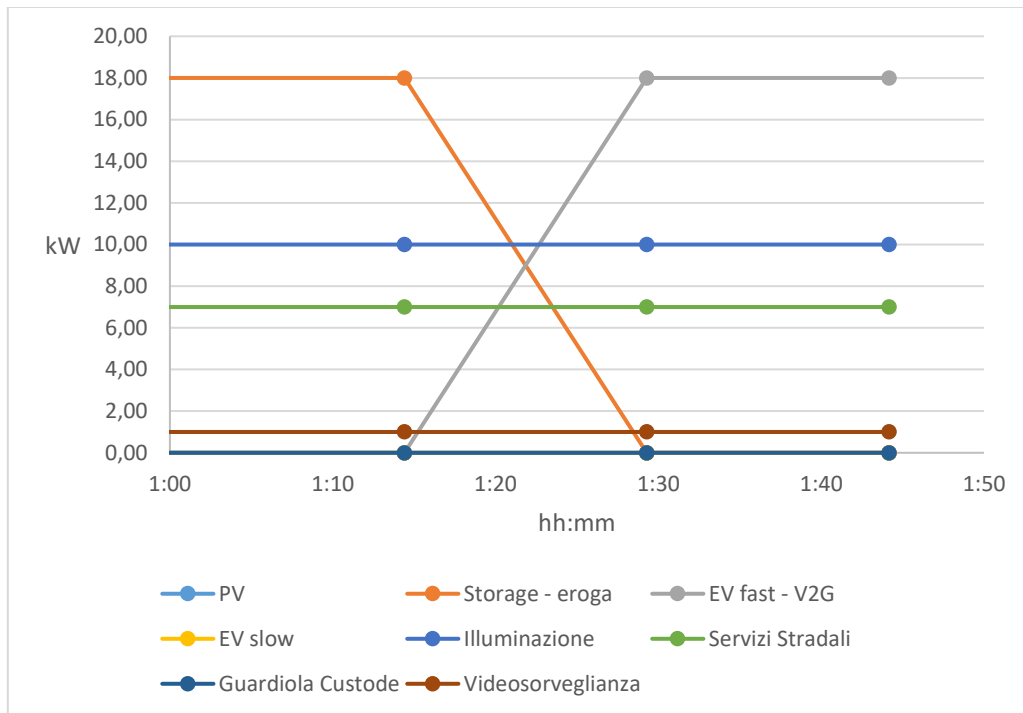


Figura 84. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

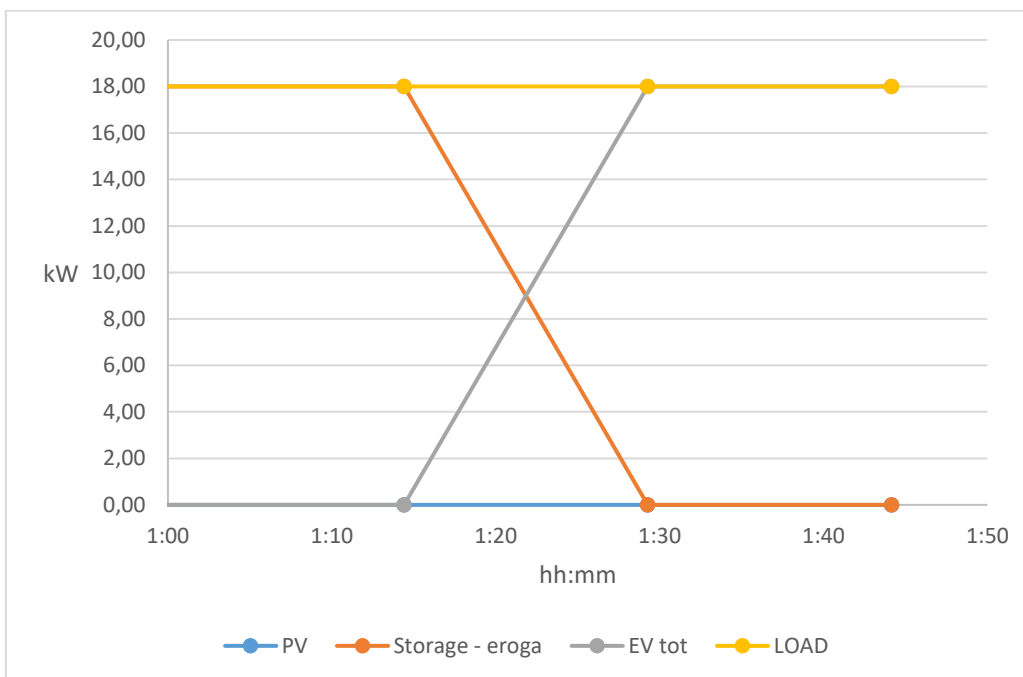


Figura 85. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

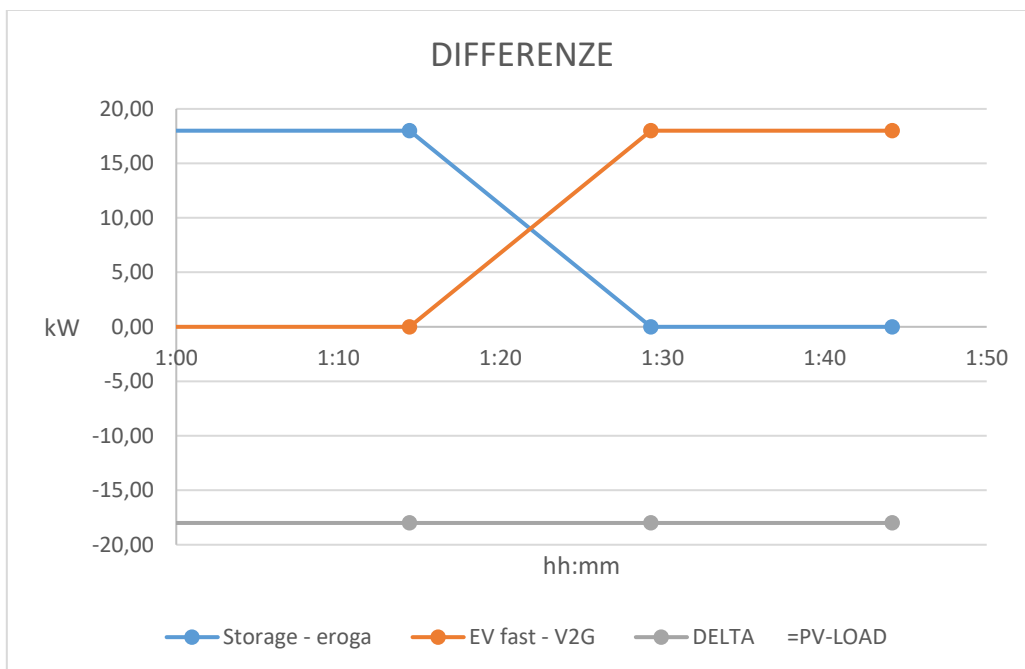


Figura 86. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 2

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i dati riportati nella Tabella 79.

Tabella 79. Dati da estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
3	Estate	6	Giugno	56	14:00	45 min	14:45	2	3

In Tabella 80 e in Tabella 81 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero dei veicoli lenti sorteggiati, con le relative specifiche che li caratterizzano. In Tabella 82 sono riportati i dati di output della simulazione relativi allo storage.

Tabella 80. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
EV1	28	2:28	0:43
EV2	49	1:38	1:33

Tabella 81. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n.	SOC [%]	t carica [h]
EV1	60	4:00
EV2	65	3:20
EV3	42	6:24

Tabella 82. Dati storage.

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
25	39	1:01	0:34

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 83 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 83. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	PV [kW]	Storage [kW]	EV fast [kW]	EV slow [kW]	EV tot [kW]	Illuminazione [kW]	Servizi Stradali [kW]	Guardiola Custode [kW]	Sorveglianza [kW]	LOAD [kW]	Δ (PV-LOAD) [kW]	Storage+EV fast [kW]	BILANCIO [kW]
14:00	81,90	25,00	20,00	9,00	29,00	0,00	2,00	1,00	1,00	13,00	68,90	45,00	23,90
14:15	79,20	25,00	20,00	9,00	29,00	0,00	2,00	1,00	1,00	13,00	66,20	45,00	21,20
14:30	78,49	25,00	20,00	9,00	29,00	0,00	2,00	1,00	1,00	13,00	65,49	45,00	20,49
14:45	77,59	25,00	20,00	9,00	29,00	0,00	2,00	1,00	1,00	13,00	64,59	45,00	19,59

Dai dati riportati in Tabella 83 si evince che, poiché il guasto avviene alle ore 14:00, l'impianto fotovoltaico produce in media circa 80 kW per l'intera durata del guasto, la produzione permette di soddisfare la domanda (veicoli + consumi parcheggio). Il surplus di potenza generata viene utilizzato per caricare lo storage che presenta un SOC del 39%, pertanto in questo caso lo storage si comporta come carico. Nelle figure che seguono vengono mostrati i diagrammi degli andamenti dei vari profili di nostro interesse durante l'intervallo di guasto.

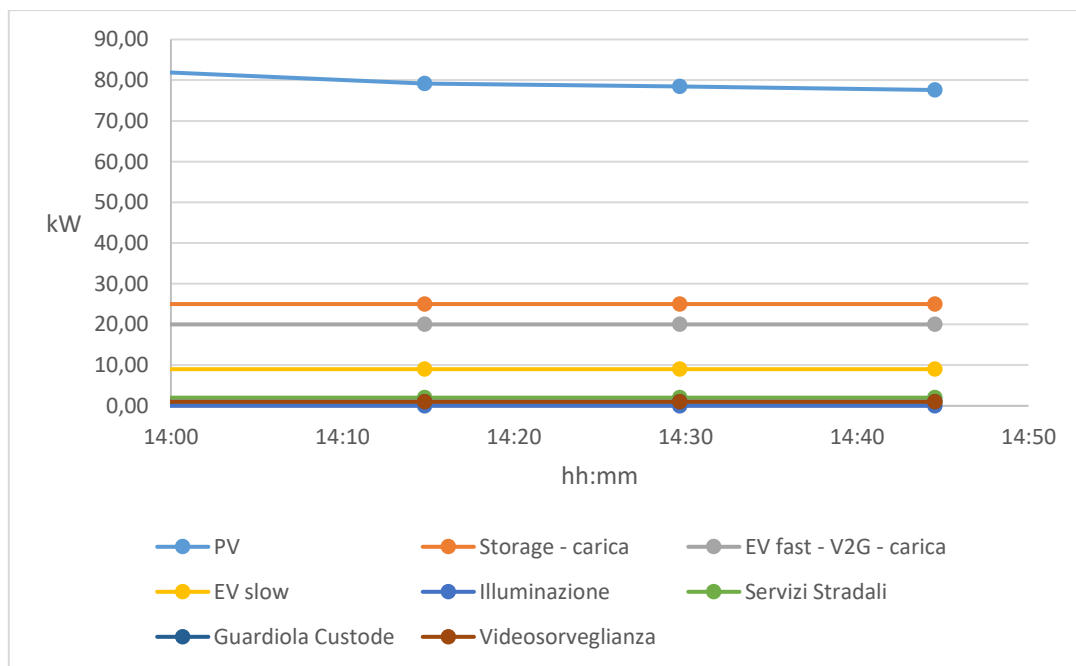


Figura 87. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

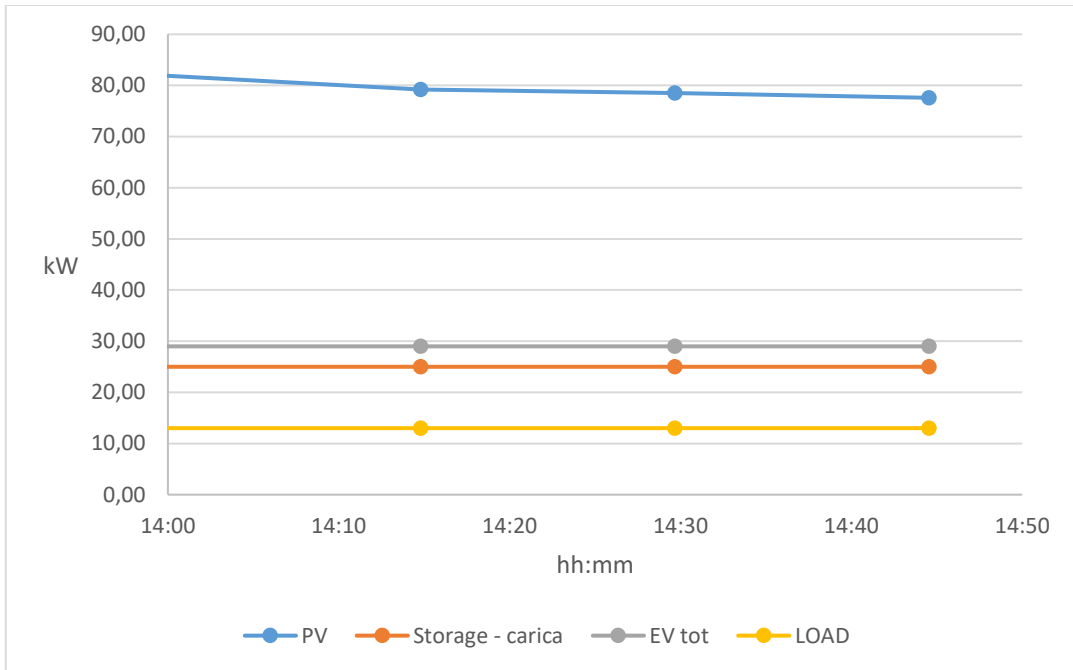


Figura 88. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

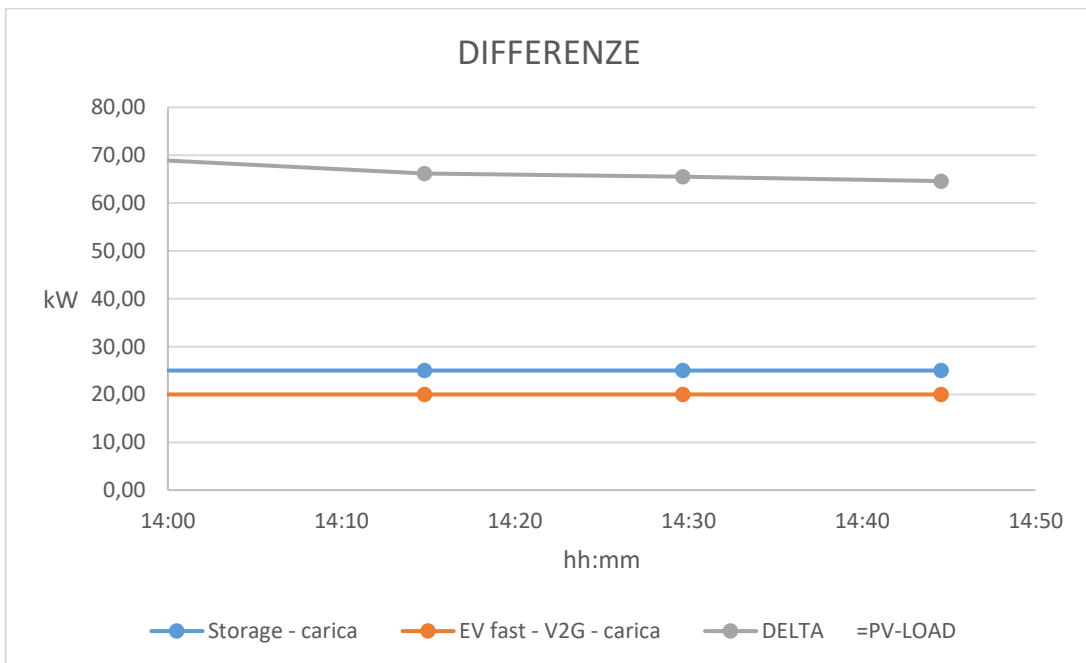


Figura 89. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 3

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i valori riportati nella Tabella 84.

Tabella 84. Dati da estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
3	Estate	7	Luglio	79	19:45	45 min	20:30	12	11

In Tabella 85 e in Tabella 86 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero dei veicoli lenti sorteggiati, con le relative specifiche che li caratterizzano. In Tabella 87 sono riportati i dati di output della simulazione relativi allo storage.

Tabella 85. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
EV1	44	1:50	1:21
EV2	24	2:38	0:33
EV3	83	0:16	2:55
EV4	89	0:02	3:09
EV5	45	1:48	1:24
EV6	19	2:50	0:21
EV7	30	2:24	0:48
EV8	43	1:52	1:19
EV9	58	1:16	1:55
EV10	31	2:21	0:50
EV11	58	1:16	1:55
EV12	67	0:55	2:16

Tabella 86. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n.	SOC [%]	t carica [h]
EV1	27	8:24
EV2	19	9:28
EV3	34	7:28
EV4	35	7:20
EV5	44	6:08
EV6	51	5:12
EV7	16	9:52
EV8	31	7:52
EV9	74	2:08
EV10	12	10:24
EV11	85	0:40
EV25	0	0:00

Tabella 87. Dati storage.

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
25	69	0:25	1:10

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 88 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 88. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	PV [kW]	Storage [kW]	EV fast [kW]	EV slow [kW]	EV tot [kW]	Illuminazione [kW]	Servizi Stradali [kW]	Guardiola Custode [kW]	Sorveglianza [kW]	LOAD [kW]	Δ (PV-LOAD) [kW]	Storage+EV fast [kW]	BILANCIO [kW]
19:45	6,43	1,57	0,00	0,00	0,00	0,00	7,00	0,00	1,00	8,00	-1,57	1,57	0,00
20:00	5,23	2,77	0,00	0,00	0,00	0,00	7,00	0,00	1,00	8,00	-2,77	2,77	0,00
20:15	0,90	17,10	0,00	0,00	0,00	10,00	7,00	0,00	1,00	18,00	-17,10	17,10	0,00
20:30	0,90	17,10	0,00	0,00	0,00	10,00	7,00	0,00	1,00	18,00	-17,10	17,10	0,00

In questa simulazione, l'area parcheggio riesce a mantenere il funzionamento in isola per tutta la durata del guasto. Questo è reso possibile attuando delle logiche di controllo che distaccano dalla rete tutti i veicoli connessi prima del guasto. La produzione fotovoltaica assieme allo storage garantiranno l'alimentazione degli impianti di illuminazione stradale, servizi stradali e guardiola. Nelle figure che seguono vengono mostrati i diagrammi degli andamenti dei vari profili di nostro interesse durante l'intervallo di guasto.

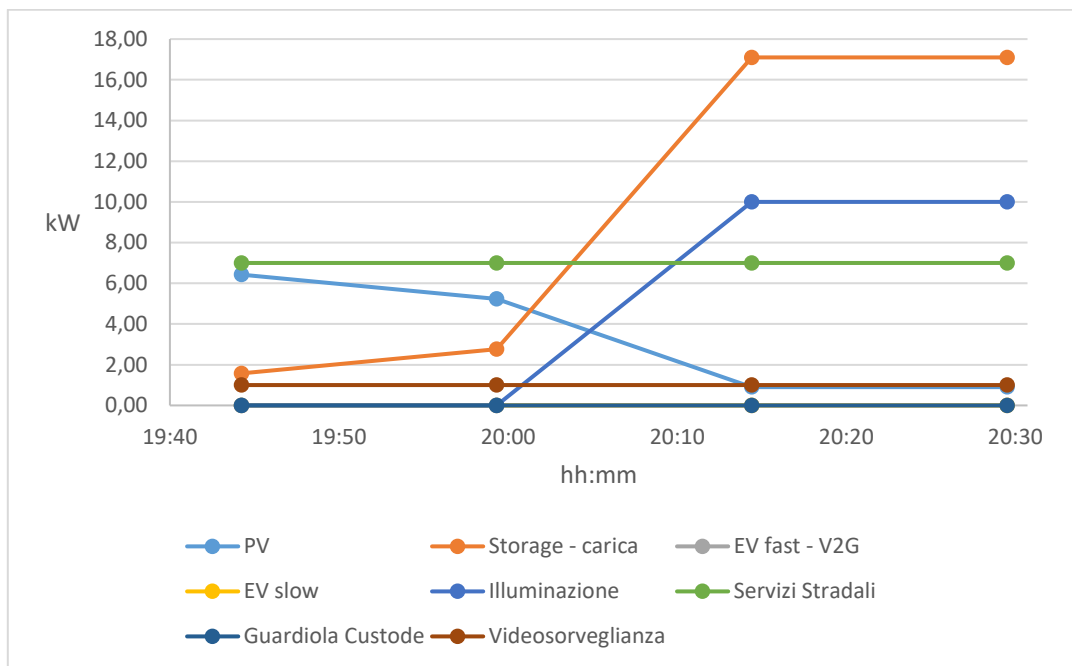


Figura 90. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

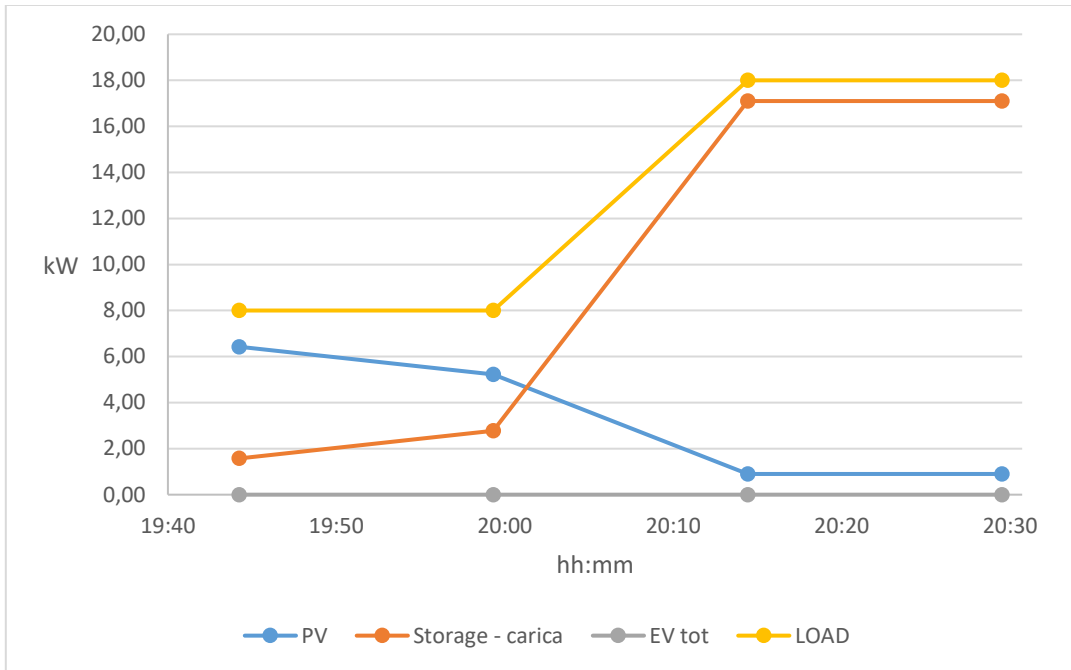


Figura 91. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

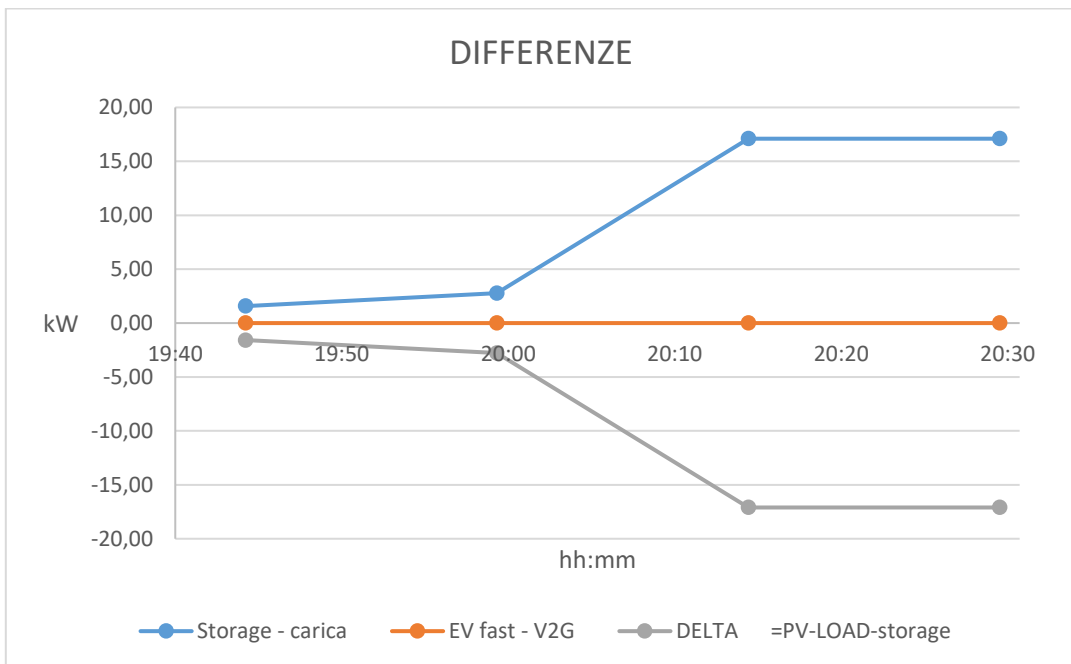


Figura 92. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

4.3.5 Stato CA2-204DEC

Simulazione 1

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i valori riportati nella Tabella 89.

Tabella 89. Dati estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
3	Estate	7	Luglio	32	08:00	45 min	08:45	3	2

In Tabella 90 e in Tabella 91 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero dei veicoli lenti sorteggiati, con le relative specifiche che li caratterizzano. In Tabella 92 sono riportati i dati di output della simulazione relativi allo storage.

Tabella 90. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n. [-]	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
EV1	31	2:21	0:50
EV2	22	2:43	0:28
EV3	32	2:19	0:52

Tabella 91. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n.	SOC [%]	t carica [h]
EV1	45	6:00
EV2	52	5:04

Tabella 92. Dati storage.

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
25	47	0:51	0:44

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 93 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 93. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	PV [kW]	Storage [kW]	EV fast [kW]	EV slow [kW]	EV tot [kW]	Illuminazione [kW]	Servizi Stradali [kW]	Guardiola Custode [kW]	Sorveglianza [kW]	LOAD [kW]	Δ (PV-LOAD) [kW]	Storage+EV fast [kW]	BILANCIO [kW]
8:00	34,42	19,42	0,00	6,00	6,00	0,00	7,00	1,00	1,00	15,00	19,42	19,42	0,00
8:15	52,80	25,00	17,80	6,00	23,80	0,00	2,00	1,00	1,00	10,00	42,80	42,80	0,00
8:30	55,36	25,00	20,36	6,00	26,36	0,00	2,00	1,00	1,00	10,00	45,36	45,36	0,00
8:45	59,39	25,00	24,39	6,00	30,39	0,00	2,00	1,00	1,00	10,00	49,39	49,39	0,00

Dai dati riportati in Tabella 93 si evince che per tutta la durata del guasto la produzione fotovoltaica è maggiore dei consumi. Ciò porta a concludere che in presenza di guasto in MT la zona parcheggio può funzionare in isola. Il surplus di potenza generata verrà utilizzato per caricare lo storage che presenta un SOC del 47%.

Nelle figure che seguono vengono mostrati i diagrammi degli andamenti dei vari profili di nostro interesse durante l'intervallo di guasto.

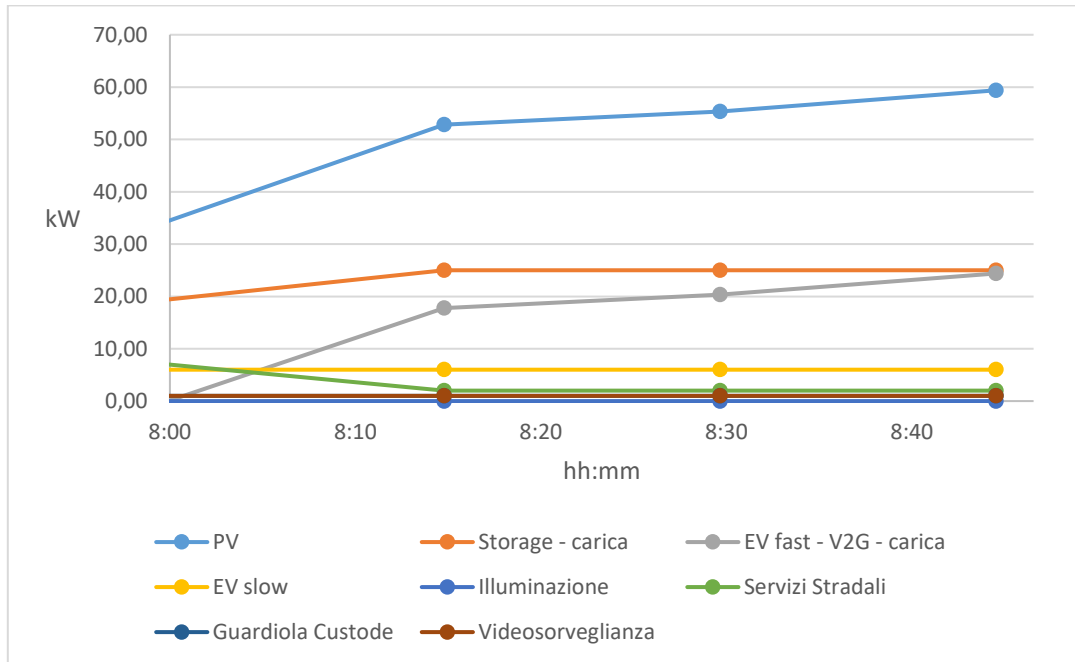


Figura 93. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

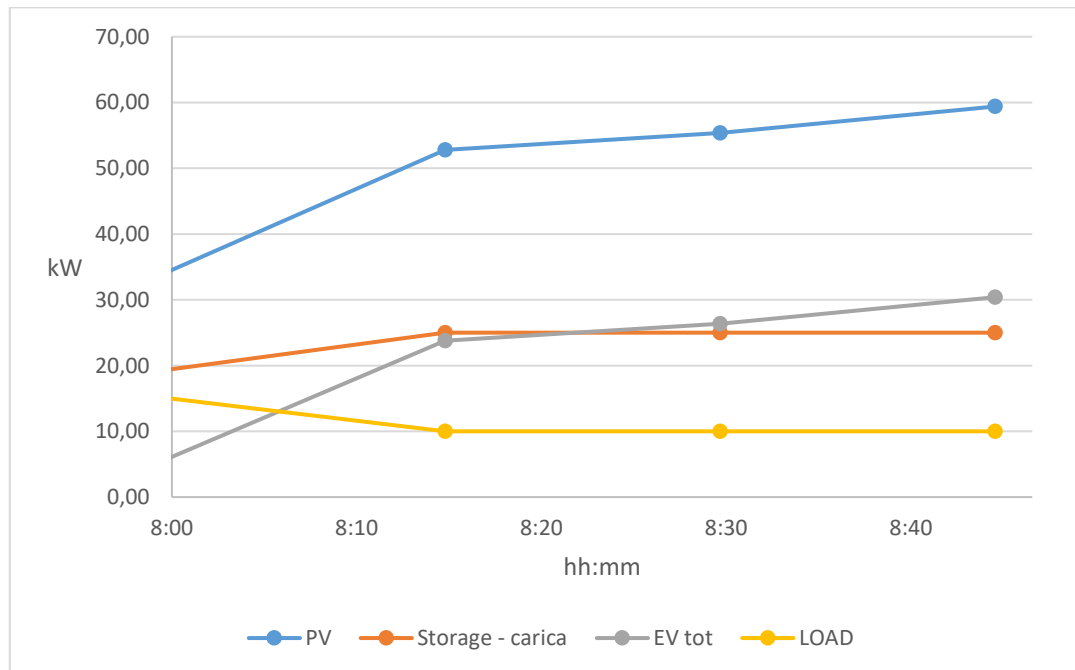


Figura 94. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

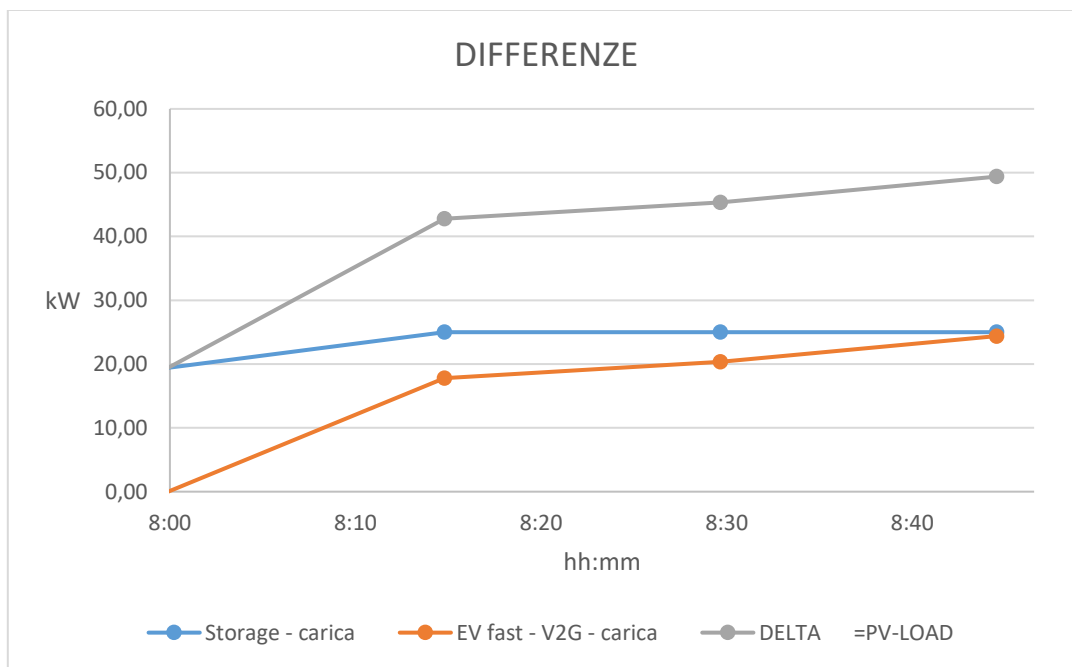


Figura 95. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 2

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i dati riportati nella Tabella 94.

Tabella 94. Dati da estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
4	Autunno	11	Novembre	50	12:30	45 min	13:15	1	4

In Tabella 95 e in Tabella 96 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero dei veicoli lenti sorteggiati, con le relative specifiche che li caratterizzano. In Tabella 97 sono riportati i dati di output della simulazione relativi allo storage.

Tabella 95. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
EV1	33	2:16	0:55

Tabella 96. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n.	SOC [%]	t carica [h]
EV1	64	3:28
EV2	66	3:12
EV3	15	10:00
EV4	30	8:00

Tabella 97. Dati storage.

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
25	28	1:14	0:21

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 98 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 98. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	PV [kW]	Storage [kW]	EV fast [kW]	EV slow [kW]	EV tot [kW]	Illuminazione [kW]	Servizi Stradali [kW]	Guardiola Custode [kW]	Sorveglianza [kW]	LOAD [kW]	Δ (PV-LOAD) [kW]	Storage+EV fast [kW]	BILANCIO [kW]
12:30	83,56	25,00	10,00	12,00	22,00	0,00	2,00	1,00	1,00	16,00	67,56	35,00	32,56
12:45	82,52	25,00	10,00	12,00	22,00	0,00	2,00	1,00	1,00	16,00	66,52	35,00	31,52
13:00	81,28	25,00	10,00	12,00	22,00	0,00	2,00	1,00	1,00	16,00	65,28	35,00	30,28
13:15	75,60	25,00	10,00	12,00	22,00	0,00	2,00	1,00	1,00	16,00	59,60	35,00	24,60

In questa simulazione si evince che per tutta la durata del guasto la produzione fotovoltaica è maggiore dei consumi. Ciò porta a concludere che in presenza di guasto in MT la zona parcheggio può funzionare in isola. Il surplus di potenza generata verrà utilizzato per caricare lo storage che presenta un SOC del 28%. Nelle figure che seguono vengono mostrati i diagrammi che mostrano graficamente gli andamenti dei vari profili di nostro interesse durante l'intervallo di guasto.

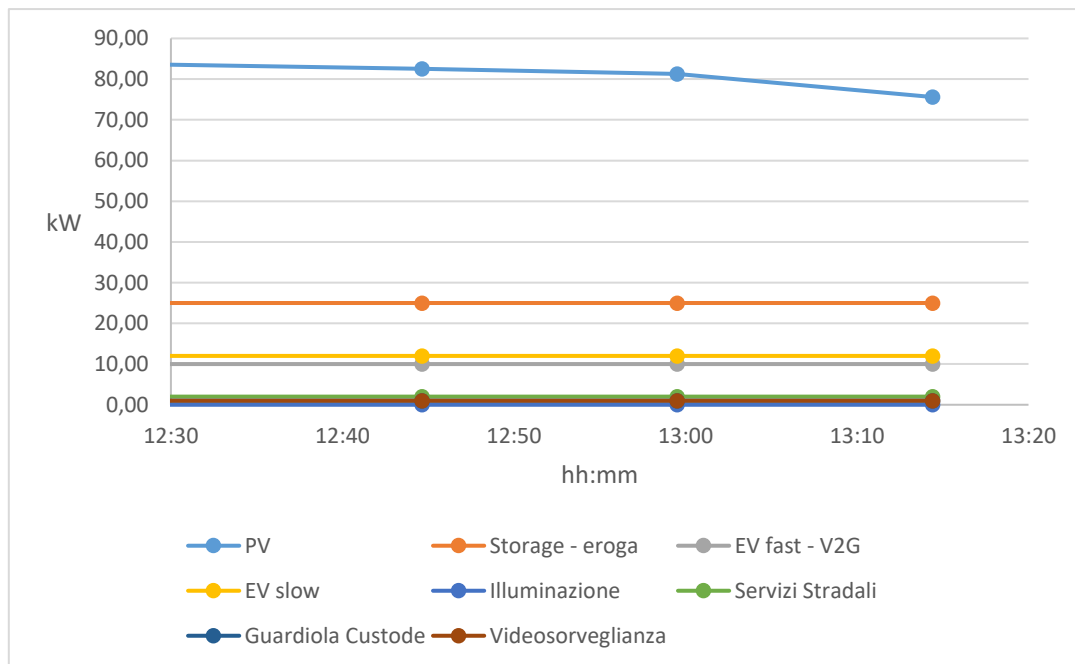


Figura 96. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

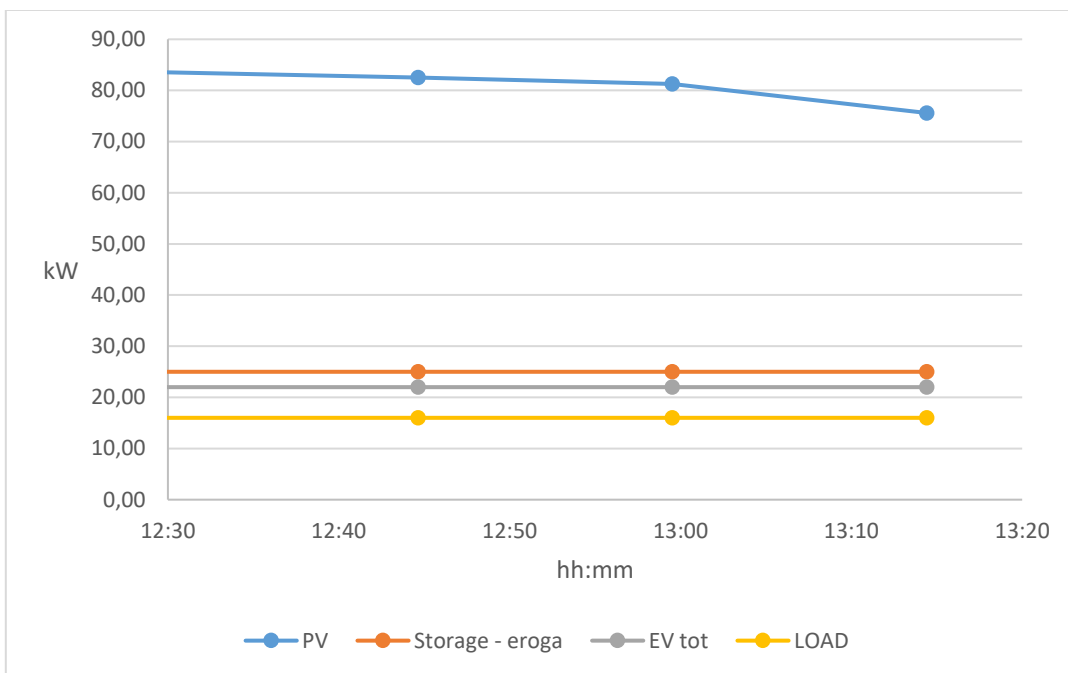


Figura 97. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

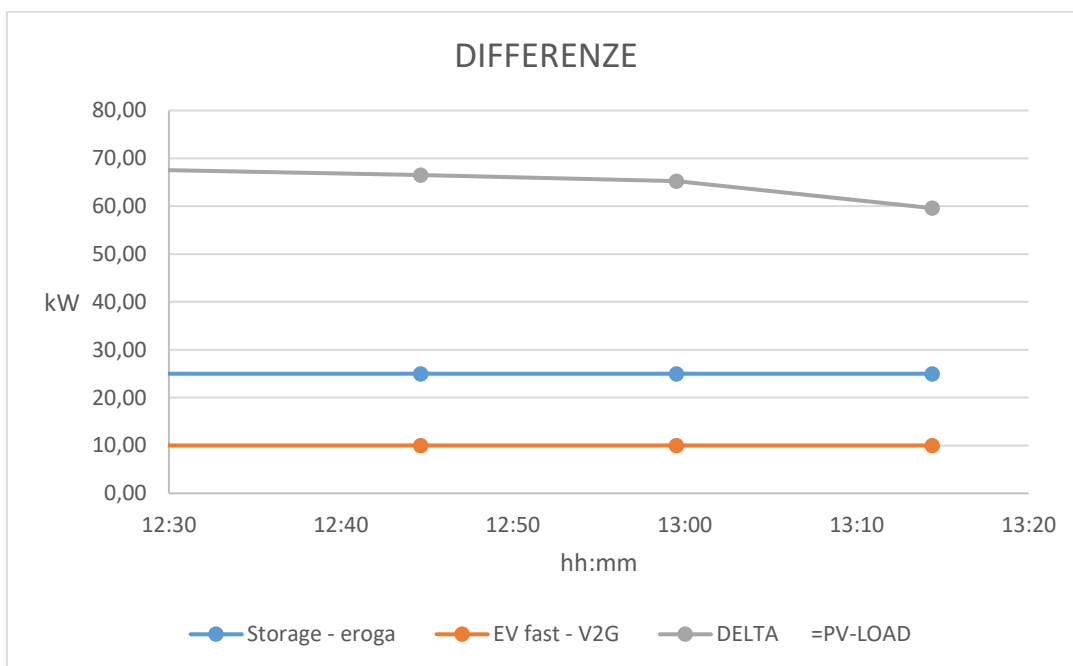


Figura 98. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 3

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano i dati riportati nella Tabella 99.

Tabella 99. Dati da estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO	n. EV	
s	Corrispondente	m	Corrispondente	Ist.	Ora			Ricarica Veloce	Ricarica Lenta
1	Inverno	12	Dicembre	89	22:15	45 min	23:00	14	16

In Tabella 100 e in Tabella 101 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero dei veicoli lenti sorteggiati, con le relative specifiche che li caratterizzano. In Tabella 102 sono riportati i dati di output della simulazione relativi allo storage.

Tabella 100. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n. [-]	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
EV1	25	2:36	0:36
EV2	44	1:50	1:21
EV3	49	1:38	1:33
EV4	19	2:50	0:21
EV5	57	1:19	1:52
EV6	28	2:28	0:43
EV7	41	1:57	1:14
EV8	57	1:19	1:52
EV9	30	2:24	0:48
EV10	33	2:16	0:55
EV11	59	1:14	1:57
EV12	31	2:21	0:50
EV13	76	0:33	2:38
EV14	89	0:02	3:09

Tabella 101. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n.	SOC [%]	t carica [h]
EV1	69	2:48
EV2	37	7:04
EV3	57	4:24
EV4	18	9:36
EV5	83	0:56
EV6	81	1:12
EV7	76	1:52
EV8	31	7:52
EV9	58	4:16
EV10	11	10:32
EV11	44	6:08
EV12	35	7:20
EV13	23	8:56
EV14	24	8:48
EV15	44	6:08
EV16	17	9:44

Tabella 102. Dati storage.

STORAGE PV			
Taglia [kW]	SOC [%]	t carica [h]	t scarica [h]
25	58	0:38	0:57

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 103 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 103. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	PV [kW]	Storage [kW]	EV fast [kW]	EV slow [kW]	EV tot [kW]	Illuminazione [kW]	Servizi Stradali [kW]	Guardiola Custode [kW]	Sorveglianza [kW]	LOAD [kW]	Δ (PV-LOAD) [kW]	Storage+EV fast [kW]	BILANCIO [kW]
22:15	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	10,0	7,0	0,0	1,0	18,0	-18,0	18,0	0,0
22:30	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	10,0	7,0	0,0	1,0	18,0	-18,0	18,0	0,0
22:45	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	10,0	7,0	0,0	1,0	18,0	-18,0	18,0	0,0
23:00	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	10,0	7,0	0,0	1,0	18,0	-18,0	18,0	0,0

Dai dati riportati in Tabella 103 si evince che per tutta la durata del guasto la produzione fotovoltaica è nulla. Per permettere il funzionamento in isola della zona parcheggio vengono distaccate dalla rete tutti i veicoli elettrici e la guardiola del custode. Lo storage, che presenta un SOC del 58%, riesce ad alimentare: l'illuminazione stradale, i servizi stradali e la videosorveglianza. Nelle figure che seguono vengono mostrati i diagrammi degli andamenti dei vari profili di nostro interesse durante l'intervallo di guasto.

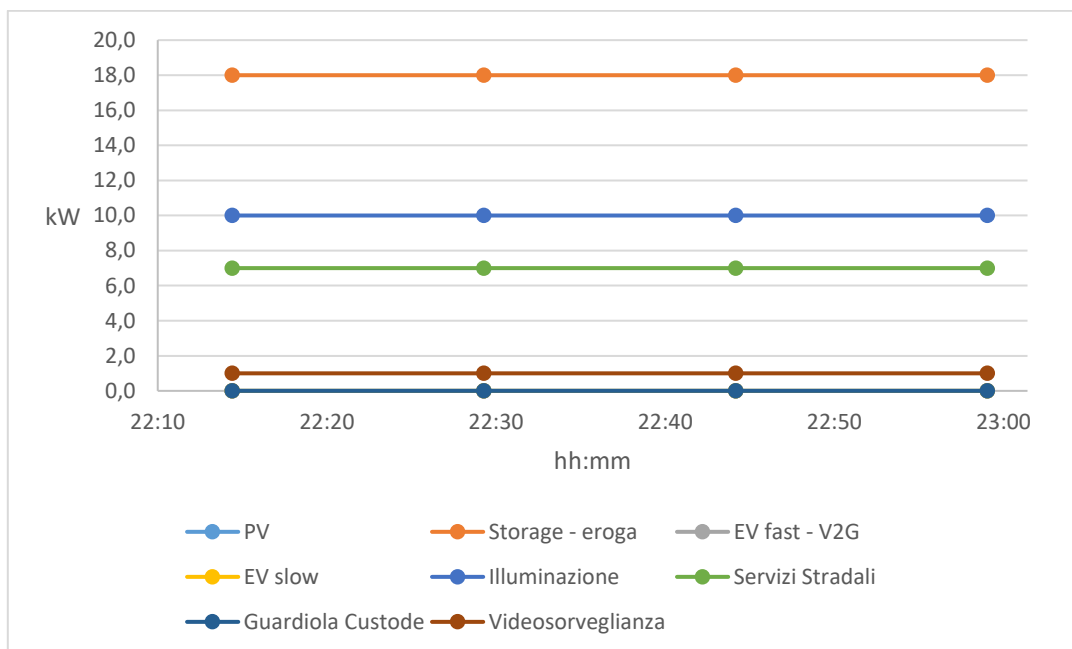


Figura 99. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

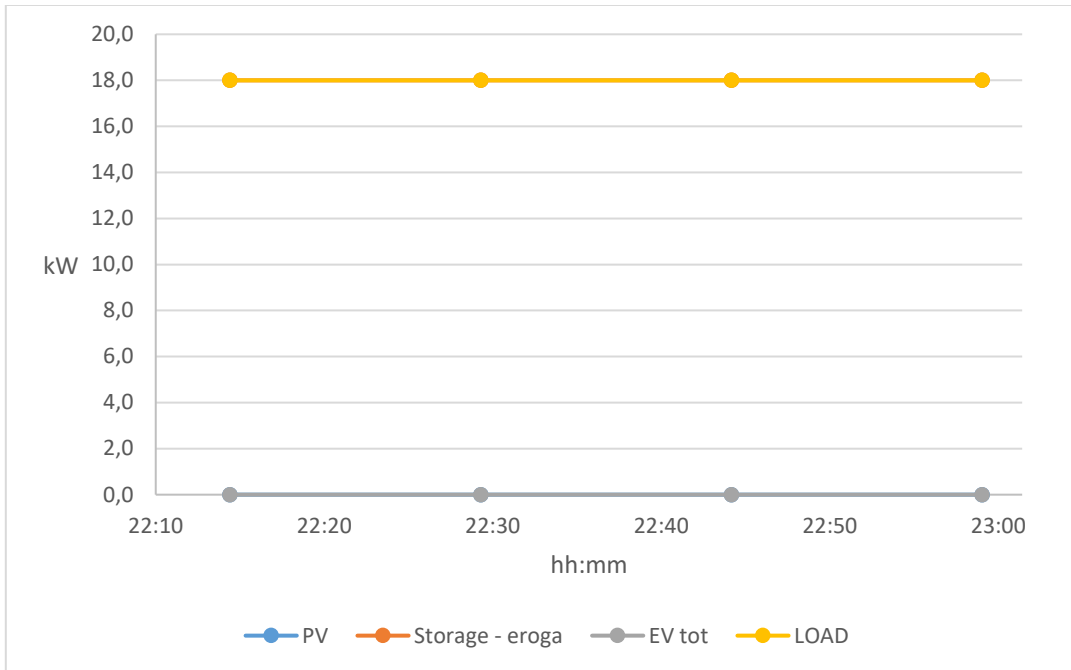


Figura 100. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

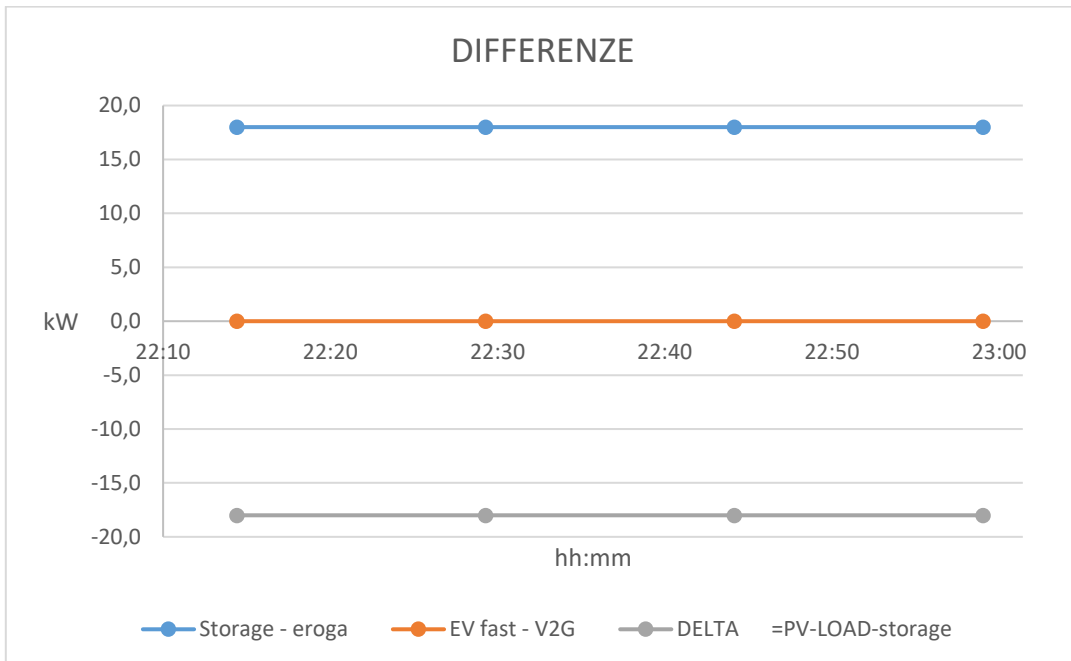


Figura 101. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

4.4 Stati del sistema della Sezione residenziale (CA3)

Il presente paragrafo ha lo scopo di descrivere la sezione residenziale della city area network (Figura 102) e di analizzare il suo comportamento nel funzionamento in isola.

Il modello, implementato in ambiente MATLAB, simula un guasto estraendo in modo casuale: il mese, il giorno e l'istante giornaliero del guasto. Noti quest'ultimi valori, vengono selezionati i profili di generazione e consumo pertinenti al periodo estratto.

L'analisi dei profili si focalizzerà nell'intervallo compreso tra l'istante di guasto estratto e l'istante finale dato da:

$$\text{istante finale del guasto} = \text{istante iniziale del guasto} + \text{durata del guasto}$$

Come nei casi precedenti, la durata del guasto è assunta pari a 45 minuti.

La logica individuata per comandare lo storage, durante l'intervallo di guasto, è di seguito descritta.

Lo storage si carica quando la potenza generata risulta maggiore di quella consumata, ovviamente, lo storage non carica qualora lo stato di carica (SOC), anch'esso estratto casualmente dal modello, dovesse risultare pari al 100 %.

Quando la potenza generata risulta minore della potenza consumata il surplus di potenza richiesta dai carichi verrà fornita dallo storage (SOC permettendo). In particolare, quando si rientra in questa casistica (potenza generata < potenza consumata) il modello, una volta noto il valore del SOC iniziale, valuta la durata di scarica di quest'ultimo e porta in conto il contributo dello storage fino a quando non si scarica.

Nell'area residenziale è presente un sistema di generazione eolica, vedi Figura 102. Non avendo informazioni dettagliate sulla produzione di tale sistema, ai fini di condurre gli studi intrapresi in questa attività di ricerca, i profili medi di produzione sono stati costruiti basandoci sulla produzione eolica registratasi in Italia nel 2020. In particolare, consultando la banca dati della piattaforma "Transparency Report" messa a disposizione dal TSO italiano [20], è stato possibile reperire i dati di produzione eolica giornaliera su base oraria del territorio italiano che Terna ha registrato nell'anno 2020. Il singolo dato reperito dalla banca dati " $E_{i,j,k}$ " è funzione dell' i -esimo mese (Gennaio, Febbraio, ..., Dicembre), del j -esimo giorno (1,2,3, ecc..) e della k -esima ora (00:00, 01:00, ..., 23:00). I valori dell'energia " $E_{i,j,k}$ " sono riferiti all'ora, pertanto, è stato possibile valutare il singolo dato come valor medio di potenza attiva " $P_{i,j,k}$ " per l'ora considerata.

Al fine di ricavare un diagramma medio giornaliero di produzione eolica per singolo mese dell'anno, è stato necessario mediare per ogni ora e per ogni mese tutti i dati al variare del giorno " j ", secondo la seguente relazione:

$$P_{m,i,k} = \frac{\sum_{j=1}^{g_{max}} P_{i,j,k}}{g_{max}}$$

con:

$$g_{max} = \begin{cases} 29, & \text{per } i = \text{Febbraio} \\ 30, & \text{per } i = \text{Aprile, Giugno, Settembre, Novembre} \\ 31, & \text{per } i = \text{Gennaio, Marzo, Maggio, Luglio, Ottobre, Dicembre} \end{cases}$$

Noto il massimo valor medio di produzione eolica ricavato per l'anno 2020, risultato pari a 7,44 GW, sono stati ricavati i profili di produzione eolica media giornaliera del singolo mese espressi in *per unit* ($p.u.$), vedi Figura 103.

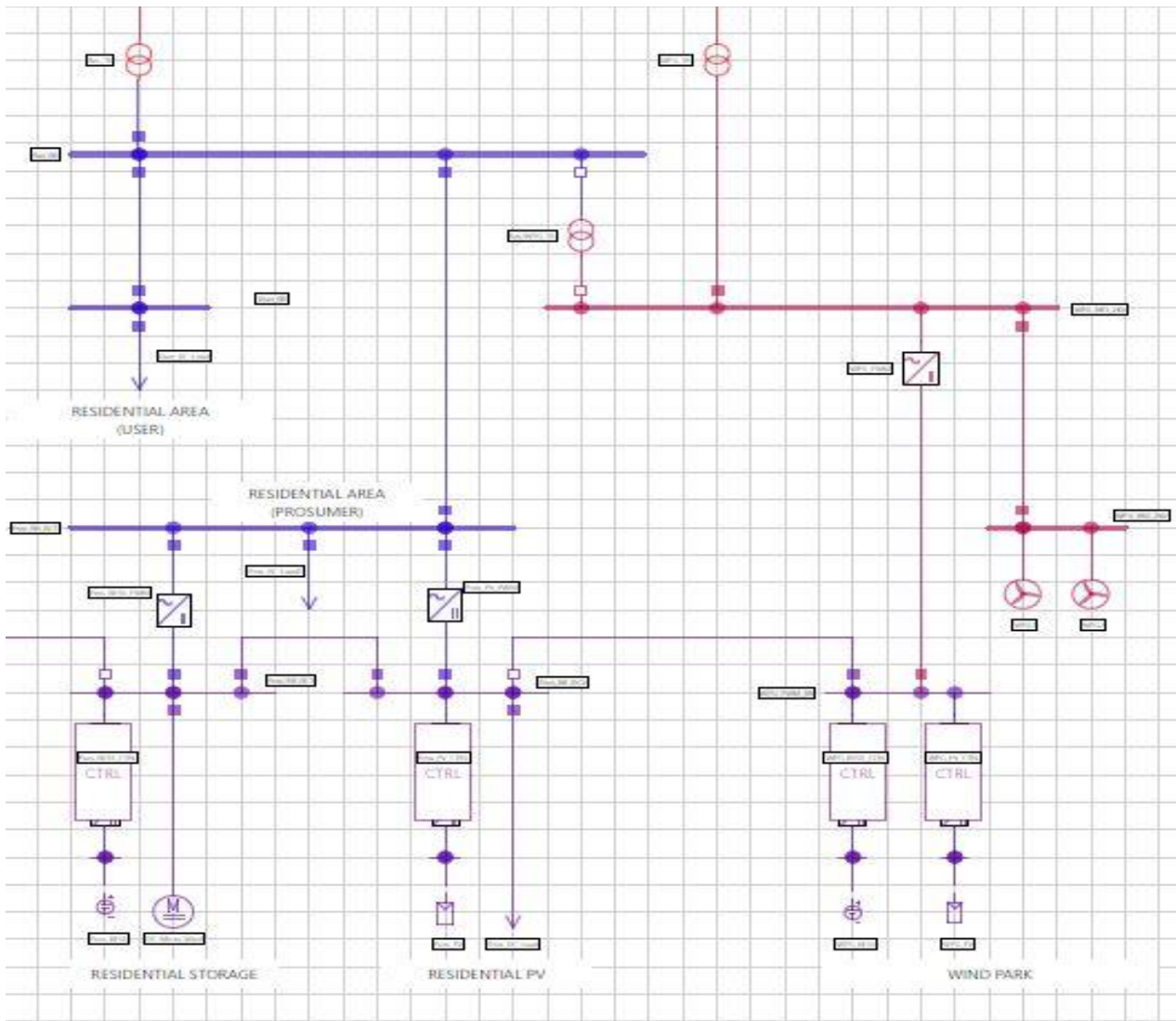


Figura 102. Sezione residenziale in isola.

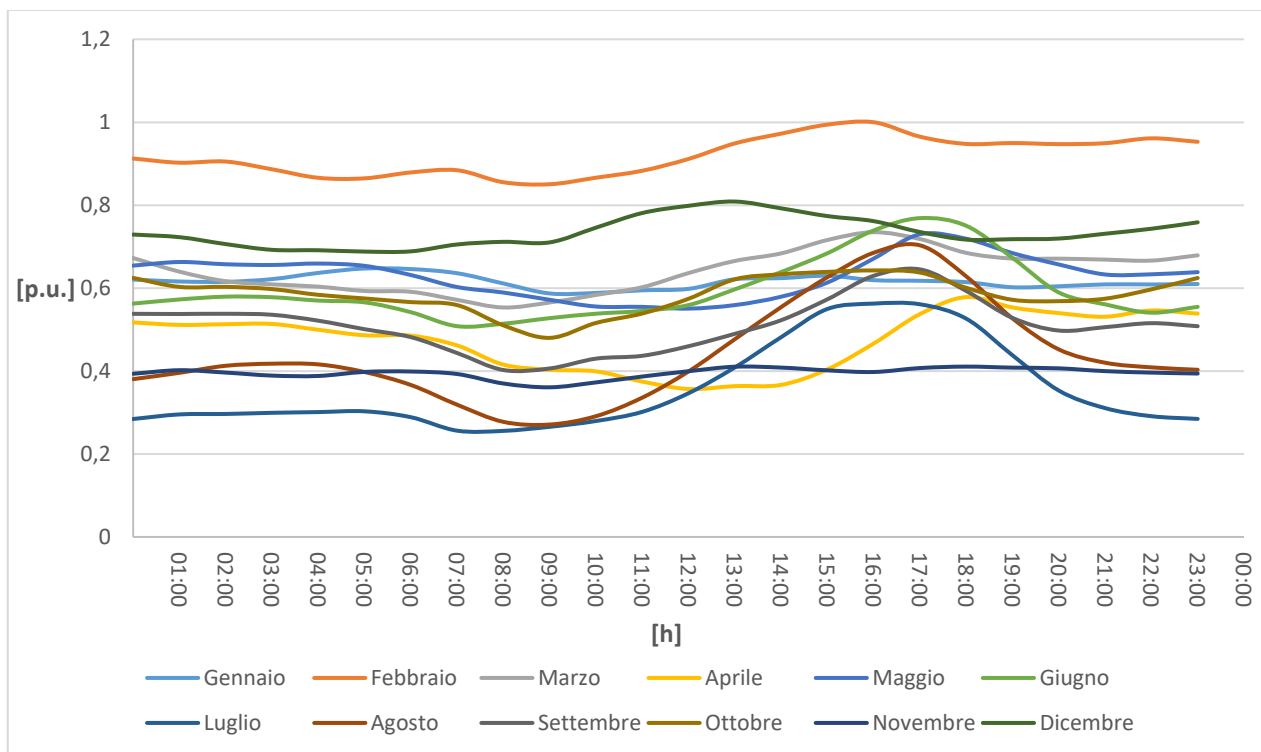


Figura 103 – Profili medi giornalieri di produzione eolica, per singolo mese, dell’anno 2020

Nota la quota di energia eolica dello scenario energetico esaminato e noti i profili riportati in Figura 103, è stato possibile simulare la produzione giornaliera del sistema di generazione eolico presente nell’area residenziale.

Determinati i profili di produzione dei sistemi di generazione da FER presenti nell’area esaminata, per poter avviare le varie simulazioni per i singoli scenari energetici si è dovuto attuare una logica che permettesse di determinare i profili di consumo caratteristici dell’area residenziale. La necessità di costruire un profilo di carico nasce dal fatto che non si hanno informazioni inerenti ai consumi reali della cabina MT/BT che alimenta le utenze residenziali. Dunque, è stata avviata un’attività di studio della letteratura scietifica di settore al fine di rappresentare nel modo più realistico possibile il profilo di consumo delle utenze residenziali. Interessante è risultata l’analisi condotta dal RSE (Ricerca Sistema Energetico) dal titolo *“Analisi di impatto dell’introduzione della tariffa bioraria obbligatoria”* [18] dove alcuni distributori italiani hanno condotto una campagna di monitoraggio su 1.102 POD (Point Of Delivery) residenziali. Da tale campagna sono stati successivamente ricavati 3 profili di consumo medio giornaliero, su base stagionale, rappresentativi del giorno: feriale, sabato e festivo.

L’utilità di tali profili ai nostri scopi è stata quella di rappresentare nelle simulazioni un comportamento alquanto realistico delle utenze residenziali. Determinato, per singolo scenario energetico, il picco di potenza consumata, quest’ultimo ottenuto applicando le percentuali previste da [16] alla cabina MT/BT presente nella porzione di zona oggetto di studio (An=400kVA), e noti i diagrammi presenti in [18], i quali sono stati riportati in p.u. (vedi figure da 104 a 106), si sono ricavati i profili di consumo medi giornalieri caratteristici dell’area da considerare nel modello matematico. Per le varie simulazioni che saranno presentate di seguito, il codice implementato in ambiente Matlab/Simulink sorteggia casualmente, per la singola simulazione, anche il tipo di giorno tra:giorno feriale, sabato e festivo; sulla base del giorno sorteggiato si calcola il relativo profilo avendo caricato nel modello i diagrammi riportati da figura 104 a 106 ed il picco di potenza consumata previsto per lo scenario esaminato.

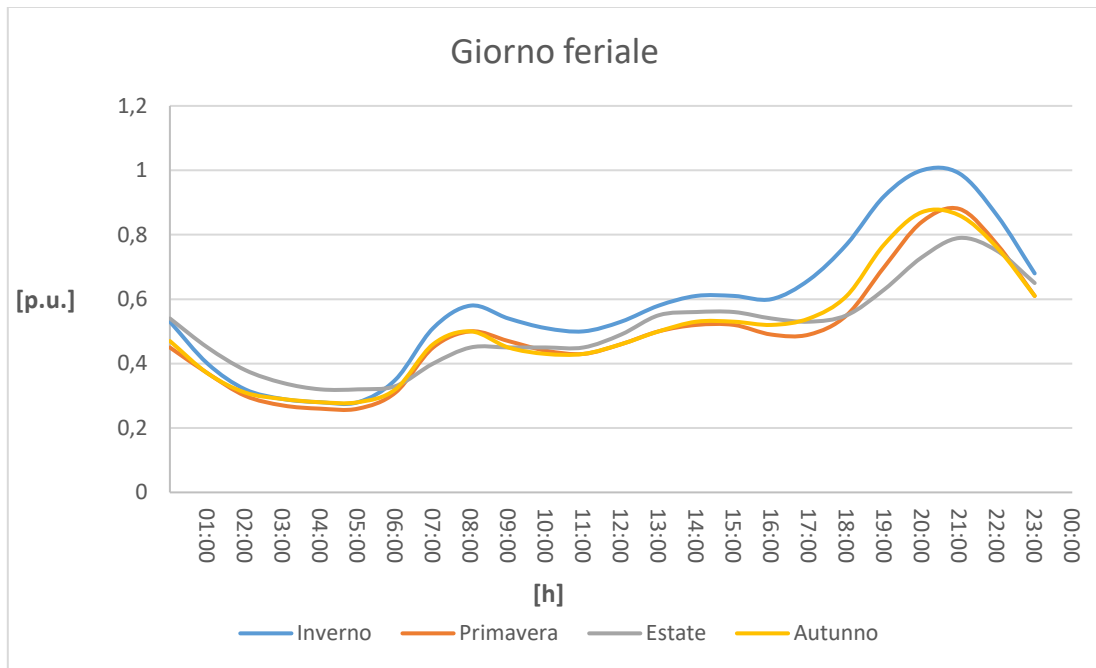


Figura 104. Profilo di consumo medio relativo al giorno feriale di un utente residenziale

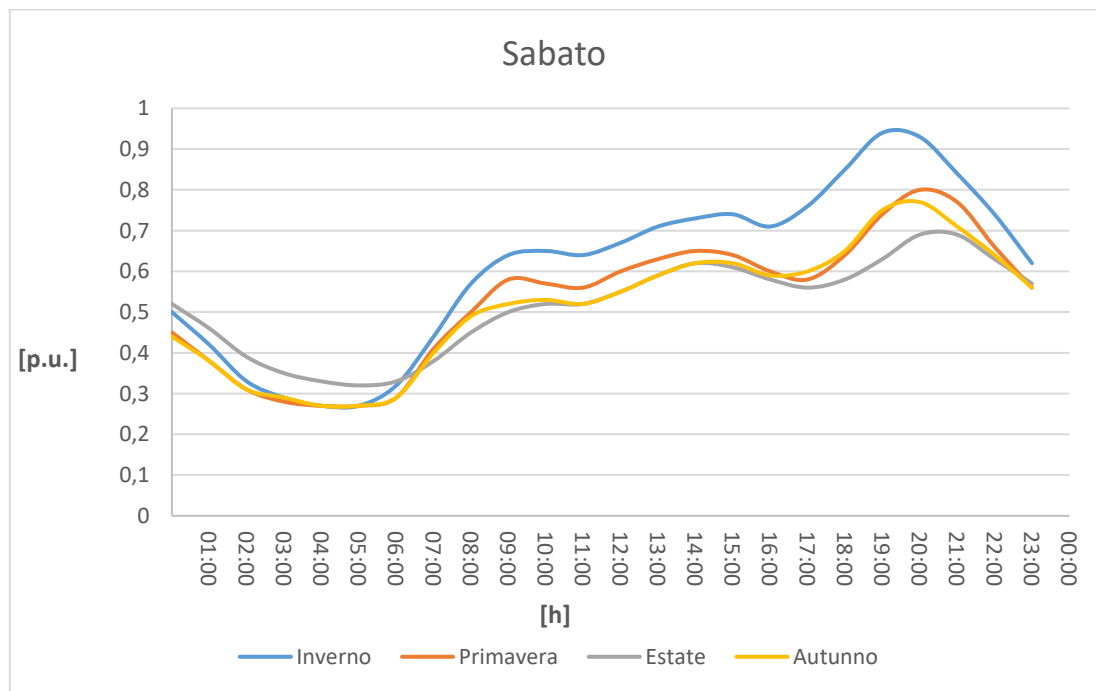


Figura 105. Profilo di consumo medio relativo al giorno di sabato di un utente residenziale

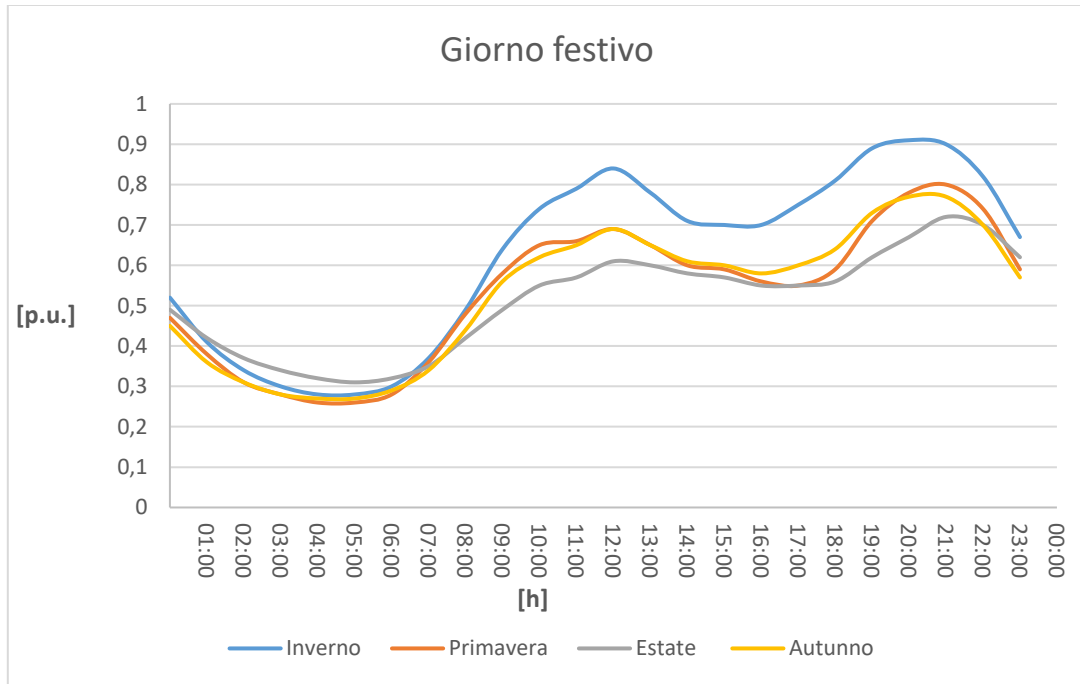


Figura 106. Profilo di consumo medio relativo al giorno festivo di un utente residenziale

4.4.1 Scenario CA3-2020

Nella Tabella 104 sono riportati i dati di input forniti al modello matematico implementato in ambiente MATLAB ai fini di simulare il comportamento dell'area residenziale a seguito della perdita della rete MT.

Tabella 104. Dati Scenario.

Picco di carico [kW]	280
Quota FER sui consumi finali [kW]	67
Potenza installata da storage su totale produzione [kW]	270
Capacità totale storage su carico [kWh]	540
Numero di utenti partecipanti ai programmi di DR	0%

La potenza totale installata da storage su totale produzione è stata determinata confrontando, per la zona oggetto di studio, il profilo di potenza media giornaliera consumata con il profilo medio giornaliero di generazione da impianti FER (fotovoltaico + eolico), vedi Figura 107. La scelta della potenza installata da storage è stata fatta verificando il massimo valore negativo ottenuto dalla differenza dei due profili sopra citati e maggiorandolo del 30%. Ricavato il valore della potenza, ipotizzando una capacità di autonomia pari a 2 ore, è stata stimata una capacità totale di storage pari a 540 kWh.

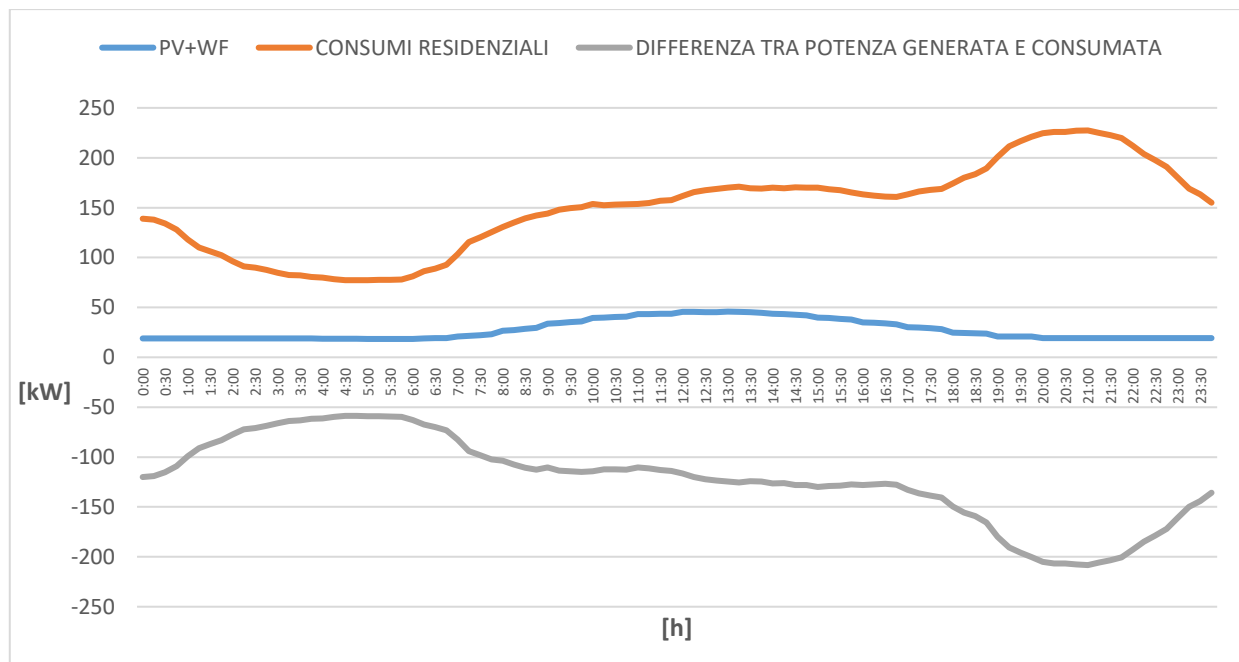


Figura 107. Panoramica SCENARIO 2020.

Osservando il profilo in Figura 107 si può constatare che, riferendoci a valori medi giornalieri, in qualsiasi ora del giorno la potenza consumata è sempre maggiore di quella generata, pertanto nel funzionamento in isola della zona in esame è necessaria la presenza di storage per alimentare i carichi presenti.

Di seguito vengono riportati i risultati ottenuti dalle simulazioni eseguite in ambiente MATLAB. Lo scopo della simulazione è quello di studiare il comportamento della zona residenziale nel funzionamento in isola a seguito della perdita della rete a 20 kV per guasto in MT.

Simulazione 1

I valori estratti sono riportati nella Tabella 105. In Tabella 106 sono riportati i dati caratteristici dello storage.

Tabella 105. Dati estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		GIORNO		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
s	Corrispondente	m	Corrispondente	g	Corrispondente	Ist.	Ora		
3	Estate	6	Giugno	6	Sabato	14	03:30	45 min	04:15

Tabella 106. Dati storage.

DATI STORAGE			
TAGLIA	SOC	Tempo Carica [h]	Tempo Scarica [h]
270 kW	44%	0:55	0:40

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 107 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 107. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : Demand Response [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO : (PV+WF+ Storage+DR)
3:30	98,00	0,00	19,08	78,92	0,00	0,00	98,00
3:45	98,00	0,00	19,08	78,92	0,00	0,00	98,00
4:00	92,40	0,00	19,08	73,32	0,00	0,00	92,40
4:15	92,40	0,00	18,40	0,00	-74,00	79,64	92,40

I dati mostrano che per tutta la durata del guasto (3:30 a.m. – 4:15 a.m.), una potenza generata minore di quella richiesta dai carichi e di conseguenza, per permettere il funzionamento in isola della zona residenziale, il surplus di potenza dovrà essere erogato dallo storage, il quale è modulabile. Quest'ultimo, però, presenta un SOC del 44 % riuscendo a coprire il fabbisogno dei carichi per una durata circa di 40 minuti. Ciò vorrà dire che negli ultimi 5 minuti dell'intervallo di guasto la zona residenziale non potrà mantenere il funzionamento in isola, salvo fare ricorso ad azioni di riduzione dei carichi (azioni di Demand Response non prevista per questo scenario). In Figura 108 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

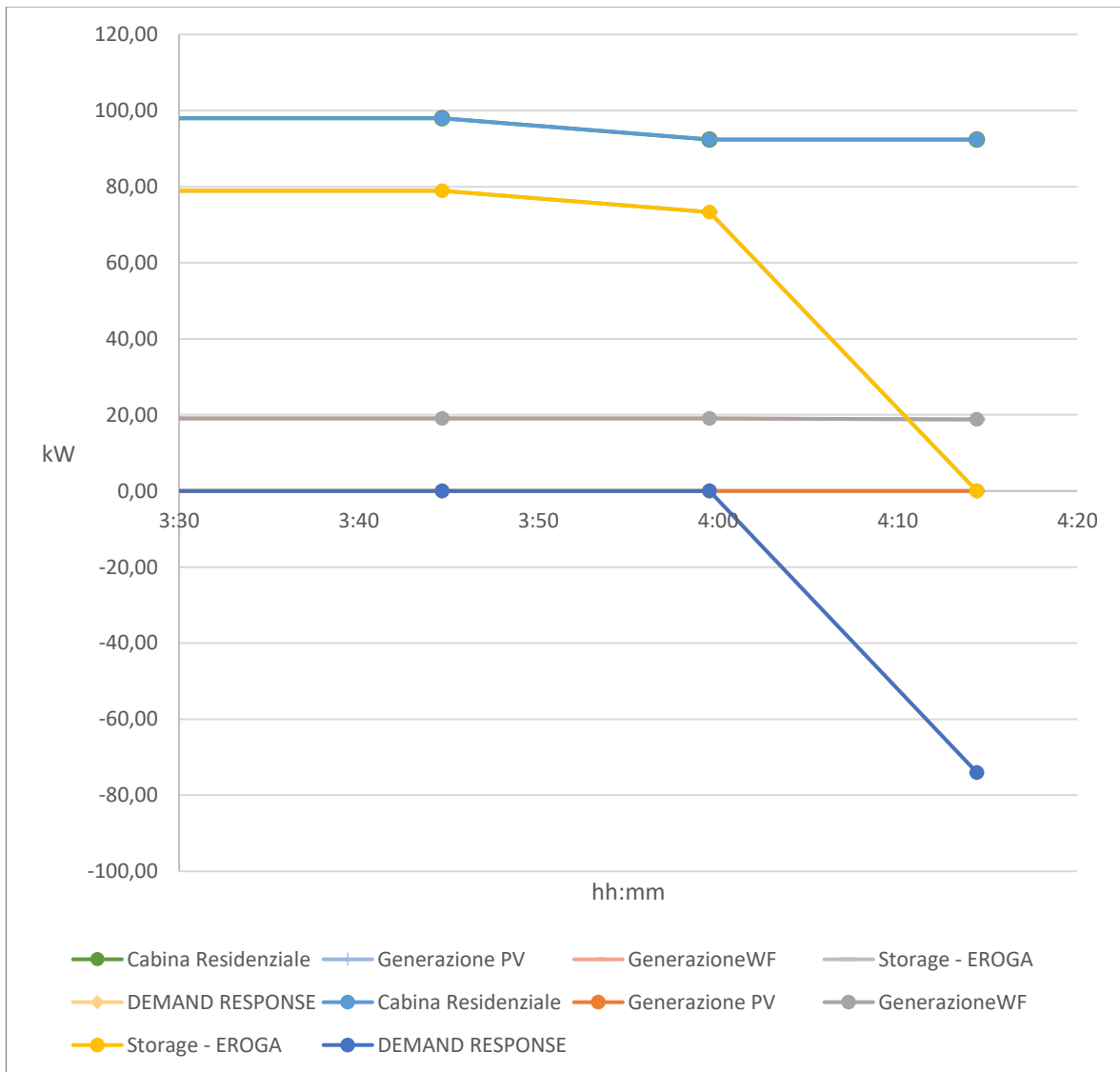


Figura 108. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 2

I valori estratti sono riportati nella Tabella 108 mentre in Tabella 109 sono riportati i dati caratteristici dello storage ricavati nella simulazione.

Tabella 108. Dati estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		GIORNO		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
s	Corrispondente	m	Corrispondente	g	Corrispondente	Ist.	Ora		
2	Primavera	4	Aprile	5	Giovedì	46	11:30	45 min	12:15

Tabella 109. Dati storage.

DATI STORAGE			
TAGLIA	SOC	Tempo Carica [h]	Tempo Scarica [h]
270 kW	38%	1:02	0:33

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 110 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 110. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : Demand Response [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO : (PV+WF+ Storage+DR)
11:30	120,40	30,25	12,36	77,79	0,00	0,00	120,40
11:45	120,40	30,49	12,36	77,55	0,00	0,00	120,40
12:00	123,20	30,78	12,36	0,00	-80,06	64,98	123,20
12:15	126,00	32,01	11,77	0,00	-82,22	65,25	126,00

Osservando tali dati si evince per tutta la durata del guasto (11:30 a.m. – 12:15 p.m.) una potenza generata minore di quella richiesta dai carichi e di conseguenza, per permettere il funzionamento in isola della zona residenziale, il surplus di potenza dovrà essere erogato dallo storage, il quale è modulabile. Quest'ultimo, però, presenta un SOC del 38 % riuscendo a coprire il fabbisogno dei carichi per una durata di circa 30 minuti. Ciò vorrà dire che negli ultimi 10 minuti dell'intervallo di guasto la zona residenziale non potrà mantenere il funzionamento in isola, salvo fare ricorso alla Demand Response, non prevista per questo scenario. In Figura 109 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

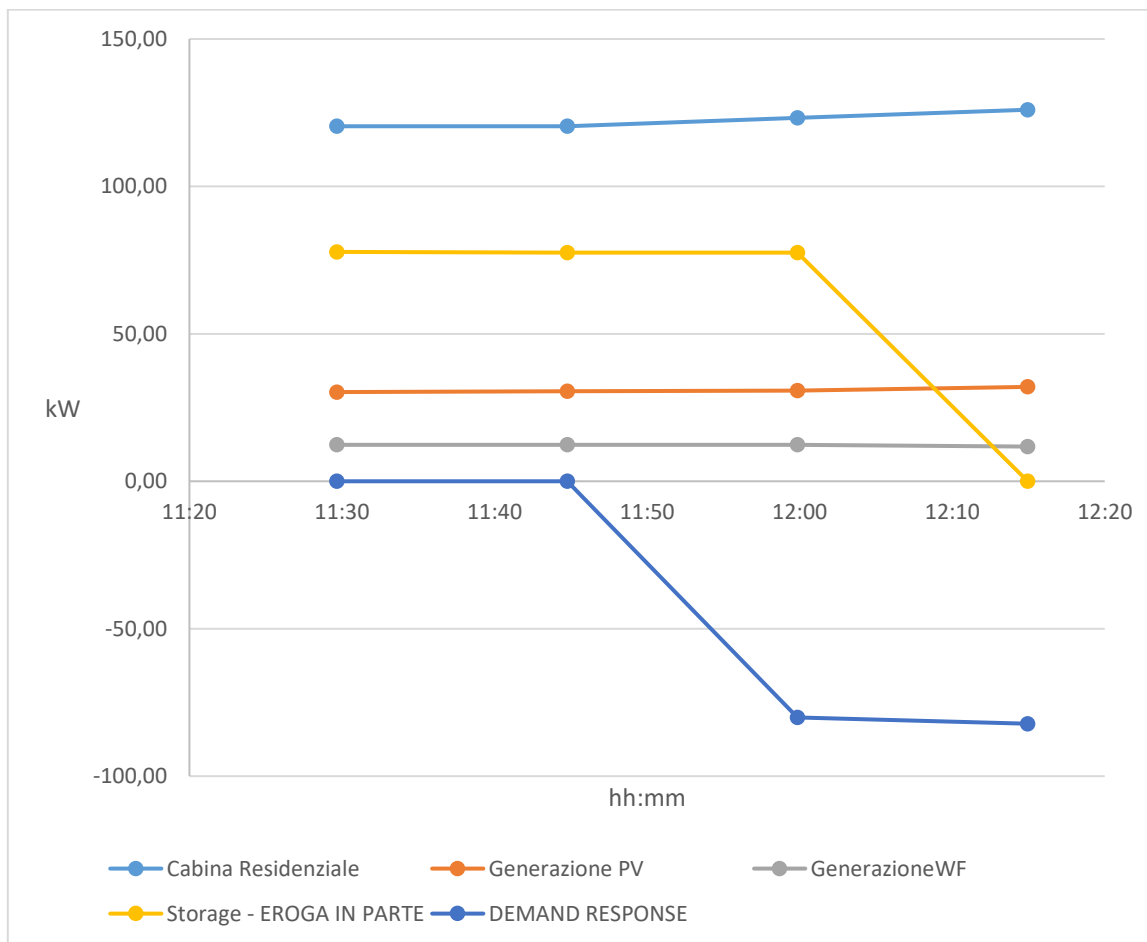


Figura 109. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 3

I valori estratti sono riportati nella Tabella 111 mentre in Tabella 112 sono riportati i dati caratteristici dello storage.

Tabella 111. Dati estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		GIORNO		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
s	Corrispondente	m	Corrispondente	g	Corrispondente	Ist.	Ora		
4	Autunno	11	Novembre	6	Sabato	93	23:15	45 min	00:00

Tabella 112. Dati storage.

DATI STORAGE			
TAGLIA	SOC	Tempo Carica [h]	Tempo Scarica [h]
270 kW	63%	0:32	1:29

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 113 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 113. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : Demand Response [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO : (PV+WF+ Storage+DR)
23:15	159,60	0,00	13,01	146,59	0,00	0,00	159,60
23:30	148,40	0,00	13,01	135,39	0,00	0,00	148,40
23:45	145,60	0,00	13,01	132,59	0,00	0,00	145,60
0:00	142,80	0,00	13,01	129,79	0,00	0,00	142,80

Osservando tali dati si evince, per tutta la durata del guasto (23:15 – 00:00), una potenza generata minore di quella richiesta dai carichi e di conseguenza, per permettere il funzionamento in isola della zona residenziale, il surplus di potenza dovrà essere erogato dallo storage, il quale è modulabile. Quest'ultimo presenta un SOC del 63 % riuscendo a coprire il fabbisogno energetico dei carichi per tutta la durata del guasto. In Figura 110 vengono mostrati i profili di interesse relativi all'intervallo di guasto esaminato.

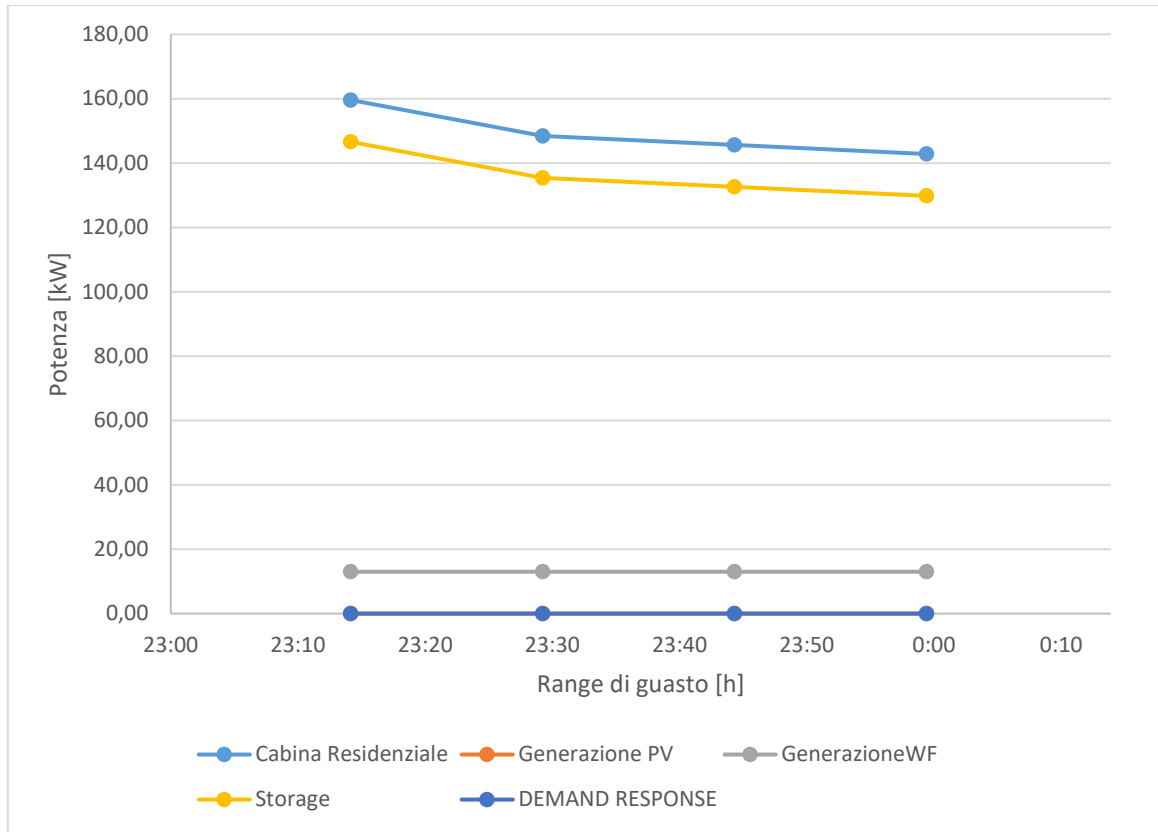


Figura 110. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

4.4.2 Stato CA3-2030BC

Nella Tabella 114 sono riportati i dati di input forniti al modello matematico implementato in ambiente MATLAB ai fini di simulare il comportamento dell'area residenziale a seguito della perdita della rete MT.

Tabella 114. Dati Scenario.

Picco di carico [kW]	302
Quota FER sui consumi finali [kW]	86
Potenza installata da storage su totale produzione [kW]	300
Capacità totale storage su carico [kWh]	600
Numero di utenti partecipanti ai programmi di DR	10%

La potenza totale installata da storage su totale produzione è stata determinata confrontando, per la zona oggetto di studio, il profilo di potenza media giornaliera consumata con il profilo medio giornaliero di generazione da impianti FER (fotovoltaico + eolico), vedi Figura 111.

La scelta della potenza installata da storage è stata fatta verificando il massimo valore negativo, ottenuto dalla differenza dei due profili sopra citati, e maggiorandolo del 30%. Ricavato il valore della potenza, ipotizzando una capacità di autonomia pari a 2 ore, è stata stimata una capacità totale di storage pari a 600 kWh.

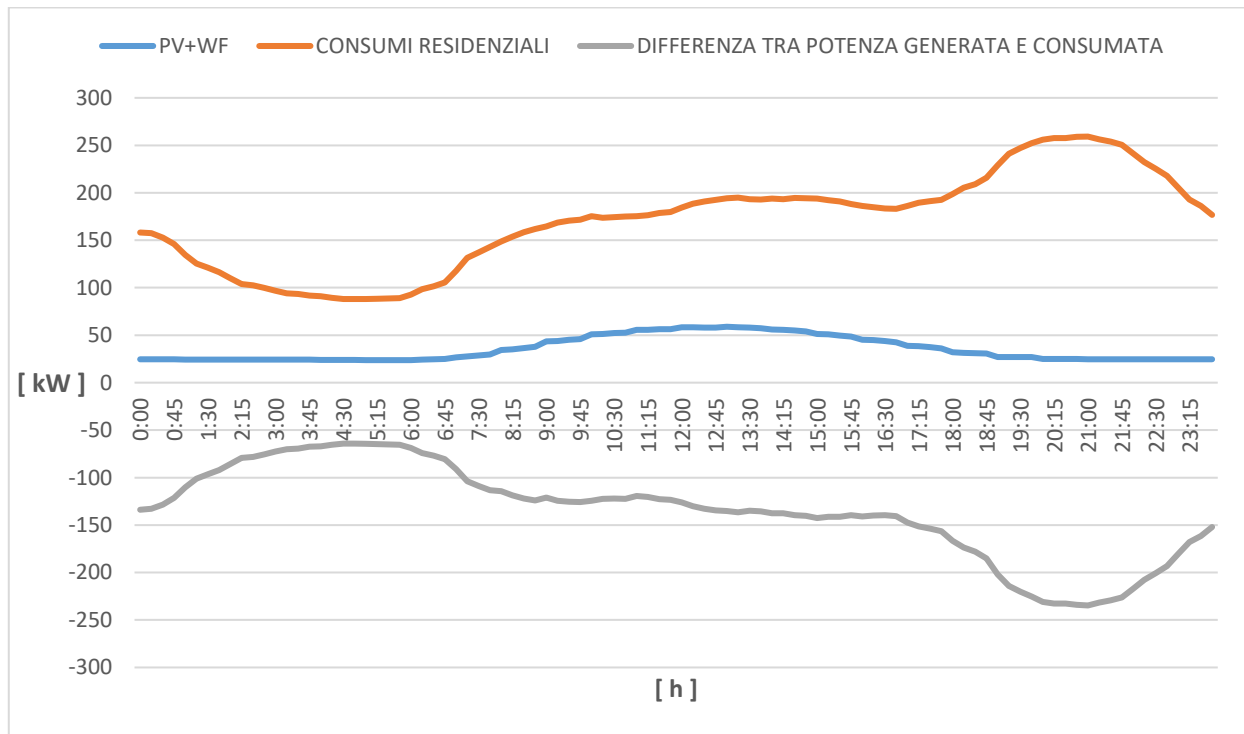


Figura 111. Panoramica SCENARIO 2030 BC.

Osservando il profilo denominato "differenza tra potenza generata e consumata" presente in Figura 111 si può constatare che, riferendoci a valori medi giornalieri, in qualsiasi ora del giorno la potenza consumata è sempre maggiore di quella generata, pertanto nel funzionamento in isola della zona in esame è necessaria la presenza di storage per alimentare i carichi presenti. Di seguito vengono riportati i risultati ottenuti dalle simulazioni eseguite in ambiente MATLAB.

Simulazione 1

I valori estratti sono riportati nella Tabella 115 mentre in Tabella 116 sono riportati i dati caratteristici dello storage ricavati nella simulazione.

Tabella 115. Dati estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		GIORNO		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
s	Corrispondente	m	Corrispondente	g	Corrispondente	Ist.	Ora		
3	Estate	7	Luglio	1	Lunedì	6	01:30	45 min	02:15

Tabella 116. Dati storage.

DATI STORAGE			
TAGLIA	SOC	Tempo Carica [h]	Tempo Scarica [h]
300 kW	52%	0:45	0:50

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 117 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 117. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : Demand Response [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO : (PV+WF+ Storage+DR)
1:30	133,06	0,00	12,71	120,35	0,00	0,00	133,06
1:45	130,03	0,00	12,71	117,33	0,00	0,00	130,03
2:00	123,98	0,00	12,71	111,28	0,00	0,00	123,98
2:15	117,94	0,00	12,75	105,18	0,00	0,00	117,93

Osservando tali dati si evince per tutta la durata del guasto (01:30 – 02:15) una potenza generata minore di quella richiesta dai carichi e di conseguenza, per permettere il funzionamento in isola della zona residenziale, il surplus di potenza dovrà essere erogato dallo storage, il quale è modulabile. Quest'ultimo presenta un SOC del 52 % riuscendo a coprire il fabbisogno energetico dei carichi per tutta la durata del guasto. In Figura 112 vengono mostrati i profili di interesse relativi all'intervallo di guasto esaminato.

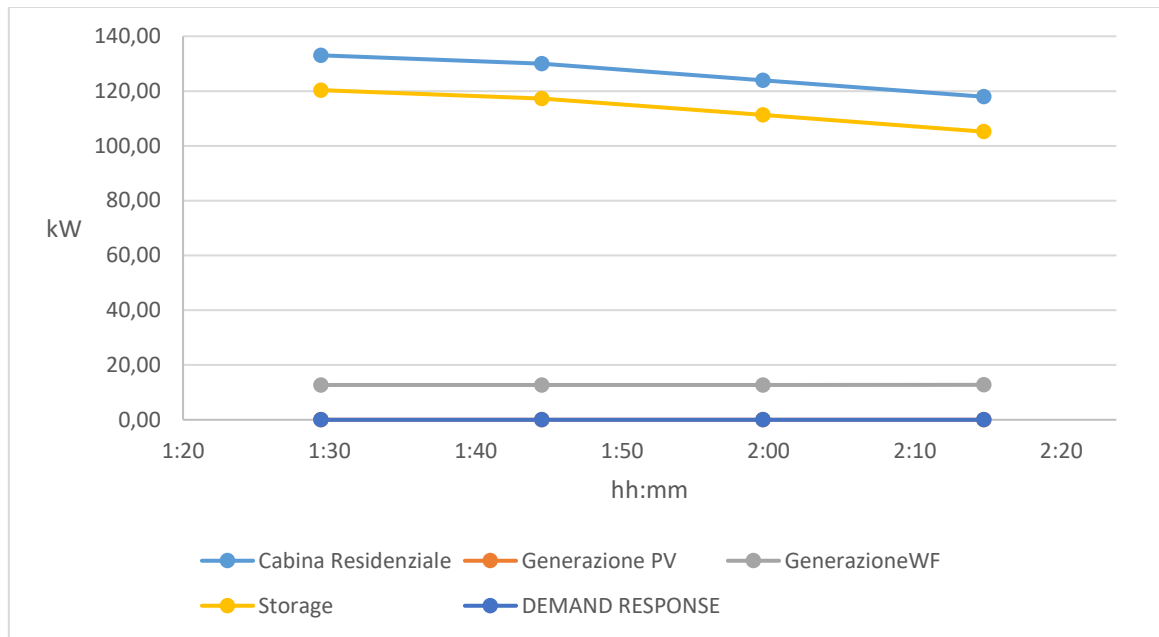


Figura 112. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 2

I valori estratti sono riportati nella Tabella 118 mentre in Tabella 119 sono riportati i dati caratteristici dello storage.

Tabella 118. Dati estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		GIORNO		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
s	Corrispondente	m	Corrispondente	g	Corrispondente	Ist.	Ora		
4	Aprile	10	Ottobre	3	Mercoledì	51	12:45	45 min	13:30

Tabella 119. Dati storage.

DATI STORAGE			
TAGLIA	SOC	Tempo Carica [h]	Tempo Scarica [h]
300 kW	23%	1:20	0:15

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 120 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Osservando tali dati si evince per tutta la durata del guasto (12:45 – 13:30) una potenza generata minore di quella richiesta dai carichi e di conseguenza, per permettere il funzionamento in isola della zona residenziale, il surplus di potenza dovrà essere erogato dallo storage, il quale è modulabile. Quest'ultimo presenta un SOC del 23 % riuscendo a coprire il fabbisogno energetico dei carichi per una durata massima di circa 15 minuti. Superati 15 minuti, dall'inizio del guasto, per avere il funzionamento in isola della zona residenziale, si dovrebbe avere una modulazione del carico flessibile di oltre il 50 %. Tale percentuale non è compatibile con quella prevista per lo scenario energetico esaminato.

In Figura 113 vengono mostrati i profili di potenza di interesse relativi all'intervallo di guasto esaminato.

Tabella 120. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : Demand Response [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO : (PV+WF+ Storage+DR)
12:45	142,13	38,68	24,70	78,75	0,00	0,00	142,13
13:00	145,15	38,58	24,70	0,00	-81,87	56,41	145,15
13:15	148,18	38,27	26,72	0,00	-83,19	56,14	148,18
13:30	154,22	38,13	26,72	0,00	-89,38	57,95	154,22

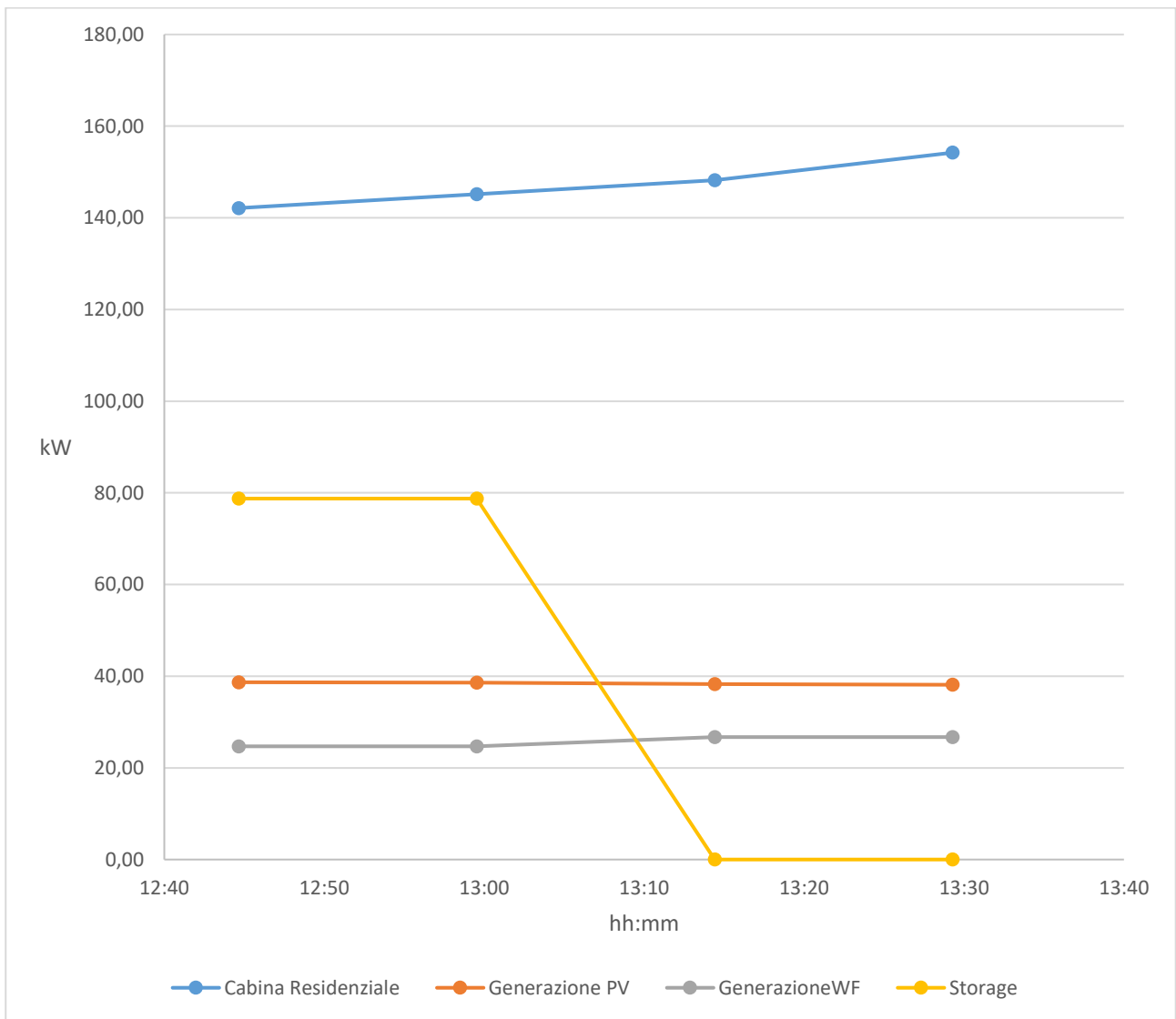


Figura 113. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 3

I valori estratti sono riportati nella Tabella 121 mentre in Tabella 122 sono riportati i dati caratteristici dello storage.

Tabella 121. Dati estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		GIORNO		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
s	Corrispondente	m	Corrispondente	g	Corrispondente	Ist.	Ora		
2	Primavera	4	Aprile	6	Sabato	73	18:15	45 min	19:00

Tabella 122. Dati storage.

DATI STORAGE			
TAGLIA	SOC	Tempo Carica [h]	Tempo Scarica [h]
300 kW	40%	1:00	0:36

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 123 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 123. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : Demand Response [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO : (PV+WF+ Storage+DR)
18:15	184,5	7,3	24,9	152,3	0,0	0,0	184,5
18:30	193,5	6,4	24,9	162,3	0,0	0,0	193,5
18:45	196,6	5,4	24,9	162,3	-166,3	84,6	196,6
19:00	205,6	4,4	24,9	0,0	-176,4	85,8	205,6

Osservando tali dati si evince, per tutta la durata del guasto (18:15 – 19:00), una potenza generata minore di quella richiesta dai carichi e di conseguenza, per permettere il funzionamento in isola della zona residenziale, il surplus di potenza dovrà essere erogato dallo storage, il quale è modulabile. Quest'ultimo presenta un SOC del 40 % riuscendo a coprire il fabbisogno energetico dei carichi per una durata massima di circa 36 minuti. Superati 36 minuti, dall'inizio del guasto, per avere il funzionamento in isola della zona residenziale, si dovrebbe avere una riduzione del carico flessibile di oltre 80%, non compatibile con lo scenario esaminato. In Figura 114 vengono mostrati i profili di interesse relativi all'intervallo di guasto esaminato.

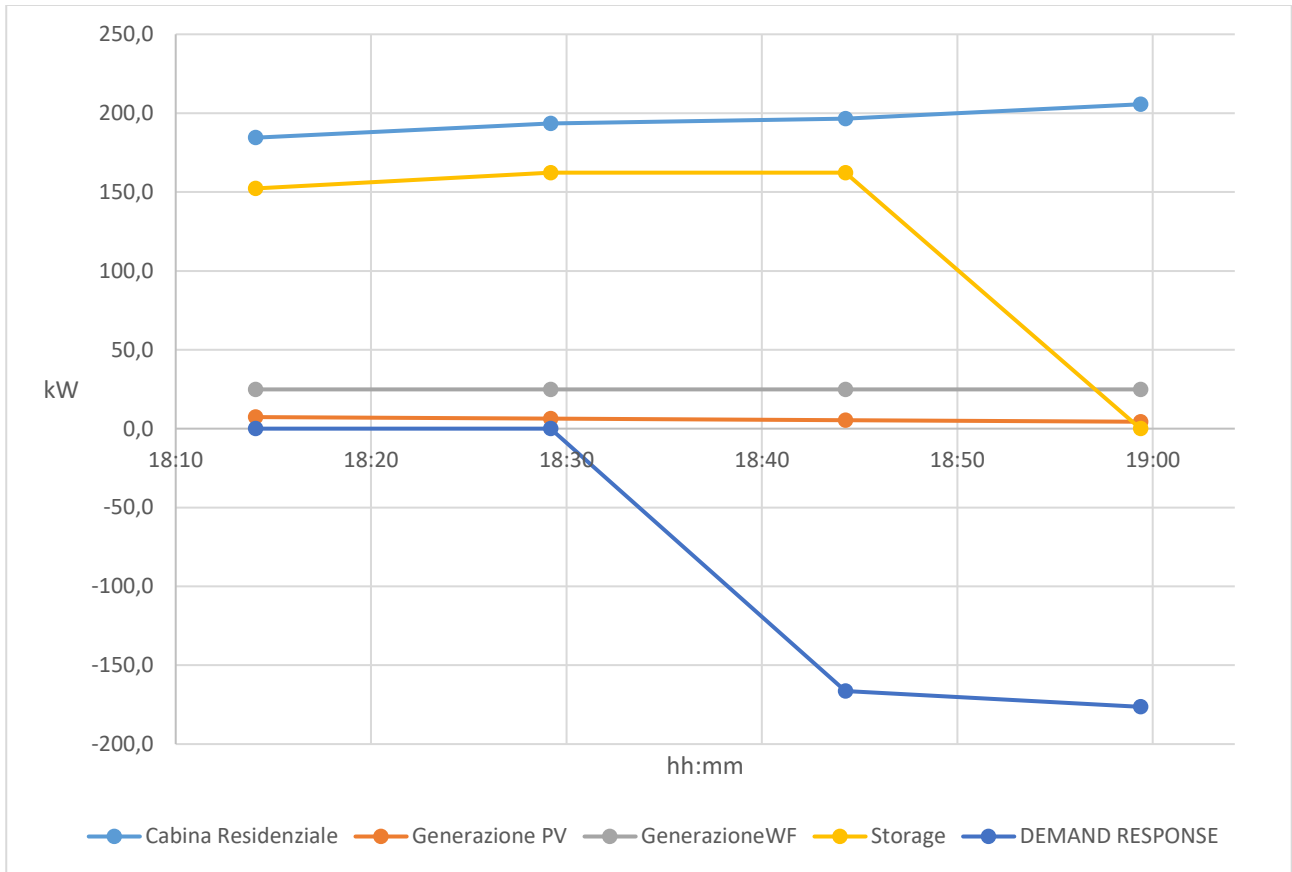


Figura 114. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

4.4.3 Stato CA3-2030DEC

Nella Tabella 124 sono riportati i dati di input forniti al modello matematico implementato in ambiente MATLAB ai fini di simulare il comportamento dell'area residenziale a seguito della perdita della rete MT.

Tabella 124. Dati Scenario.

Picco di carico [kW]	319
Quota FER sui consumi finali [kW]	79
Potenza installata da storage su totale produzione [kW]	290
Capacità totale storage su carico [kWh]	580
Numero di utenti partecipanti ai programmi di DR	0%

La potenza totale installata da storage su totale produzione è stata determinata confrontando per la zona in esame il profilo di potenza media giornaliera consumata con il profilo medio giornaliero di generazione da impianti FER (fotovoltaico + eolico), vedi Figura 115.

La scelta della potenza installata da storage è stata fatta verificando il massimo valore negativo, verificatosi nelle 24 ore, e maggiorandolo del 30%. Ricavato il valore della potenza, ipotizzando una capacità di autonomia pari a 2 ore, è stata stimata una capacità totale di storage pari a 580 kWh.

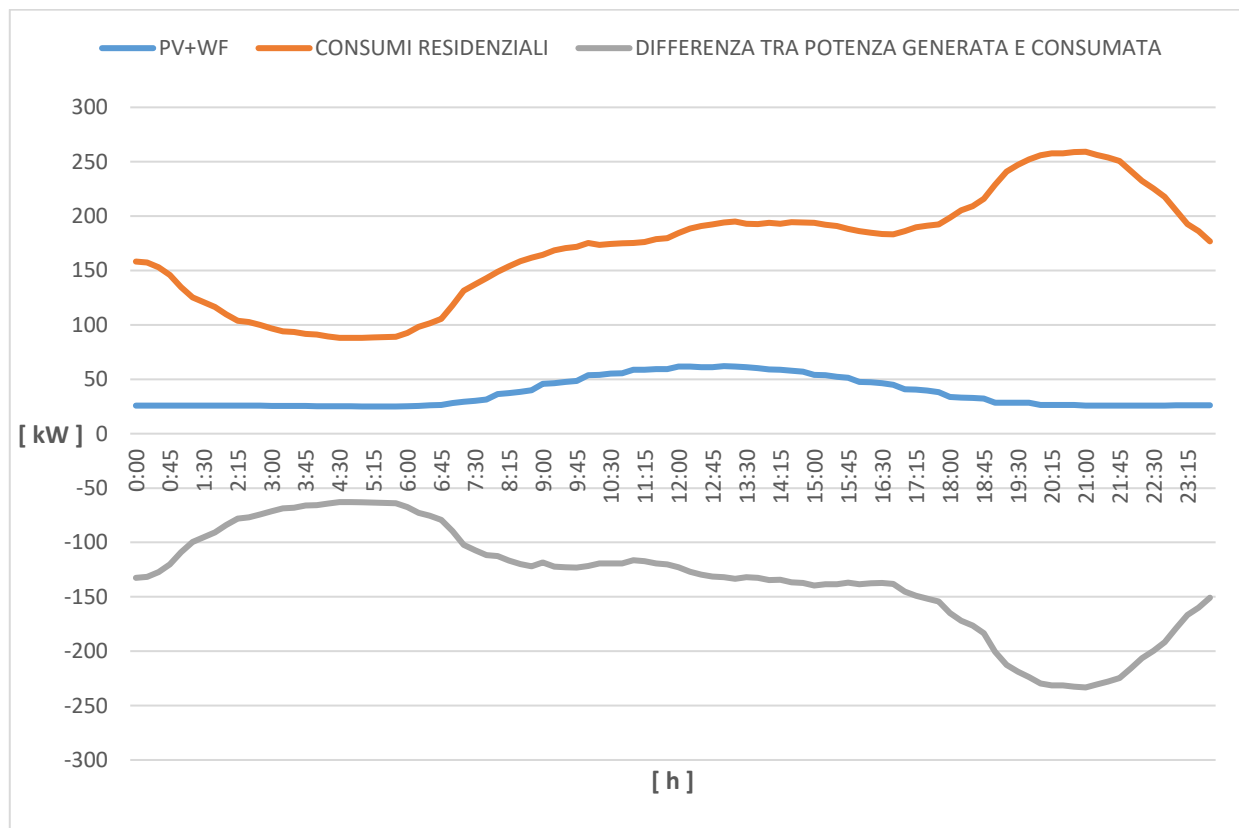


Figura 115 – Panoramica SCENARIO 2030 DEC

Osservando il profilo denominato “differenza tra potenza generata e consumata” presente in Figura 115 si può constatare che, riferendoci a valori medi giornalieri, in qualsiasi ora del giorno la potenza consumata è sempre maggiore di quella generata, pertanto nel funzionamento in isola della zona in esame è necessaria la presenza di storage per alimentare i carichi presenti. Di seguito vengono riportati i risultati ottenuti dalle simulazioni eseguite in ambiente MATLAB.

Simulazione 1

I valori estratti sono riportati nella Tabella 125 mentre in Tabella 126 sono riportati i dati caratteristici dello storage ricavati nella simulazione.

Tabella 125. Dati estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		GIORNO		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
s	Corrispondente	m	Corrispondente	g	Corrispondente	Ist.	Ora		
4	Autunno	9	Settembre	4	Giovedì	9	02:15	45 min	03:00

Tabella 126. Dati storage.

DATI STORAGE			
TAGLIA	SOC	Tempo Carica [h]	Tempo Scarica [h]
290 kW	28%	1:14	0:21

Nella Tabella 127 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 127. Dati riferiti all'intervallo di guasto

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : Demand Response [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO : (PV+WF+ Storage+DR)
2:15	102,14	0,00	32,29	69,85	0,00	0,00	102,14
2:30	95,76	0,00	32,29	63,47	0,00	0,00	95,76
2:45	95,76	0,00	32,29	0,00	-63,47	66,28	95,76
3:00	95,76	0,00	32,29	0,00	-63,47	66,28	95,76

Osservando tali dati si evince, per tutta la durata del guasto (02:15 – 03:00), una potenza generata minore di quella richiesta dai carichi e di conseguenza, per permettere il funzionamento in isola della zona residenziale, il surplus di potenza dovrà essere erogato dallo storage, il quale è modulabile. Quest'ultimo presenta un SOC del 28% riuscendo a coprire il fabbisogno energetico dei carichi per una durata massima di circa 22 minuti. Superati 22 minuti dall'inizio del guasto, per avere il funzionamento in isola della zona residenziale, si dovrebbe avere una riduzione del carico di oltre il 60% ma tale situazione non è compatibile con i dati di input dello scenario. In Figura 116 vengono mostrati i profili di interesse relativi all'intervallo di guasto esaminato.

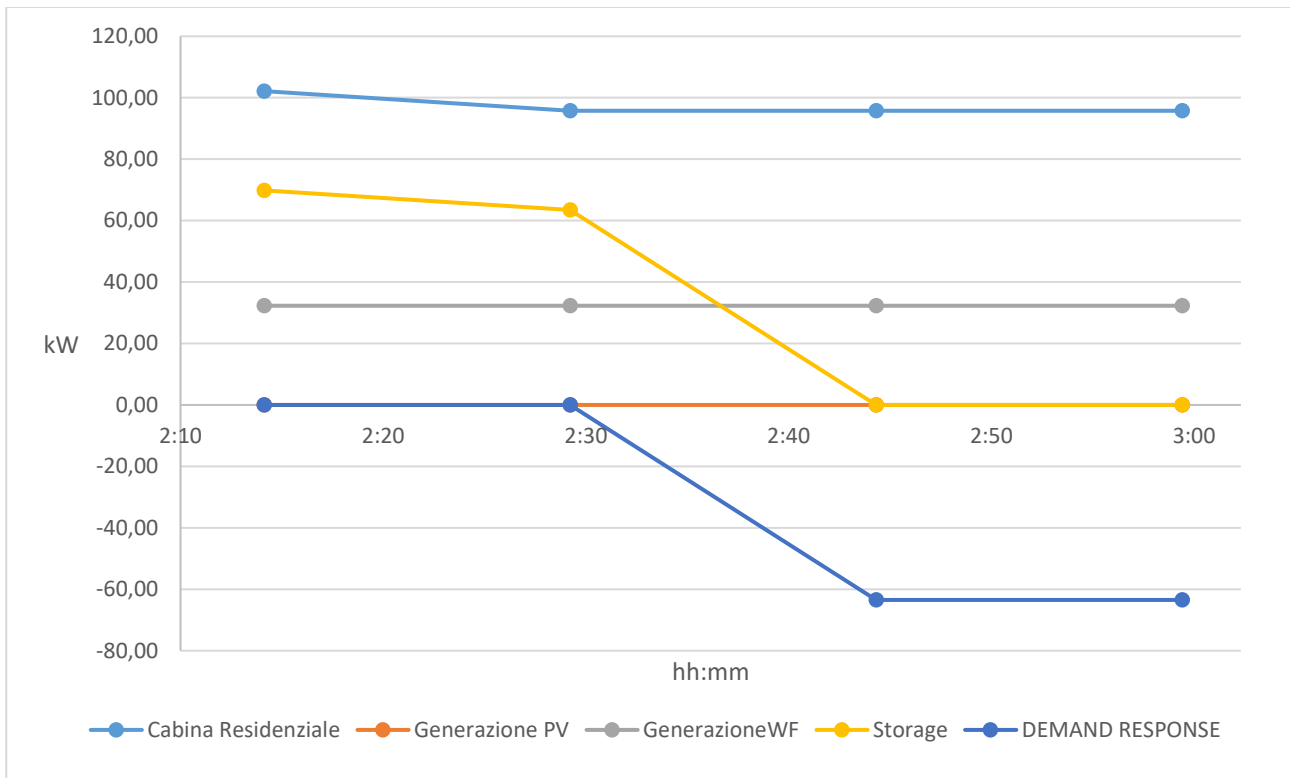


Figura 116. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto

Simulazione 2

I valori estratti sono riportati nella Tabella 128 mentre in Tabella 129 sono riportati i dati caratteristici dello storage ricavati nella simulazione.

Tabella 128. Dati estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		GIORNO		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
s	Corrispondente	m	Corrispondente	g	Corrispondente	Ist.	Ora		
1	Inverno	12	Dicembre	1	Lunedì	43	10:45	45 min	11:30

Tabella 129. Dati storage.

DATI STORAGE			
TAGLIA	SOC	Tempo Carica [h]	Tempo Scarica [h]
290 kW	18%	1:26	0:09

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 130 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 130. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : Demand Response [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO : (PV+WF+ Storage+DR)
10:45	156,41	24,88	44,75	86,78	0,00	0,00	156,41
11:00	156,41	25,40	44,75	0,00	-86,26	55,15	156,41
11:15	156,41	27,60	46,87	0,00	-81,94	52,39	156,41
11:30	156,41	27,60	46,87	0,00	-81,94	52,39	156,41

Osservando tali dati si evince, per tutta la durata del guasto (10:45 – 11:30), una potenza generata minore di quella richiesta dai carichi e di conseguenza, per permettere il funzionamento in isola della zona residenziale, il surplus di potenza dovrà essere erogato dallo storage, il quale è modulabile. Quest’ultimo presenta un SOC del18% riuscendo a coprire il fabbisogno energetico dei carichi per una durata massima di circa 10 minuti. Superati 10 minuti dall’inizio del guasto, per avere il funzionamento in isola della zona residenziale, si dovrebbe avere una riduzione del carico flessibile di oltre il 50%. In Figura 117 vengono mostrati i profili di interesse relativi all’intervallo di guasto esaminato.

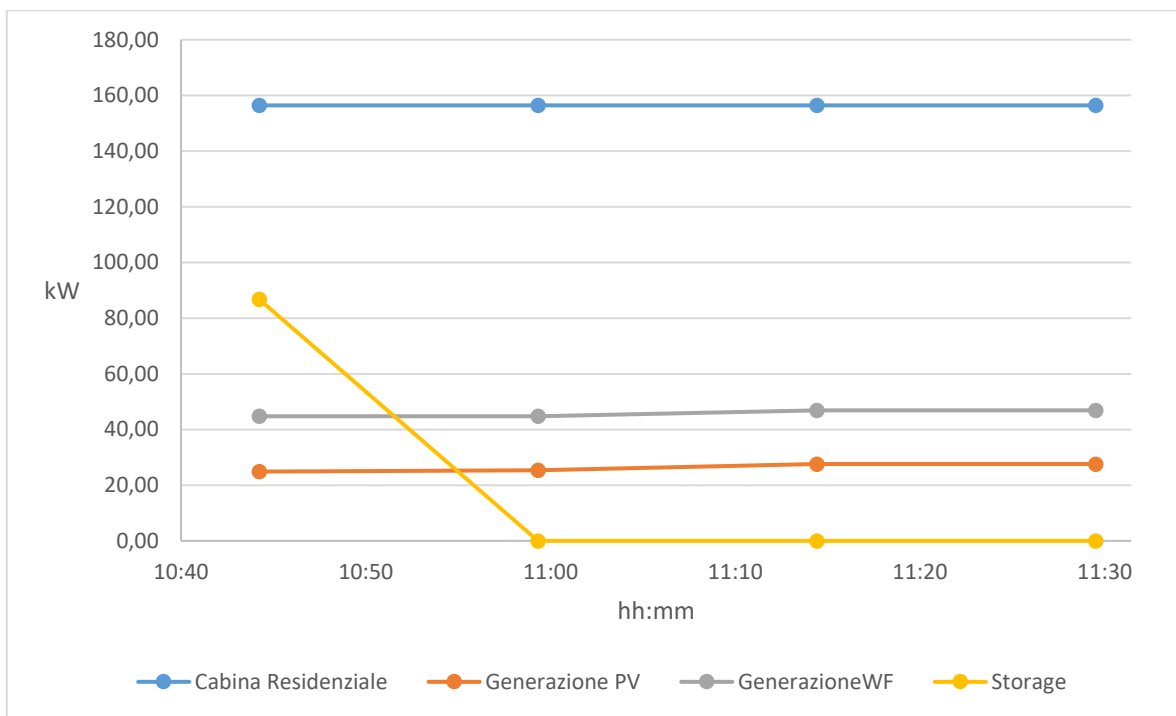


Figura 117. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 3

I valori estratti sono riportati nella Tabella 131 mentre in Tabella 132 sono riportati i dati caratteristici dello storage ricavati nella simulazione.

Tabella 131. Dati estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		GIORNO		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
s	Corrispondente	m	Corrispondente	g	Corrispondente	Ist.	Ora		
4	Autunno	11	Novembre	2	Martedì	80	20:00	45 min	20:45

Tabella 132. Dati storage.

DATI STORAGE			
TAGLIA	SOC	Tempo Carica [h]	Tempo Scarica [h]
290 kW	53%	0:44	0:51

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 133 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 133. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : Demand Response [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO : (PV+WF+ Storage+DR)
20:00	264,94	0,00	24,49	240,44	0,00	0,00	264,94
20:15	274,51	0,00	24,40	250,12	0,00	0,00	274,51
20:30	274,51	0,00	24,40	250,12	0,00	0,00	274,51
20:45	274,51	0,00	24,40	250,12	0,00	0,00	274,51

Osservando tali dati si evince, per tutta la durata del guasto (20:00 – 20:45), una potenza generata minore di quella richiesta dai carichi e di conseguenza, per permettere il funzionamento in isola della zona residenziale, il surplus di potenza dovrà essere erogato dallo storage. Quest'ultimo presenta un SOC del 53% riuscendo a coprire il fabbisogno energetico dei carichi per tutta la durata del guasto. In Figura 118 vengono mostrati i profili di interesse relativi all'intervallo di guasto esaminato.

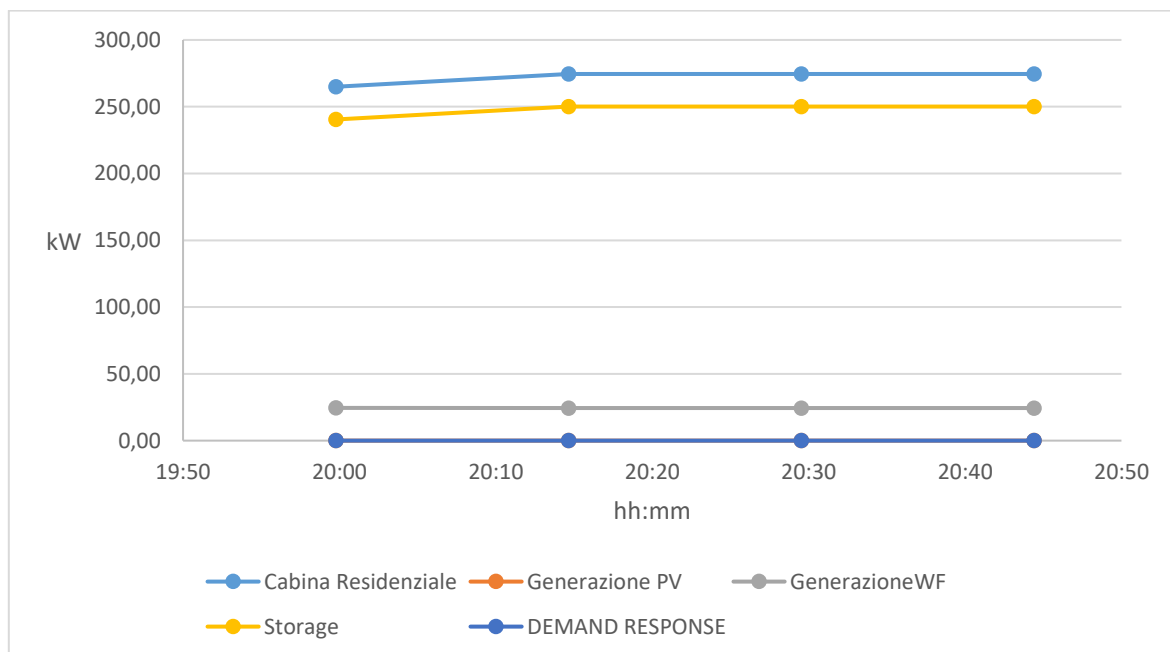


Figura 118. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

4.4.4 Stato CA3-2040BC

Nella Tabella 134 sono riportati i dati di input forniti al modello matematico implementato in ambiente MATLAB al fine di simulare il comportamento dell'area residenziale a seguito della perdita della rete MT.

La potenza totale installata da storage su totale produzione è stata determinata confrontando per la zona in esame il profilo di potenza media giornaliera consumata con il profilo medio giornaliero di generazione da impianti FER (fotovoltaico + eolico), vedi Figura 119.

La scelta della potenza installata da storage è stata fatta verificando il massimo valore negativo, verificatosi nelle 24 ore, e maggiorandolo del 30%. Ricavato il valore della potenza, ipotizzando una capacità di autonomia pari a 2 ore, è stata stimata una capacità totale di storage pari a 580 kWh.

Tabella 134. Dati Scenario.

Picco di carico [kW]	325
Quota FER sui consumi finali [kW]	80
Potenza installata da storage su totale produzione [kW]	290
Capacità totale storage su carico [kWh]	580
Numero di utenti partecipanti ai programmi di DR	0%

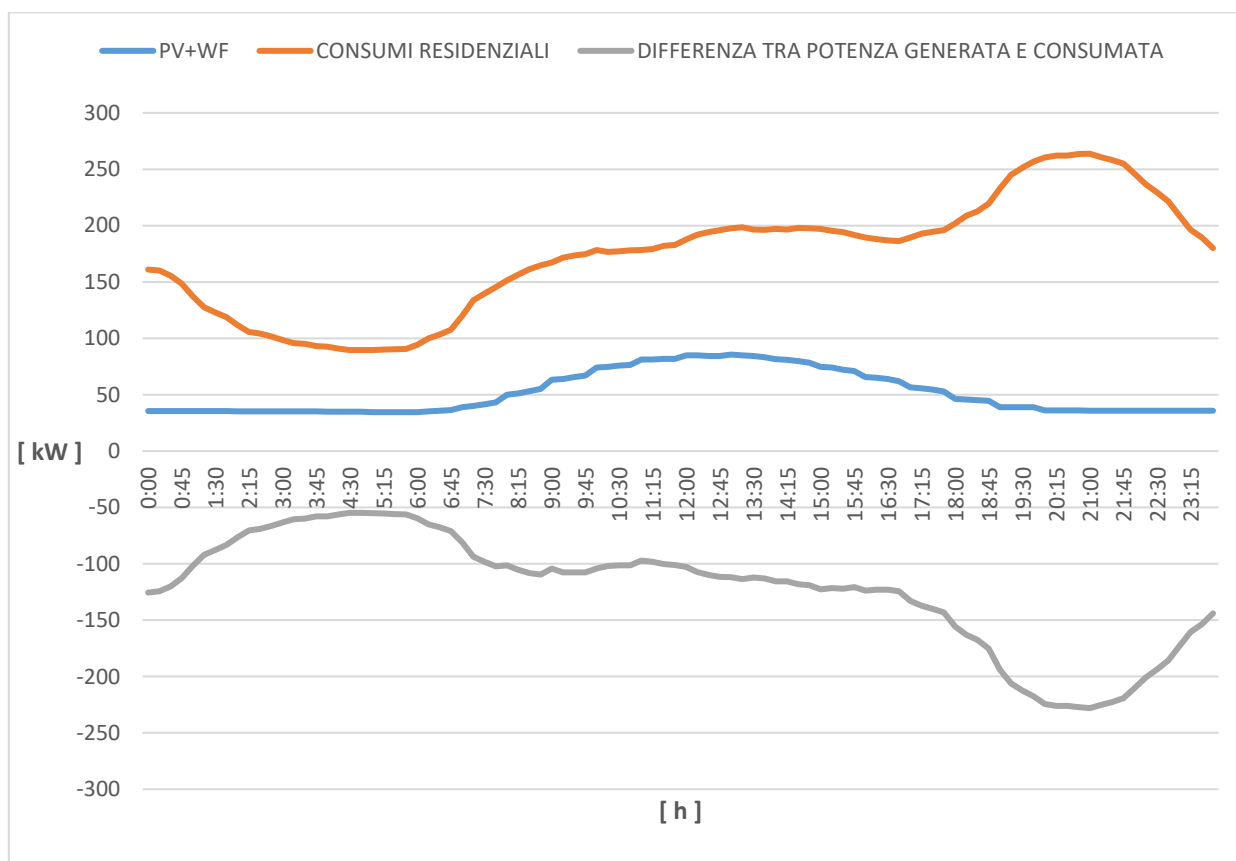


Figura 119. Produzione e consumo medi giornalieri.

Osservando il profilo denominato “differenza tra potenza generata e consumata” presente in Figura 119 si può constatare che, riferendoci a valori medi giornalieri, in qualsiasi ora del giorno la potenza consumata è sempre maggiore di quella generata, pertanto nel funzionamento in isola della zona in esame è necessaria la presenza di storage per alimentare i carichi presenti. Di seguito vengono riportati i risultati ottenuti dalle simulazioni eseguite in ambiente MATLAB.

Simulazione 1

I valori estratti sono riportati nella Tabella 135 mentre in Tabella 136 sono riportati i dati caratteristici dello storage ricavati nella simulazione.

Tabella 135. Dati estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		GIORNO		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
s	Corrispondente	m	Corrispondente	g	Corrispondente	Ist.	Ora		
4	Autunno	11	Novembre	1	Lunedì	39	09:45	45 min	10:30

Tabella 136. Dati storage.

DATI STORAGE			
TAGLIA	SOC	Tempo Carica [h]	Tempo Scarica [h]
290 kW	31%	1:10	0:25

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 137 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 137. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : Demand Response [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO : (PV+WF+ Storage+DR)
9:45	142,91	31,97	22,38	88,56	0,00	0,00	142,91
10:00	139,66	33,28	22,38	84,01	0,00	0,00	139,66
10:15	139,66	39,06	23,11	0,00	-77,50	55,49	139,66
10:30	136,42	39,33	23,11	0,00	-73,98	54,23	136,42

Osservando tali dati si evince, per tutta la durata del guasto (10:45 – 11:30), una potenza generata minore di quella richiesta dai carichi e di conseguenza, per permettere il funzionamento in isola della zona residenziale, il surplus di potenza dovrà essere erogato dallo storage, il quale è modulabile. Quest'ultimo presenta un SOC del 31% riuscendo a coprire il fabbisogno energetico dei carichi per una durata massima di circa 25 minuti. Superati 25 minuti dall'inizio del guasto, per avere il funzionamento in isola della zona residenziale, si dovrebbe ridurre il carico di oltre il 55%. In Figura 120 vengono mostrati i profili di interesse relativi all'intervallo di guasto esaminato.

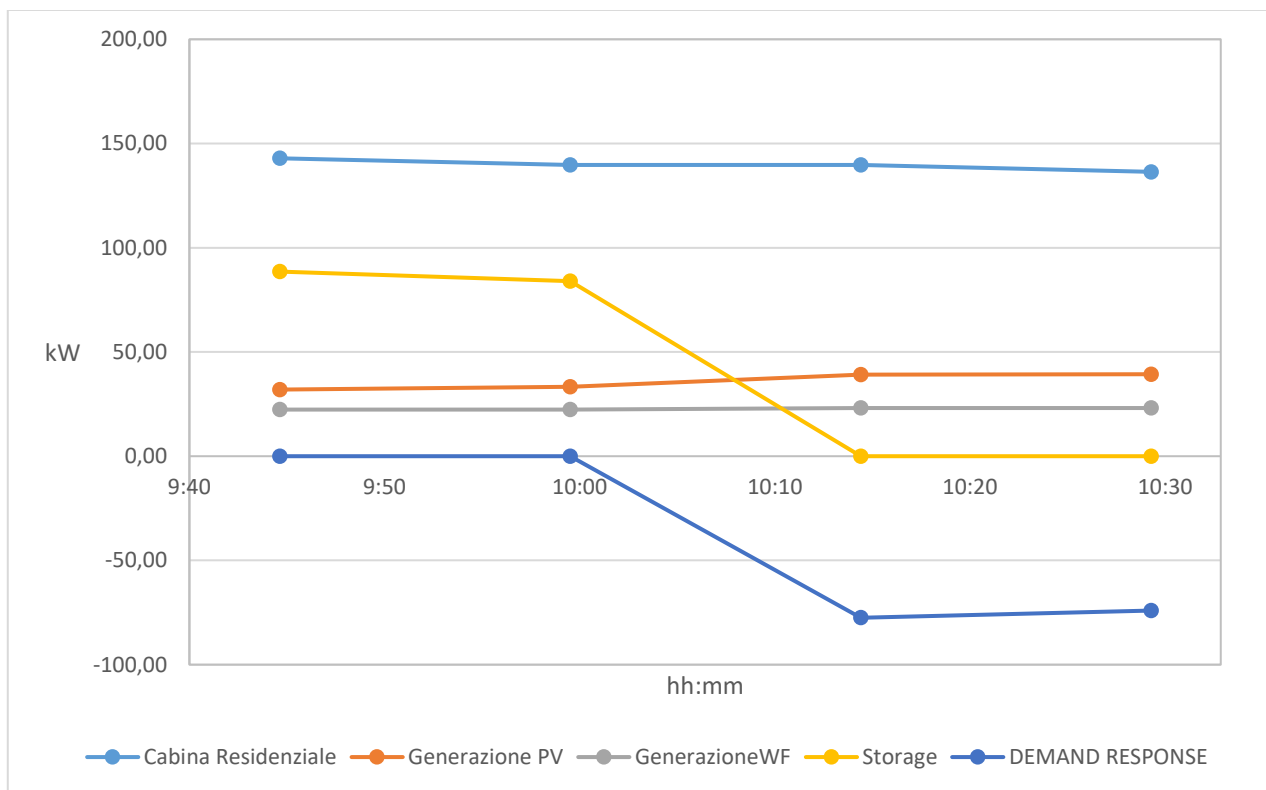


Figura 120. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 2

I valori estratti sono riportati nella Tabella 138 mentre in Tabella 139 sono riportati i dati caratteristici dello storage.

Tabella 138. Dati estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		GIORNO		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
s	Corrispondente	m	Corrispondente	g	Corrispondente	Ist.	Ora		
3	Estate	8	Agosto	3	Mercoledì	50	12:30	45 min	13:15

Tabella 139. Dati storage.

DATI STORAGE			
TAGLIA	SOC	Tempo Carica [h]	Tempo Scarica [h]
290 kW	42%	0:57	0:38

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 140 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 140. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : Demand Response [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO : (PV+WF+ Storage+DR)
12:30	159,15	59,52	24,74	74,89	0,00	0,00	159,15
12:45	162,40	59,68	24,74	77,98	0,00	0,00	162,40
13:00	165,65	59,76	24,74	81,15	0,00	0,00	165,65
13:15	172,14	60,14	29,56	0,00	-82,44	47,89	172,14

Osservando tali dati si evince, per tutta la durata del guasto (12:30 – 13:15), una potenza generata minore di quella richiesta dai carichi e di conseguenza, per permettere il funzionamento in isola della zona residenziale, il surplus di potenza dovrà essere erogato dallo storage. Quest'ultimo presenta un SOC del 42% riuscendo a coprire il fabbisogno energetico dei carichi per una durata massima di circa 38 minuti. Superati 38 minuti dall'inizio del guasto, per avere il funzionamento in isola della zona residenziale, si dovrebbe avere una riduzione del carico di oltre il 45%. In Figura 121 vengono mostrati i profili di interesse relativi all'intervallo di guasto esaminato.

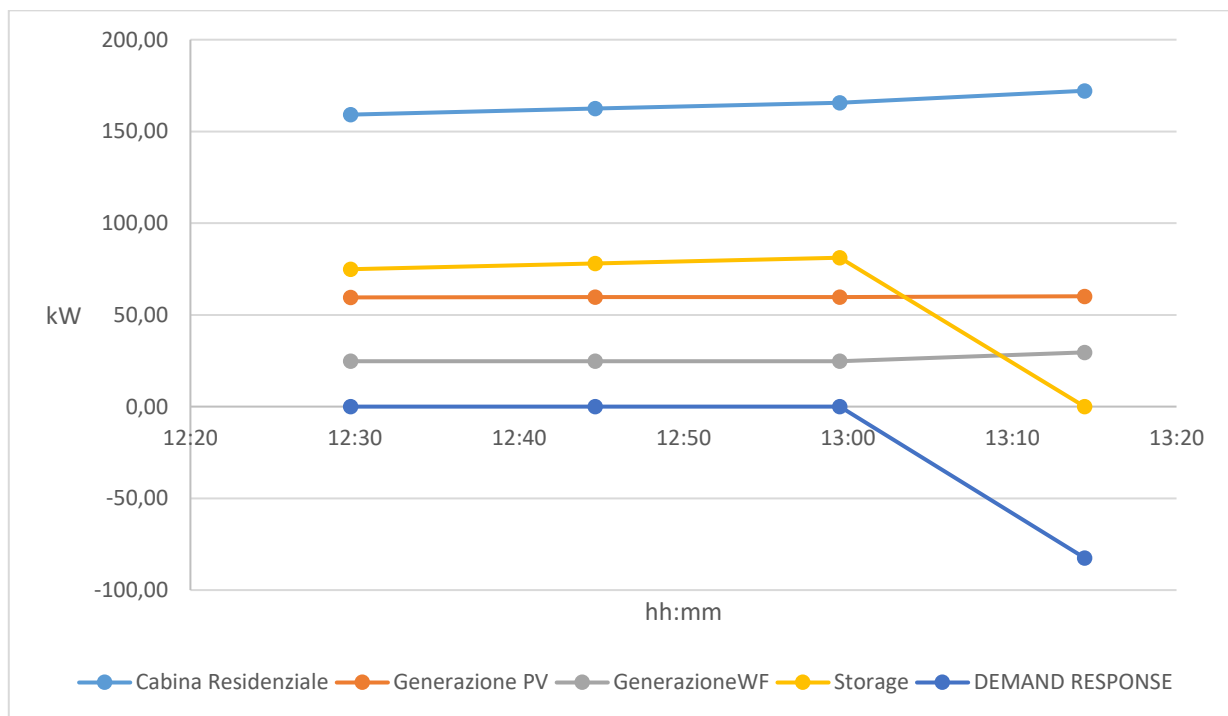


Figura 121. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 3

I valori estratti sono riportati nella Tabella 141 mentre in Tabella 142 sono riportati i dati caratteristici dello storage.

Tabella 141. Dati estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		GIORNO		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
s	Corrispondente	m	Corrispondente	g	Corrispondente	Ist.	Ora		
4	Autunno	10	Ottobre	4	Giovedì	88	22:00	45 min	22:45

Tabella 142. Dati storage.

DATI STORAGE			
TAGLIA	SOC	Tempo Carica [h]	Tempo Scarica [h]
290 kW	24%	1:19	0:16

Nella Tabella 143 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 143. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : Demand Response [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO : (PV+WF+ Storage+DR)
22:00	266,34	0,00	35,62	230,72	0,00	0,00	266,34
22:15	253,34	0,00	37,02	216,32	0,00	0,00	253,34
22:30	240,35	0,00	37,02	0,00	-203,33	84,60	240,35
22:45	233,86	0,00	37,02	0,00	-196,84	84,17	233,86

Osservando tali dati si evince, per tutta la durata del guasto (22:00 – 22:45), una potenza generata minore di quella richiesta dai carichi e di conseguenza, per permettere il funzionamento in isola della zona residenziale, il surplus di potenza dovrà essere erogato dallo storage. Quest'ultimo presenta un SOC del 24% riuscendo a coprire il fabbisogno energetico dei carichi per una durata massima di circa 17 minuti. Superati 17 minuti dall'inizio del guasto, per avere il funzionamento in isola della zona residenziale, si dovrebbe avere un carico flessibile di oltre l'80% del carico totale. In Figura 122 vengono mostrati i profili di interesse relativi all'intervallo di guasto esaminato.

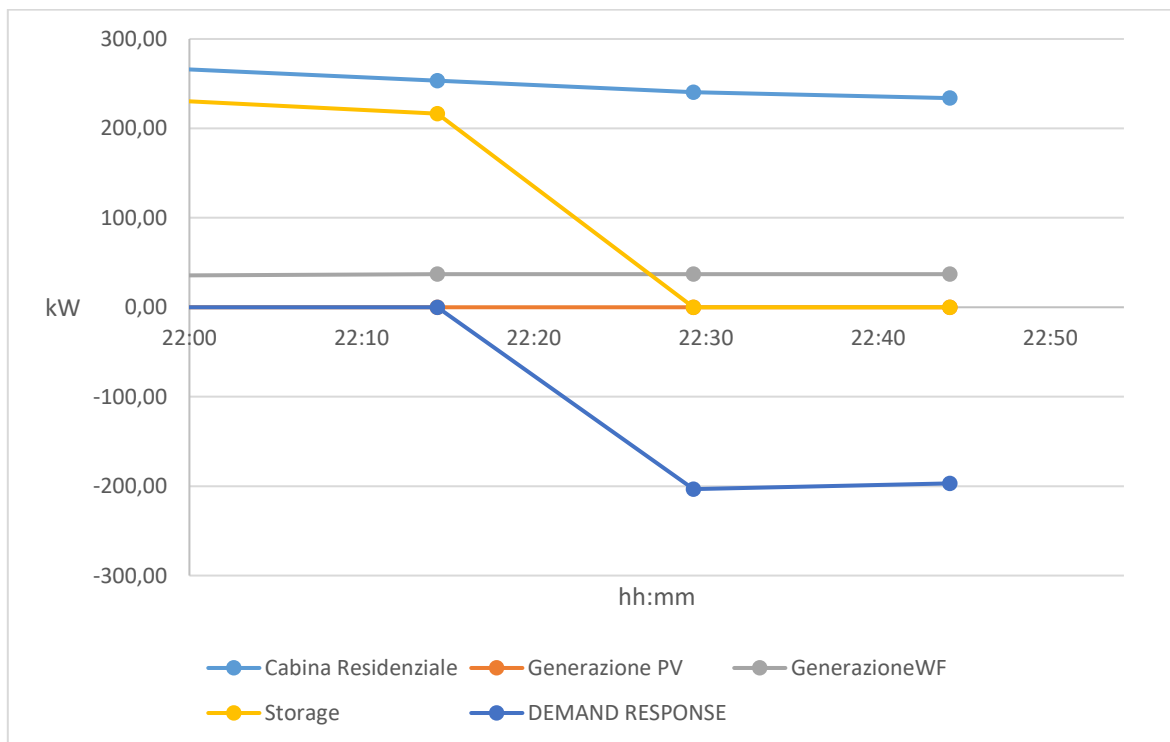


Figura 122. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

4.4.5 Stato CA3-2040DEC

Nella Tabella 144 sono riportati i dati di input forniti al modello matematico implementato in ambiente MATLAB ai fini di simulare il comportamento dell'area residenziale a seguito della perdita della rete MT.

Tabella 144. Dati Scenario.

Picco di carico [kW]	353
Quota FER sui consumi finali [kW]	103
Potenza installata da storage su totale produzione [kW]	310
Capacità totale storage su carico [kWh]	620
Numero di utenti partecipanti ai programmi di DR	0%

La potenza totale installata da storage su totale produzione è stata determinata confrontando per la zona in esame il profilo di potenza media giornaliero consumata con il profilo medio giornaliero di generazione da impianti FER (fotovoltaico + eolico), vedi Figura 123.

La scelta della potenza installata da storage è stata fatta verificando il massimo valore negativo, verificatosi nelle 24 ore, e maggiorandolo del 30%. Ricavato il valore della potenza, ipotizzando una capacità di autonomia pari a 2 ore, è stata stimata una capacità totale di storage pari a 620 kWh.

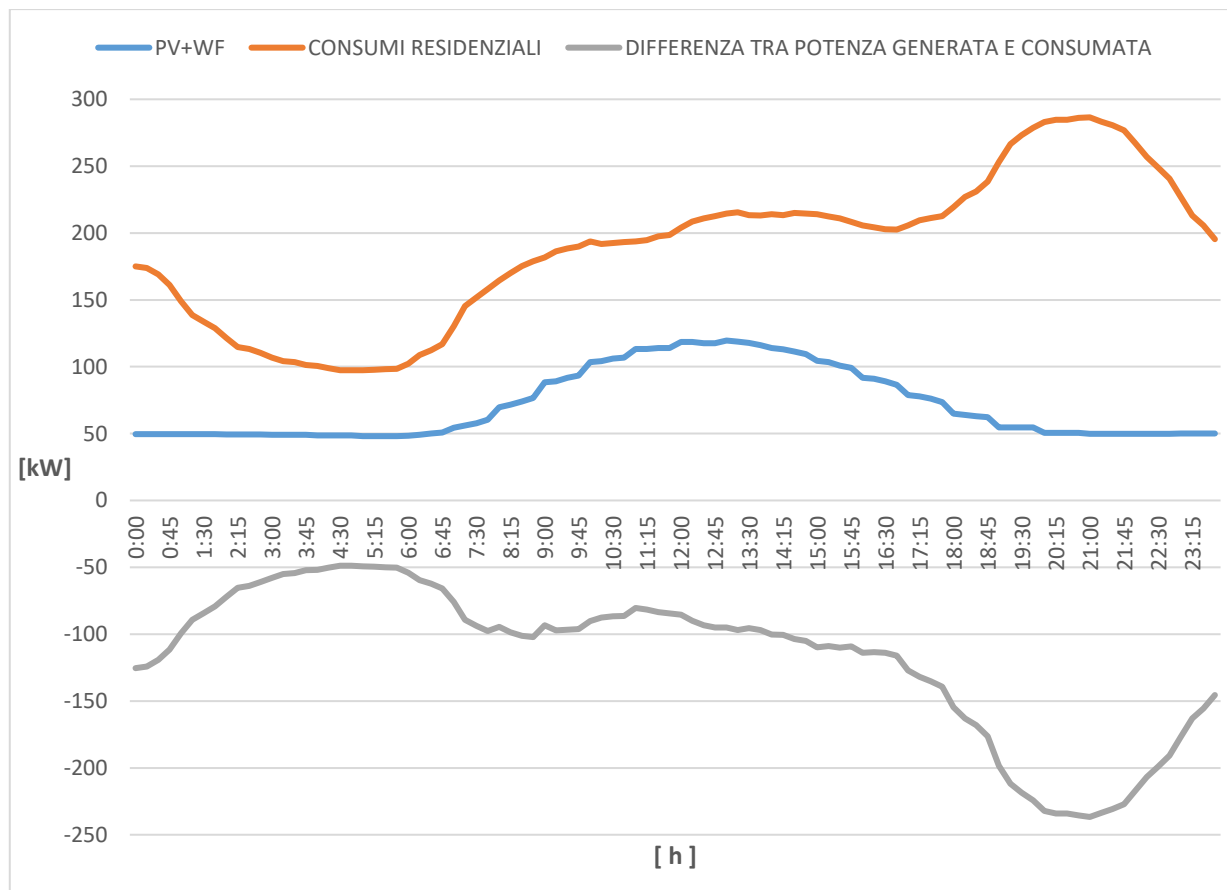


Figura 123. Diagrammi medi di produzione e carico.

Osservando il profilo denominato “differenza tra potenza generata e consumata” presente in Figura 123 si può constatare che, riferendoci a valori medi giornalieri, in qualsiasi ora del giorno la potenza consumata è sempre maggiore di quella generata, pertanto nel funzionamento in isola della zona in esame è necessaria la presenza di storage per alimentare i carichi presenti. Di seguito vengono riportati i risultati ottenuti dalle simulazioni eseguite in ambiente MATLAB.

Simulazione 1

I valori estratti sono riportati nella Tabella 145 mentre in Tabella 146 sono riportati i dati caratteristici dello storage.

Tabella 145. Dati estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		GIORNO		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
s	Corrispondente	m	Corrispondente	g	Corrispondente	Ist.	Ora		
1	Inverno	1	Gennaio	2	Martedì	12	03:00	45 min	03:45

Tabella 146. Dati storage.

DATI STORAGE			
TAGLIA	SOC	Tempo Carica [h]	Tempo Scarica [h]
310 kW	24%	1:19	0:16

Nella Tabella 147 sono riportati i dati durante l’intervallo di guasto.

Tabella 147. Dati riferiti all’intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : Demand Response [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO : (PV+WF+ Storage+DR)
3:00	105,8	0,0	53,5	52,3	0,0	0,0	105,8
3:15	102,3	0,0	54,1	48,2	0,0	0,0	102,3
3:30	98,8	0,0	54,1	0,0	-44,7	45,2	98,8
3:45	98,8	0,0	54,1	0,0	-44,7	45,2	98,8

Osservando tali dati si evince, per tutta la durata del guasto (03:00 – 03:45), una potenza generata minore di quella richiesta dai carichi e di conseguenza, per permettere il funzionamento in isola della zona residenziale, il surplus di potenza dovrà essere erogato dallo storage, il quale è modulabile. Quest’ultimo presenta un SOC del 24% riuscendo a coprire il fabbisogno energetico dei carichi per una durata massima di circa 17 minuti. Superati 17 minuti dall’inizio del guasto, per avere il funzionamento in isola della zona residenziale, si dovrebbe avere una riduzione del carico di oltre il 45%. In Figura 124 vengono mostrati i profili di interesse relativi all’intervallo di guasto esaminato.

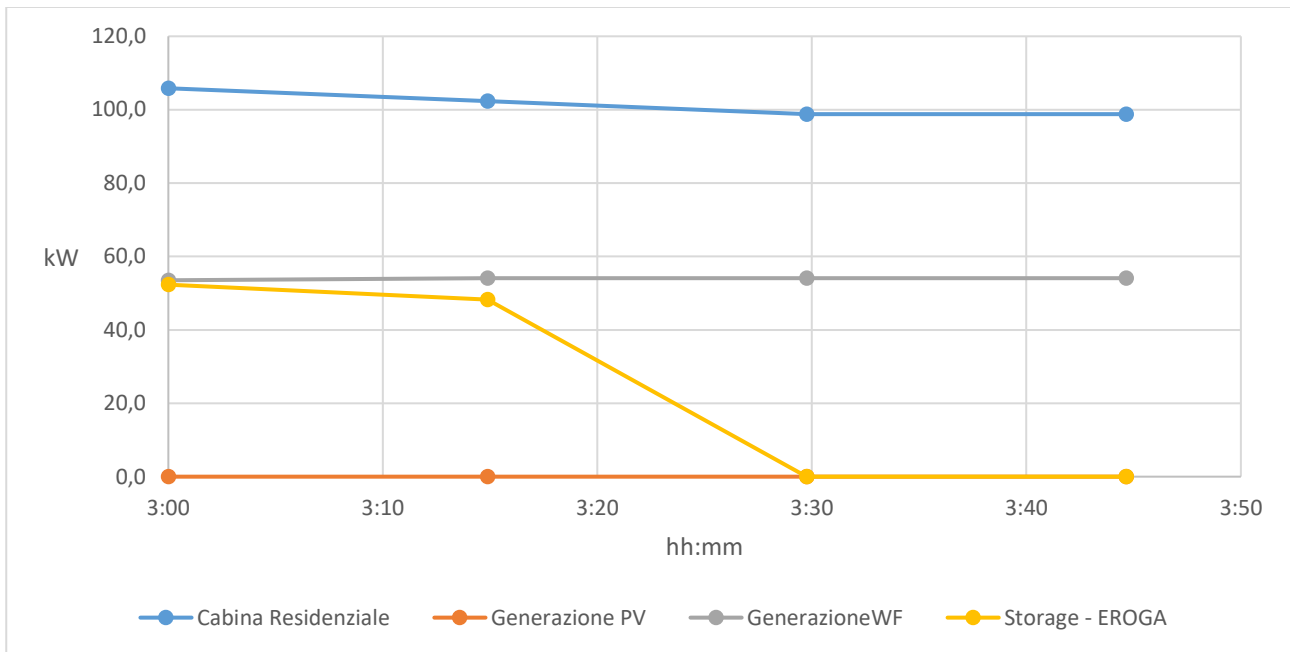


Figura 124. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 2

I valori estratti sono riportati nella Tabella 148 mentre in Tabella 149 sono riportati i dati caratteristici dello storage.

Tabella 148. Dati estrazione casuale.

STAGIONE		MESE		GIORNO		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
s	Corrispondente	m	Corrispondente	g	Corrispondente	Ist.	Ora		
1	Inverno	12	Dicembre	4	Giovedì	47	11:45	45 min	12:30

Tabella 149. Dati storage.

DATI STORAGE			
TAGLIA	SOC	Tempo Carica [h]	Tempo Scarica [h]
310 kW	37%	1:03	0:32

Nella Tabella 150 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 150. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : Demand Response [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO : (PV+WF+ Storage+DR)
11:45	172,87	40,02	67,96	64,89	0,00	0,00	172,87
12:00	172,87	40,02	67,96	64,89	0,00	0,00	172,87
12:15	179,93	40,02	69,47	70,44	0,00	0,00	179,93
12:30	186,98	39,32	69,47	0,00	-78,20	41,82	186,98

Osservando tali dati si evince, per tutta la durata del guasto (11:45 – 12:30), una potenza generata minore di quella richiesta dai carichi e di conseguenza, per permettere il funzionamento in isola della zona residenziale,

il surplus di potenza dovrà essere erogato dallo storage, il quale è modulabile. Quest’ultimo presenta un SOC del 37% riuscendo a coprire il fabbisogno energetico dei carichi per una durata massima di circa 32 minuti. Superati 32 minuti dall’inizio del guasto, per avere il funzionamento in isola della zona residenziale, si dovrebbe avere una riduzione del carico di oltre il 35%. In Figura 125 vengono mostrati i profili di interesse relativi all’intervallo di guasto esaminato.

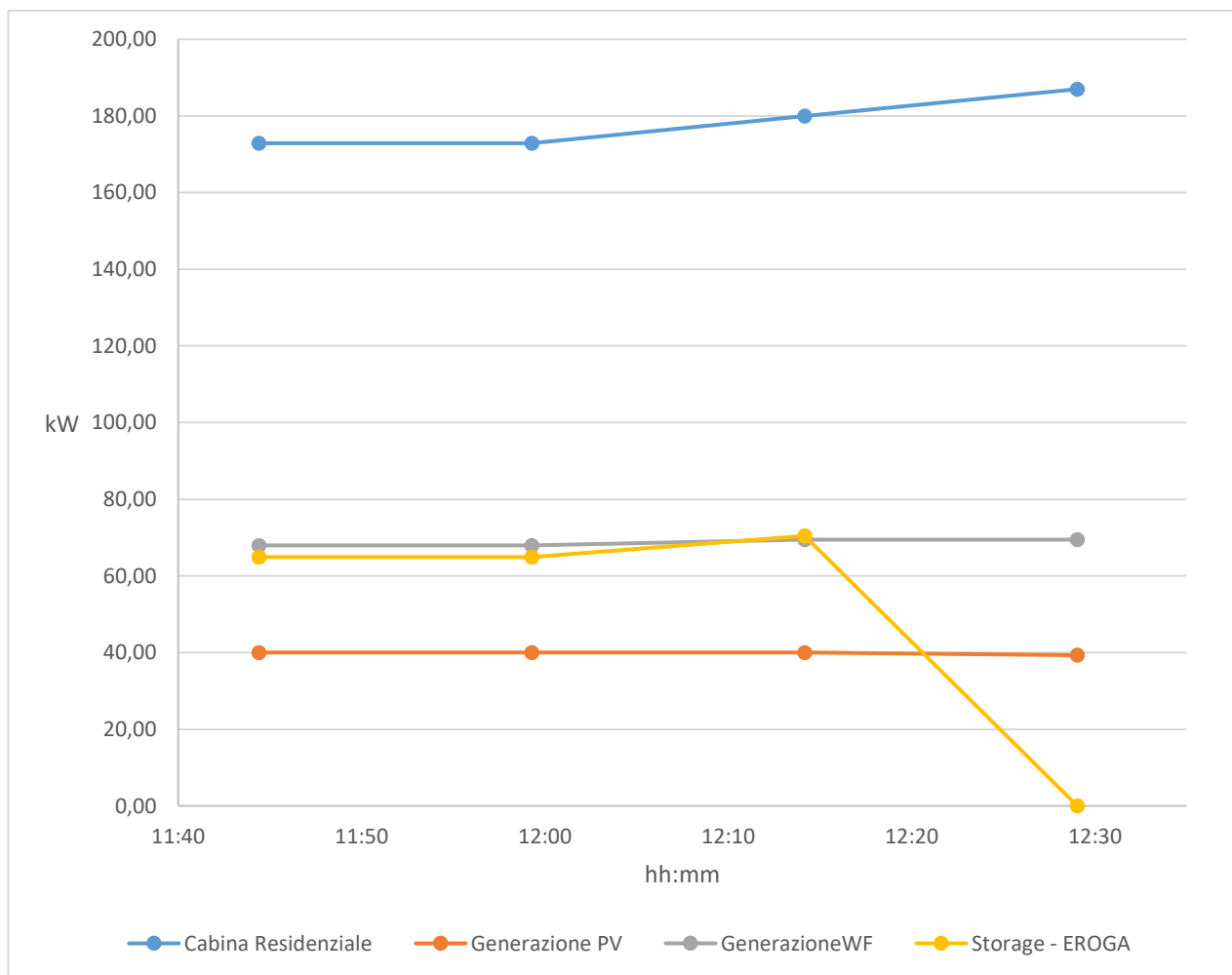


Figura 125. Confronto dei profili nell’intervallo di guasto.

Simulazione 3

I valori estratti sono riportati nella Tabella 151 mentre in Tabella 152 sono riportati i dati caratteristici dello storage.

Tabella 151. Dati estrazione casuale.

s	STAGIONE	MESE		GIORNO		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
	Corrispondente	m	Corrispondente	g	Corrispondente	Ist.	Ora		
3	Estate	7	Luglio	6	Sabato	77	19:15	45 min	20:00

Tabella 152. Dati storage.

DATI STORAGE			
TAGLIA	SOC	Tempo Carica [h]	Tempo Scarica [h]
310 kW	62%	0:33	1:02

Nella Tabella 153 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 153. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di guasto [hh:mm]	Cabina Residenziale [kW]	PV [kW]	WF [kW]	Storage [kW]	DR : Demand Response [kW]	% DR	VERIFICA EQUILIBRIO : (PV+WF+ Storage+DR)
19:15	215,21	7,83	38,10	169,28	0,00	0,00	215,21
19:30	222,26	7,13	38,10	177,04	0,00	0,00	222,26
19:45	225,79	6,21	38,10	181,48	0,00	0,00	225,79
20:00	232,85	5,05	38,10	189,70	0,00	0,00	232,85

Osservando tali dati si evince, per tutta la durata del guasto (19:15 – 20:00), una potenza generata minore di quella richiesta dai carichi e di conseguenza, per permettere il funzionamento in isola della zona residenziale, il surplus di potenza dovrà essere erogato dallo storage. Quest'ultimo presenta un SOC del 62% riuscendo a coprire il fabbisogno energetico dei carichi per tutta la durata del guasto. In Figura 126 vengono mostrati i profili di interesse relativi all'intervallo di guasto esaminato.

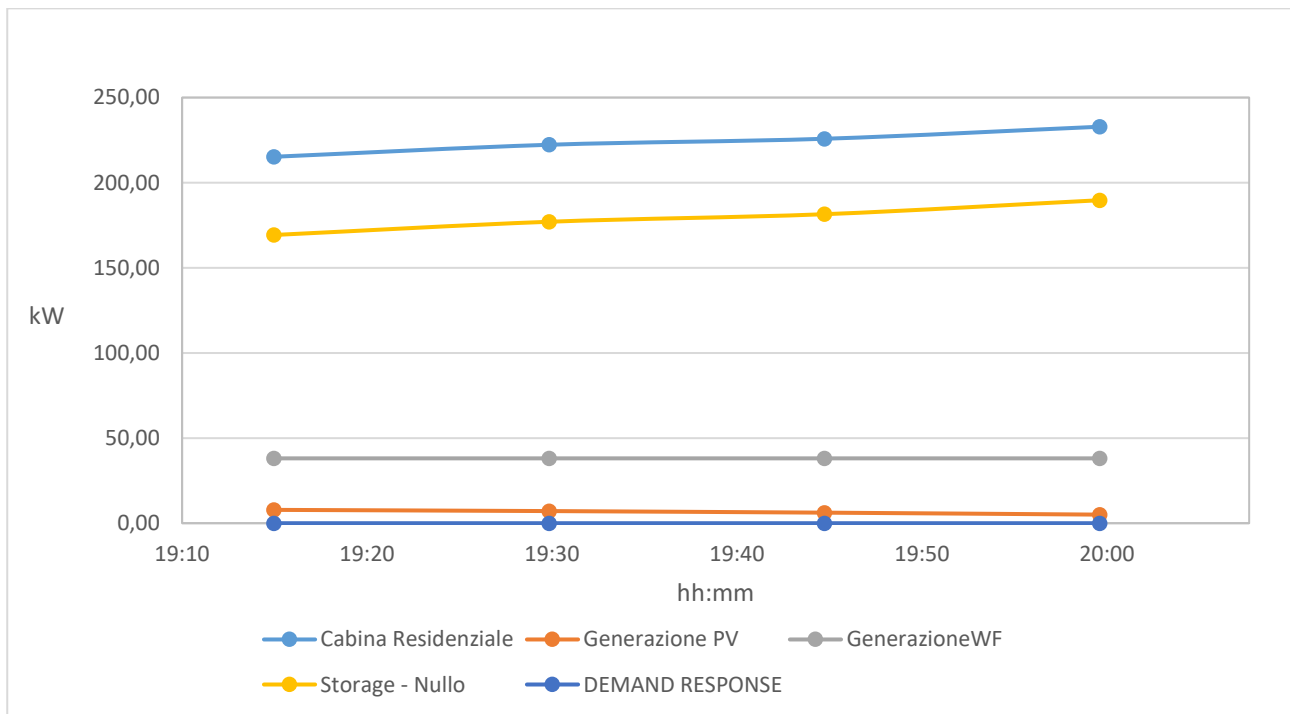


Figura 126. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

5 Analisi della Port Area Network

Il presente capitolo ha lo scopo di descrivere la Port Area Network e di analizzare il suo comportamento nel funzionamento in isola. Come è possibile notare dalla Figura 127 tale rete comprende:

- servizi portuali legati ad attività commerciali presenti nella zona, illuminazione, sistema di sorveglianza, sistema di condizionamento dell'aria, eventuali cantieri navali e gru marine, ecc...;
- generazione fotovoltaica locale;
- generazione eolica locale (on-shore ed off-shore);
- area parcheggio con EVs a ricarica lenta e a ricarica veloce;
- banchina portuale destinata alle navi e/o imbarcazioni collegati alla rete elettrica in tecnologia cold-ironing.

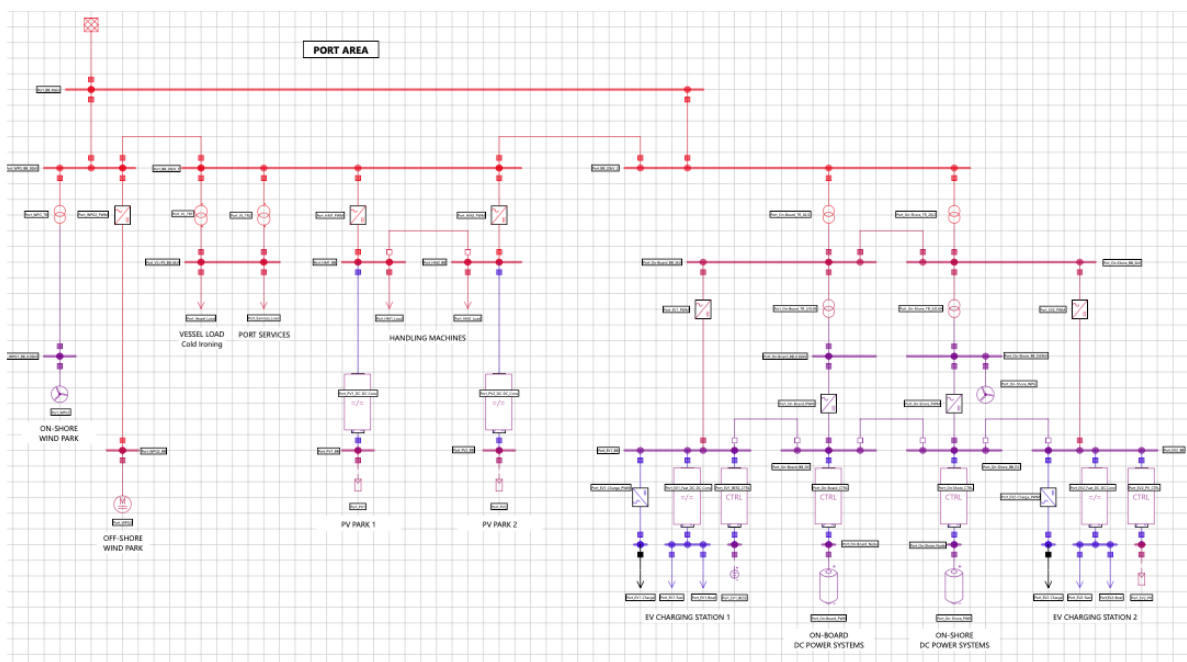


Figura 127. Port Area Network.

A differenza di quanto fatto con lo studio della City Area Network dove sono state analizzate le singole porzioni di rete più significative ed il loro funzionamento in isola, nella rete portuale si è effettuata una macro analisi riferita all'intero sistema funzionante come un'unica entità.

I profili di potenza utilizzati nello studio sono i seguenti:

- profilo di assorbimento legato ai servizi presenti all'interno del porto definito da [19];
- unico profilo di generazione eolica comprendente sia gli impianti di generazione on-shore che off-shore;
- unico profilo di generazione fotovoltaica;
- due profili di potenza per gli EVs: uno per gli EVs a ricarica lenta e uno per gli EVs a ricarica veloce;
- profilo di potenza delle navi in cold-ironing.

In Figura 128 è riportato il profilo giornaliero di una tipica rete portuale [19] in per unit, avente un valor medio pari a:

$$P_{porto} = 0,506 \text{ p.u.}$$

Tale profilo in p.u. sarà considerato costante per qualunque mese dell'anno; a seconda dello scenario considerato sarà possibile ricavare il profilo in kW moltiplicando il diagramma per il valore di picco in funzione dei consumi finali, calcolato nei paragrafi successivi.

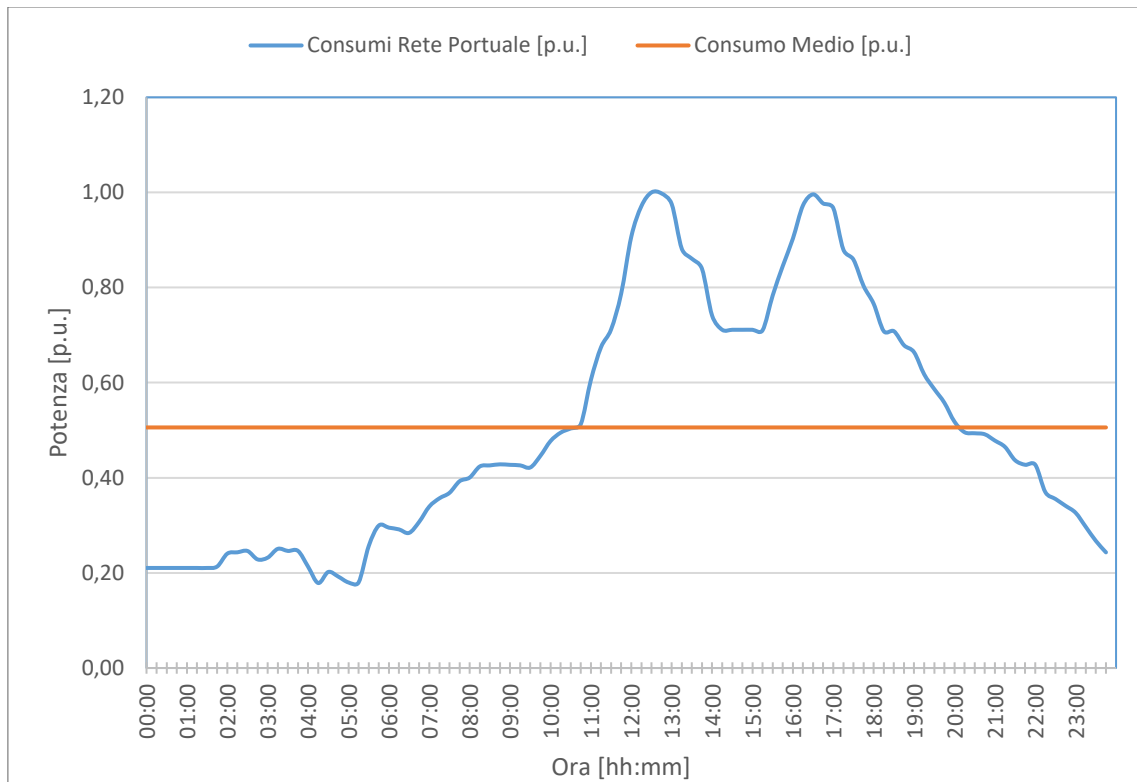


Figura 128. Profilo di carico giornaliero per la rete portuale in p.u.

In Figura 129 viene rappresentato il diagramma di produzione fotovoltaica giornaliero in per unit con variazione mensile [20], avente un valor medio pari a:

$$P_{Pvm} = 0,252 \text{ p.u.}$$

In Figura 130 viene rappresentato il diagramma di produzione eolica giornaliero in per unit con variazione mensile [20], avente un valor medio pari a:

$$P_{Wfm} = 0,493 \text{ p.u.}$$

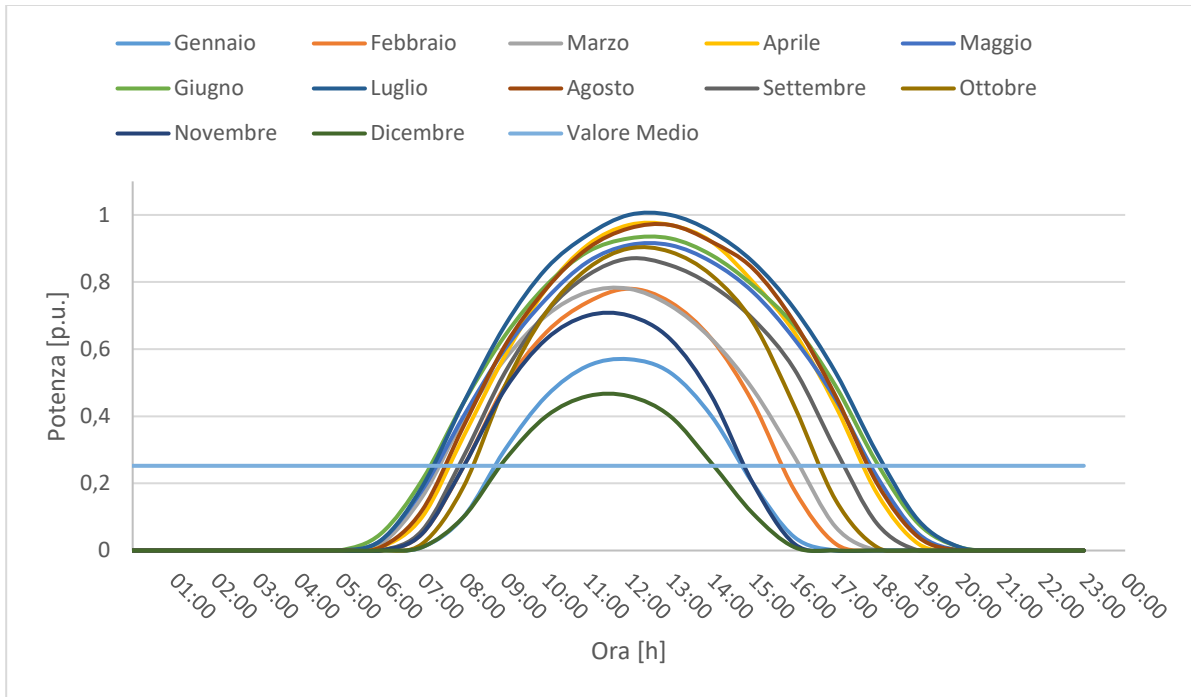


Figura 129. Produzione fotovoltaica in p.u. con valore medio.

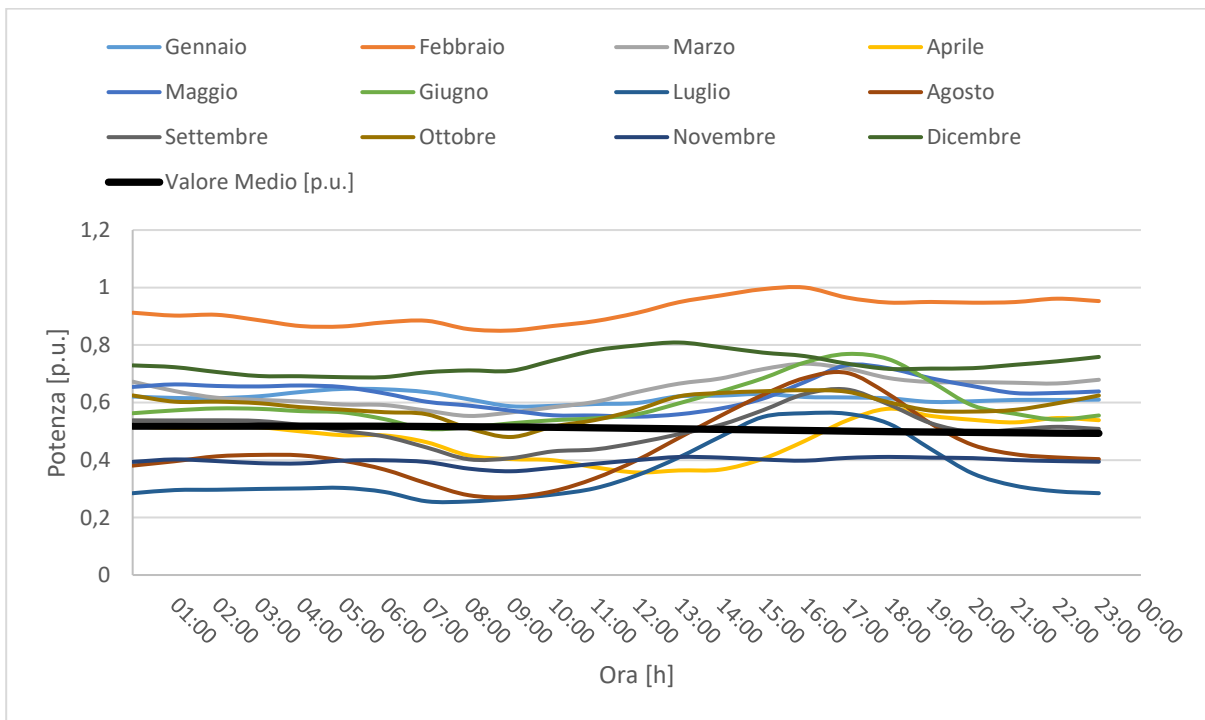


Figura 130. Produzione eolica in p.u. con valore medio.

Prima di analizzare il comportamento della rete portuale nel funzionamento in isola è necessario definire i parametri nei vari stati del sistema:

- PA-2020;
- PA-2030BC;
- PA-2030DEC;
- PA-2040BC;
- PA-2040DEC.

Per ogni stato è necessario individuare i seguenti valori:

- **Potenza di picco [kW]:** riferito al profilo di carico giornaliero della rete portuale. È stato ipotizzato un valore base pari a: $P_B = 4000 \text{ kW}$ per il 2020, successivamente è stato calcolato il valore di picco per ogni scenario attraverso la seguente formula:

$$P_p = c_p \cdot P_B$$

dove il parametro c_p rappresenta l'incremento in p.u. del valore di picco al variare dello scenario considerato. Tali valori sono brevemente riportati nella Tabella 154. Tabella 154 - Valori di picco

Tabella 154 - Valori di picco

STATO	c_p [p.u.]	P_p [kW]
PA-2020	1	4000
PA-2030BC	1,08	4320
PA-2030DEC	1,14	4560
PA-2040BC	1,16	4640
PA-2040DEC	1,26	5040

- **Carico controllabile [kW]:** ipotizzato pari al 5 % del valore di picco per ogni scenario (Tabella 155).

Tabella 155. Carico Controllabile.

STATO	CC [kW]
PA-2020	200
PA-2030BC	216
PA-2030DEC	228
PA-2040BC	232
PA-2040DEC	252

- **Consumo finale [kWh]:** che tengono conto del valore di picco secondo la seguente relazione:

$$C_{finali} = P_p \cdot P_{porto} \cdot 24$$

- **Quota di produzione FER sul consumo finale [kW]:** calcolato secondo la seguente relazione:

$$P_{FER} = \frac{2 \cdot c \cdot C_{finali}}{24 \cdot (P_{PVM} + P_{WFM})}$$

dove il parametro c rappresenta la quota di produzione FER sui consumi finali in p.u. al variare dello scenario considerato. Tali valori sono brevemente riportati nella Tabella 156.

Tabella 156. Valori in p.u. della quota FER sui consumi finali.

STATO	c [p.u.]
PA-2020	0,178
PA-2030BC	0,212
PA-2030DEC	0,283
PA-2040BC	0,287
PA-2040DEC	0,369

La quota FER da fonte eolica (P_{WF}) è stata ipotizzata pari a 550 kW per gli scenari PA-2020, PA-2030BC, PA-2030DEC; mentre pari a 800 kW per gli scenari PA-2040BC e PA-2040DEC. La quota FER da fonte fotovoltaica invece è stata calcolata secondo la seguente formula:

$$P_{PV} = P_{FER} - P_{WF}$$

Nella Tabella 157 sono riportati i valori calcolati.

Tabella 157. Parametri quota produzione FER.

	Consumi finali [kWh]	Quota FER [kW]	Quota WF [kW]	Quota PV [kW]	
				calcolato	considerato
PA-2020	48559,10	870,97	550	320,97	320
PA-2030BC	52443,83	1120,32	550	570,32	570
PA-2030DEC	55357,38	1578,61	550	1028,61	1000
PA-2040BC	56328,56	1629,01	800	829,01	830
PA-2040DEC	61184,47	2275,00	800	1475,00	1470

- **Numero di EV:** si ipotizza un numero variabile di EVs collegati in rete in grado di caricarsi e/o scaricarsi a seconda delle esigenze di rete. La potenza nominale degli EVs a ricarica veloce è stata ipotizzata anche in questo caso pari a 10 kW, mentre la potenza nominale degli EVs a ricarica lenta è stata ipotizzata pari a 3 kW. Nella Tabella 158 vengono riportati i dati di interesse ipotizzati riguardanti i veicoli elettrici.

Tabella 158. Dati EVs.

SCENARI	Numero EV: n_{EV}		Capacità [kWh]: C_{EV}
	Ricarica Veloce	Ricarica Lenta	
2020	5	5	40
2030 BC	10	10	40
2030 DEC	10	10	40
2040 BC	25	25	40
2040 DEC	25	25	40

- **Navi in cold-ironing:** si considerano un numero di navi variabile a seconda dello scenario analizzato sempre disponibile e collegato alla rete, in grado di erogare o assorbire a seconda delle esigenze della stessa. Nella Tabella 159 vengono riportati i dati di interesse ipotizzati riguardanti il cold-ironing.

Tabella 159. Dati cold-ironing.

SCENARI	Numero EV: n_{EV}	Potenza [kW]	Capacità [kWh]
2020	1	2000	4000
2030 BC	1	2000	4000
2030 DEC	1	2000	4000
2040 BC	2	4000	8000
2040 DEC	2	4000	8000

La Tabella 160 mostra i valori finali calcolati che rappresentano i dati di input per le simulazioni tramite software Matlab.

Tabella 160. Valori di input per le simulazioni.

	PA-2020	PA-2030BC	PA-2030DEC	PA-2040BC	PA-2040DEC
Consumi [kWh]	48559,11	52443,83	55357,38	56328,56	61184,47
Picco [kW]	4000,00	4320,00	4560,00	4640,00	5040,00
Carico controllabile [kW]	200,00	216,00	228,00	232,00	252,00
PV	320,00	570,00	1000,00	830,00	1470,00
WF	550,00	550,00	550,00	800,00	800,00
Cold ironing [kW]	2000,00	2000,00	2000,00	4000,00	4000,00
Cold ironing [kWh]	4000,00	4000,00	4000,00	8000,00	8000,00
n. veicoli	10	20	20	50	50
n. EV1 (veloce)	5	10	10	25	25
n. EV1 (lenta)	5	10	10	25	25
Potenza EV1	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Potenza EV2	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00

Nei paragrafi successivi saranno discussi ed analizzati i risultati ottenuti.

Come nel caso della city area tra le molteplici simulazioni effettuate, nel seguito sono presentate - per ogni scenario energetico – solo quelle maggiormente significative per ogni evento di failure, nonché quelle che si differenziano maggiormente per il funzionamento delle risorse presenti.

5.1 Stato PA-2020

Simulazione 1

Applicando il Metodo Monte Carlo si ricavano le estrazioni riferite alla simulazione 1 dello scenario 2020. I valori estratti sono riportati nella Tabella 161.

Tabella 161. Dati estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
m	Corrispondente	Ist.	Ora		
9	Agosto	73	18:15	45 min	19:00

In Tabella 162 e in Tabella 163 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero di veicoli lenti sorteggiati con le relative specifiche che li caratterizzano.

Tabella 162. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	28%	2:40	0:31

Tabella 163. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]
EV1	67%	3:04
EV2	12%	10:24

In Tabella 164 vengono riportati i dati caratteristici del cold ironing trattandolo, qualora le condizioni lo permettano, come storage che eroga energia per soddisfare la domanda nell'intervallo di tempo del guasto.

Tabella 164. Dati Cold Ironing.

TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
2000	32%	01:09	00:26

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 165 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 165. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di Guasto [hh:mm]	Carico Totale [kW]	Carico Flessibile: CC + EV lenti [kW]	Carico Effettivo [kW]	PV [kW]	WF [kW]	EV Lenti [kW]	EV Veloci [kW]	Cold Ironing [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO	Ulteriore CC Necessario
18:15	3064,00	206,00	2858,00	25,60	326,15	6,00	10,00	2000,00	-496,25	496,25
18:30	2832,00	206,00	2626,00	22,88	326,15	6,00	10,00	2000,00	-266,97	266,97
18:45	2832,00	206,00	2626,00	18,78	326,15	6,00	0,00	0,00	-2281,07	2281,066
19:00	2716,00	206,00	2510,00	15,01	326,15	6,00	0,00	0,00	-2168,84	2168,842

Il consumo dell'intera area portuale è maggiore rispetto alla produzione locale fotovoltaica ed eolica. Risulta dunque necessario staccare dalla rete il carico controllabile dato dalla somma del 5% del carico totale richiesto dal porto (200 kW) e il carico richiesto dalla carica degli EV a ricarica lenta (2 EV lenti da 3 kW) per un totale in media di 206 kW. Quanto detto risulta essere insufficiente per il corretto funzionamento in isola, pertanto è necessario l'intervento delle batterie delle navi funzionanti in tecnologia cold-ironing e degli EV a

ricarica veloce collegati alla rete funzionanti in tecnologia V2G. Il SOC estratto delle navi è pari al 32 % con un corrispettivo tempo di scarica pari a 26 minuti, tempo incompatibile con l'intera durata del guasto. È possibile dunque usufruire per i primi minuti della durata del guasto dei 2 MW erogati dalle navi in cold-ironing e dei 10 kW degli EV veloci (è presente solo un EV a ricarica veloce collegato). Tale soluzione però non è sufficiente; l'unica soluzione per mantenere l'isola è che ci sia un ulteriore carico controllabile, oltre a quello esistente, in media pari a circa 49% del carico istantaneo richiesto per l'intera durata del guasto, pertanto nel caso simulato non è possibile mantenere il funzionamento in isola dell'intera area. In Figura 131 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

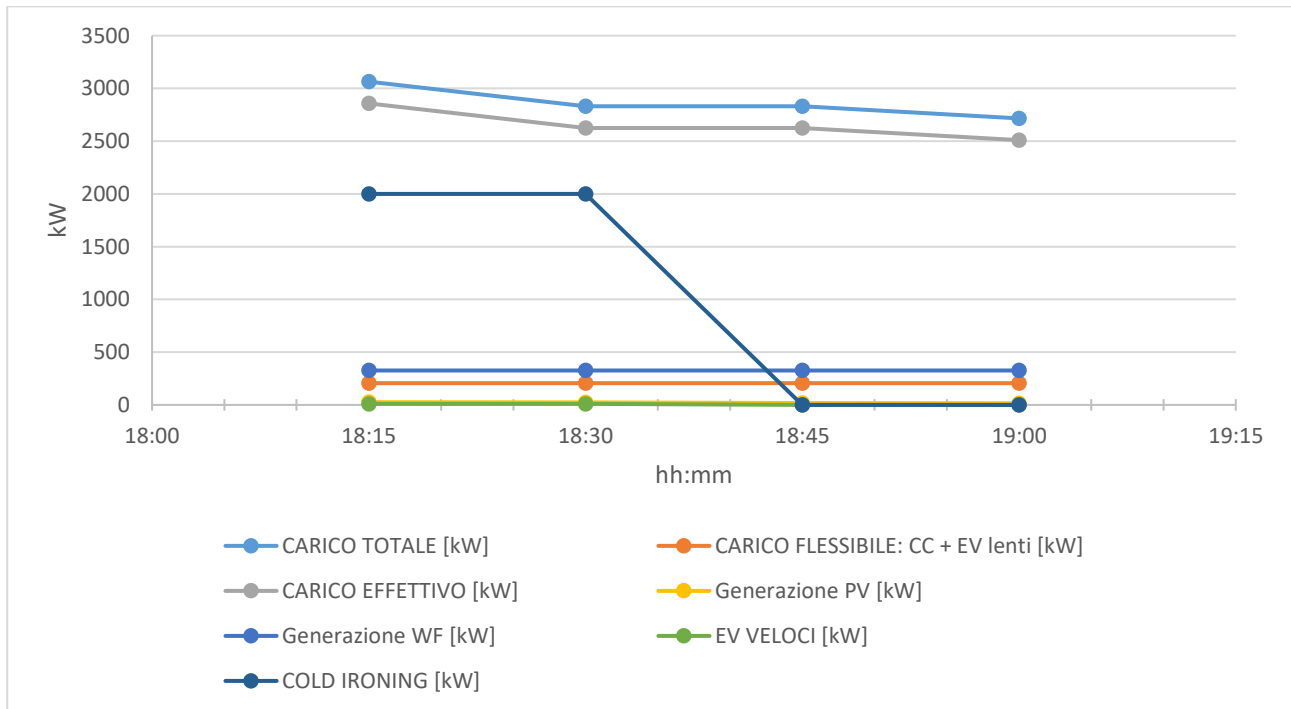


Figura 131. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 2

I valori estratti sono riportati nella Tabella 166.

Tabella 166. Dati estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
m	Corrispondente	Ist.	Ora		
1	Gennaio	10	02:30	45 min	03:15

In Tabella 167 e in Tabella 168 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero di veicoli lenti sorteggiati con le relative specifiche che li caratterizzano.

Tabella 167. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	74%	0:38	2:33
EV2	25%	2:36	0:36
EV3	49%	1:38	1:33
EV4	46%	1:45	1:26

Tabella 168. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]
EV1	62%	3:44
EV2	67%	3:04
EV3	71%	2:32
EV4	32%	7:44

In Tabella 169 vengono riportati i dati caratteristici del cold ironing.

Tabella 169. Dati Cold Ironing.

TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
2000	65%	00:30	01:06

Attraverso i dati estratti in modo casuale è stato possibile simulare il comportamento della zona oggetto di studio per l'intera durata del guasto in termini di potenza impiegata. Nella Tabella 170 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 170. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di Guasto [hh:mm]	Carico Totale [kW]	Carico Flessibile: CC + EV lenti [kW]	Carico Effettivo [kW]	PV [kW]	WF [kW]	EV Lenti [kW]	EV Veloci [kW]	Cold Ironing [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO	Ulteriore CC Necessario
02:30	972,00	212,00	760,00	0,00	338,36	12,00	0,00	421,64	0,00	0
02:45	984,00	212,00	772,00	0,00	338,36	12,00	0,00	433,64	0,00	0
03:00	912,00	212,00	700,00	0,00	338,36	12,00	0,00	361,64	0,00	0
03:15	928,00	212,00	716,00	0,00	341,94	12,00	0,00	374,07	0,00	0

Il guasto avviene di notte alle ore 02:30, pertanto la richiesta di carico risulta essere non eccessiva ed inoltre non vi è generazione fotovoltaica. Il carico richiesto è maggiore della produzione eolica perciò è necessario staccare dalla rete il carico controllabile dato dalla somma del 5% del carico totale richiesto dal porto (200 kW) e il carico richiesto dalla carica degli EV a ricarica lenta (4 EV lenti da 3 kW) per un totale in media di 212 kW. Tale intervento risulta essere insufficiente per mantenere l'isola; è dunque necessario utilizzare le batterie delle navi ormeggiate in porto collegate in tecnologia cold-ironing alla rete in grado di erogare la rimanente parte del carico richiesto per l'intera durata del guasto poiché presentano un SOC pari al 65% con un corrispettivo tempo di scarica adeguato all'intera durata del guasto. Nonostante la presenza di n.4 EV a ricarica veloce collegate alla rete in V2G, non è necessario usufruire dell'energia accumulata nelle loro batterie. E' possibile in questo caso mantenere l'isola senza un ulteriore distacco di carico controllabile. In Figura 132 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

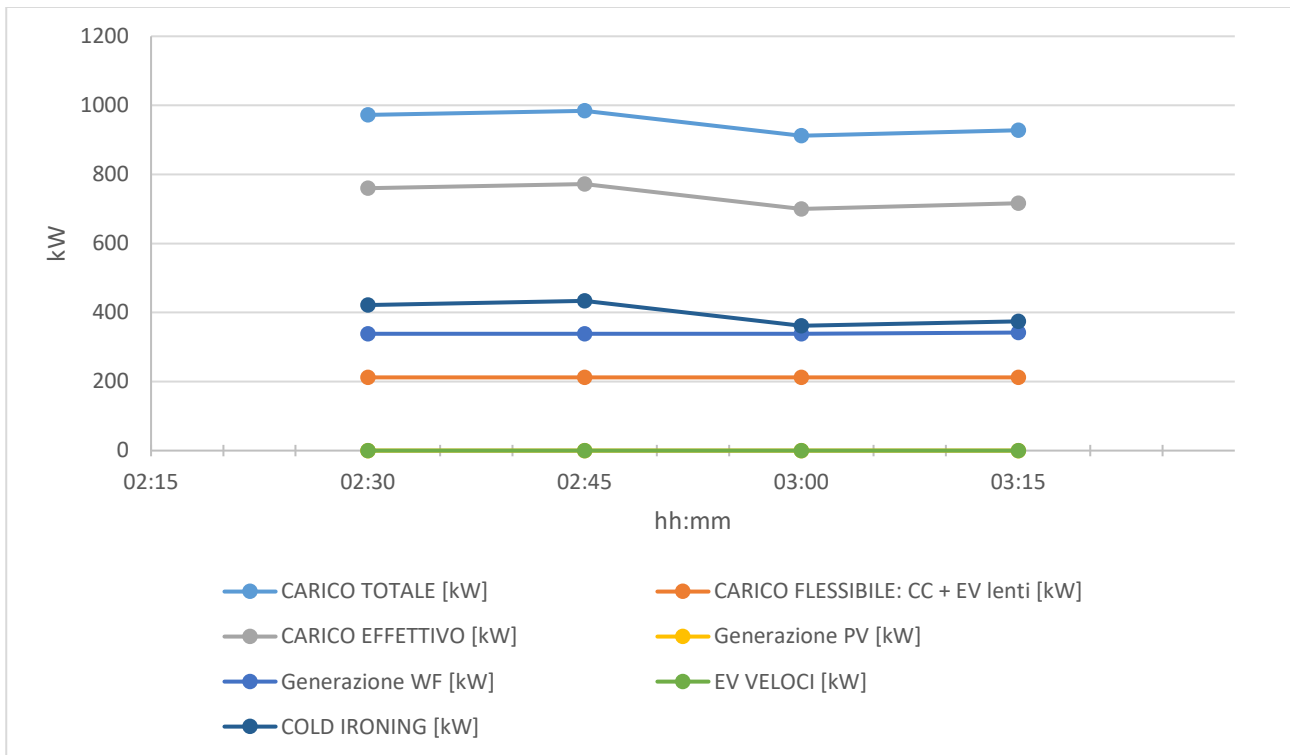


Figura 132. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 3

I valori estratti sono riportati nella Tabella 171.

Tabella 171. Dati estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
m	Corrispondente	Ist.	Ora		
1	Gennaio	51	12:45	45 min	13:30

In Tabella 172 vengono riportati il numero di veicoli lenti sorteggiati con le relative specifiche che li caratterizzano.

Tabella 172. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n. [-]	SOC [%]	t carica [hh:mm]
EV1	85%	0:40

Invece, in Tabella 173 vengono riportati i dati caratteristici del cold ironing.

Tabella 173. Dati Cold Ironing.

TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
2000	20%	01:24	00:12

Nella Tabella 174 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 174. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di Guasto [hh:mm]	Carico Totale [kW]	Carico Flessibile: CC + EV lenti [kW]	Carico Effettivo [kW]	PV [kW]	WF [kW]	EV Lenti [kW]	EV Veloci [kW]	Cold Ironing [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO	Ulteriore CC Necessario
12:45	4000,00	203,00	3797,00	179,46	329,01	3,00	0,00	2000,00	-1288,53	1288,534
13:00	3992,00	203,00	3789,00	177,82	329,01	3,00	0,00	0,00	-3282,17	3282,166
13:15	3904,00	203,00	3701,00	169,60	341,77	3,00	0,00	0,00	-3189,63	3189,63
13:30	3528,00	200,00	3328,00	166,05	341,77	0,00	0,00	0,00	-2820,18	2820,182

In questo caso, nonostante il guasto sia avvenuto alle ore 12:45 con un profilo di generazione fotovoltaica ed eolica presente, non è possibile mantenere l'isola in quanto il carico richiesto è maggiore della generazione pur sfruttando il carico controllabile dato dalla somma del 5% del carico totale richiesto dal porto (200 kW) e il carico richiesto dalla carica degli EV a ricarica lenta (1 EV lento da 3 kW) per un totale in media di 202,25 kW. Non è possibile sfruttare le batterie delle EV a ricarica veloce in quanto non risultano esserci EV fast collegati alla rete in V2G ed inoltre non è possibile sfruttare le navi in cold-ironing in quanto il SOC estratto è pari al 20% con corrispettivo tempo di scarica incompatibile con l'intera durata del guasto. L'unica soluzione per mantenere l'isola è che ci sia un ulteriore carico controllabile, oltre a quello esistente, in media pari a circa 72,39% del carico istantaneo richiesto per l'intera durata del guasto. Tale soluzione risulta essere non attuabile, pertanto non è possibile mantenere l'isola. In Figura 133 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

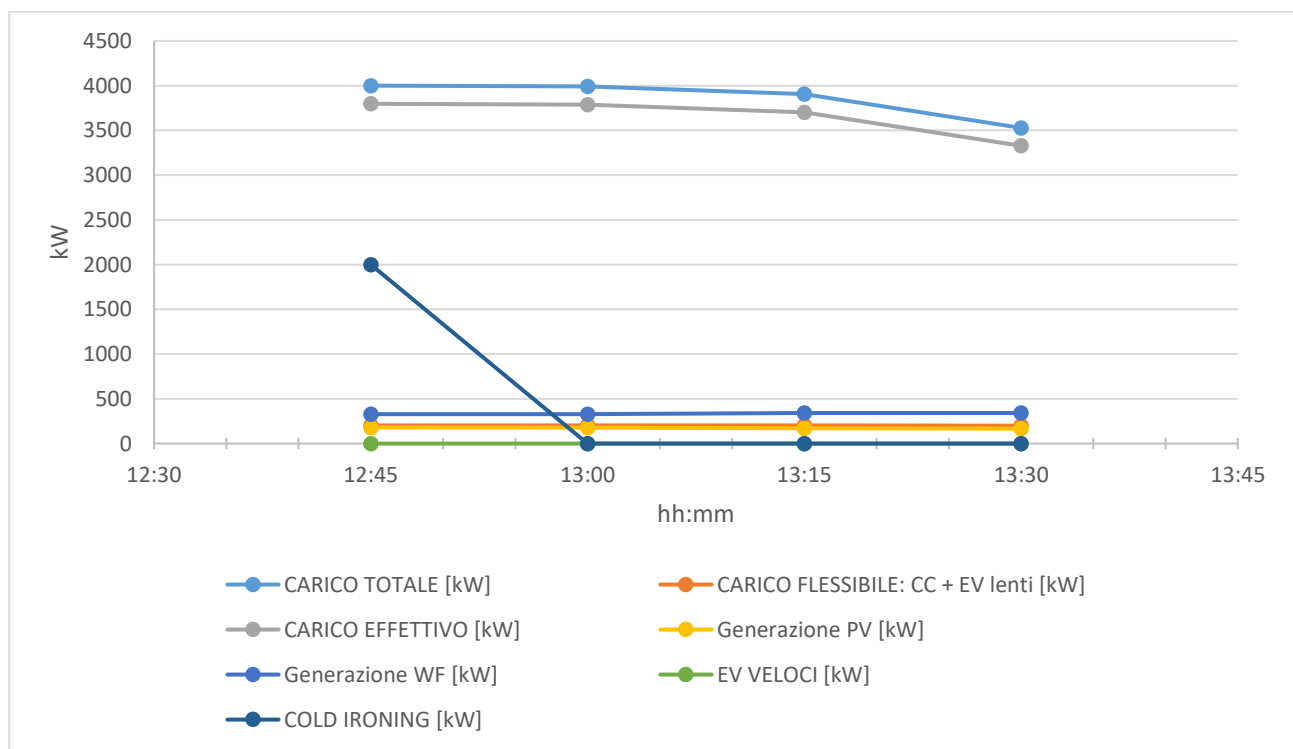


Figura 133. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

5.2 Stato PA-2030BC

Simulazione 1

I valori estratti sono riportati nella Tabella 175.

Tabella 175. Dati estrazione casule.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
m	Corrispondente	Ist.	Ora		
7	Luglio	46	11:30	45 min	12:15

Nelle Tabella 176 vengono riportati il numero di veicoli veloci sorteggiati nella simulazione e i relativi dati che li caratterizzano. Nella seguente simulazione risulta assente la presenza di veicoli elettrici lenti.

Tabella 176. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	23%	2:40	0:31
EV2	74%	0:38	2:33

In Tabella 177 vengono riportati i dati caratteristici del cold ironing trattandolo, qualora le condizioni lo permettano, come storage che eroga energia per soddisfare la domanda nell'intervallo di tempo del guasto.

Tabella 177. Dati Cold Ironing.

TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
2000	35%	01:06	00:30

Nella Tabella 178 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 178. Dati riferiti all'intervallo di guasto: Scenario 2030 BC.

Intervallo di Guasto [hh:mm]	Carico Totale [kW]	Carico Flessibile: CC + EV lenti [kW]	Carico Effettivo [kW]	PV [kW]	WF [kW]	EV Lenti [kW]	EV Veloci [kW]	Cold Ironing [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO	Ulteriore CC Necessario
11:30	2911,68	216,00	2695,68	535,80	165,94	0,00	0,00	1993,95	0,00	0
11:45	3075,84	216,00	2859,84	541,27	165,94	0,00	20,00	2000,00	-132,63	132,633
12:00	3399,84	216,00	3183,84	546,46	165,94	0,00	10,00	0,00	-2461,45	2461,446
12:15	3918,24	216,00	3702,24	570,00	190,63	0,00	10,00	0,00	-2931,61	2931,61

Il consumo dell'intera area portuale è maggiore rispetto alla produzione locale fotovoltaica ed eolica. Risulta dunque necessario staccare dalla rete il carico controllabile dato dalla somma del 5% del carico totale richiesto dal porto (216 kW) e il carico richiesto dalla carica degli EV a ricarica lenta (che però risultano essere zero EV a ricarica lenta collegati in rete) per un totale in media di 216 kW. Quanto detto risulta essere insufficiente per il corretto funzionamento in isola, pertanto è necessario l'intervento delle batterie delle navi funzionanti in tecnologia cold-ironing e degli EV a ricarica veloce collegati alla rete funzionanti in tecnologia V2G. Il SOC estratto dalle navi è pari al 35 % con un corrispettivo tempo di scarica pari a 30 minuti, tempo inadeguato con l'intera durata del guasto. È possibile dunque usufruire solo per i primi minuti della durata del guasto dei 2 MW erogati dalle navi in cold-ironing. Per i primi istanti di guasto è possibile mantenere l'isola con il solo intervento del cold-ironing, successivamente la richiesta di carico aumenta e pertanto è necessario anche l'intervento delle batterie degli EV veloci in V2G (sono presenti due EV a ricarica veloce in V2G) insieme al cold-ironing. Intervento che risulta insufficiente e successivamente ulteriormente aggravato

dalla completa scarica delle batterie delle navi. L'unica soluzione per mantenere l'isola è che ci sia un ulteriore carico controllabile, oltre a quello esistente, in media pari a circa 44,41% del carico istantaneo richiesto per l'intera durata del guasto. In Figura 134 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

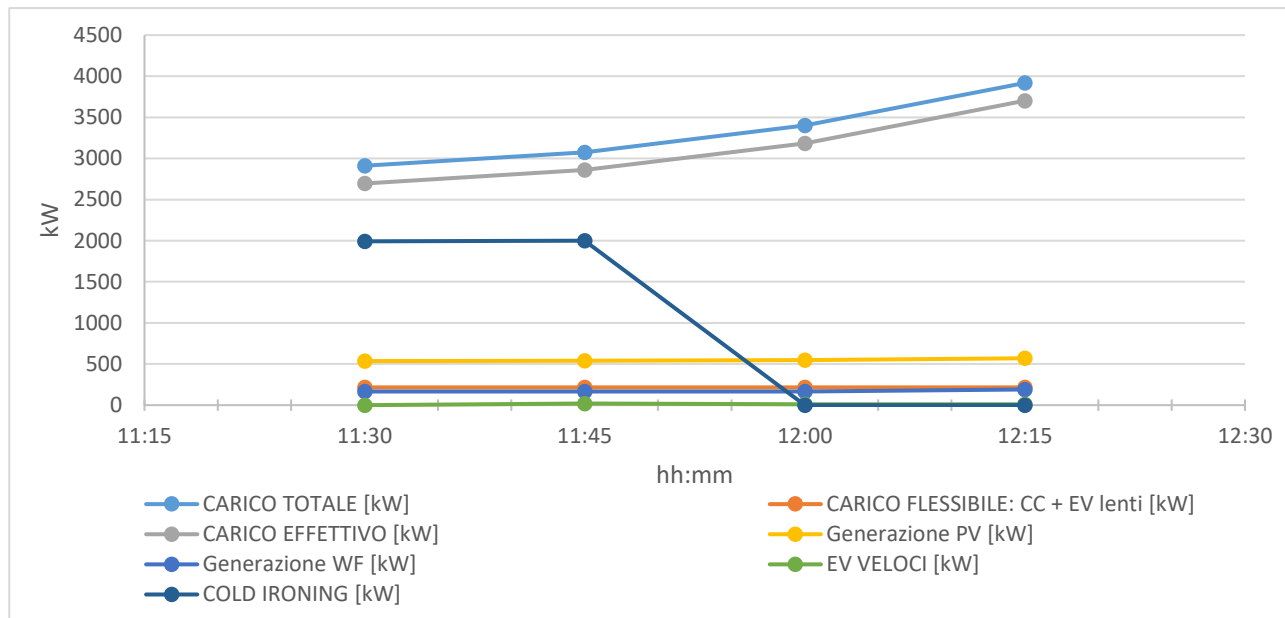


Figura 134. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 2

I valori estratti sono riportati nella Tabella 179.

Tabella 179. Dati estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
m	Corrispondente	Ist.	Ora		
7	Luglio	16	04:00	45 min	04:45

In Tabella 180 e in Tabella 181 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero di veicoli lenti sorteggiati con le relative specifiche che li caratterizzano.

Tabella 180. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	87%	0:07	3:04
EV2	10%	3:12	0:00
EV3	72%	0:43	2:28
EV4	76%	0:33	2:38
EV5	80%	0:24	2:48
EV6	16%	2:57	0:14
EV7	42%	1:55	1:16
EV8	31%	2:21	0:50

Tabella 181. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]
EV1	74%	2:08
EV2	44%	6:08
EV3	83%	0:56
EV4	24%	8:48
EV5	31%	7:52
EV6	21%	9:12
EV7	21%	9:12
EV8	80%	1:20

In Tabella 182 vengono riportati i dati caratteristici del cold ironing.

Tabella 182. Dati Cold Ironing.

TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
2000	56%	00:40	00:55

Nella Tabella 183 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 183. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di Guasto [hh:mm]	Carico Totale [kW]	Carico Flessibile: CC + EV lenti [kW]	Carico Effettivo [kW]	PV [kW]	WF [kW]	EV Lenti [kW]	EV Veloci [kW]	Cold Ironing [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO	Ulteriore CC Necessario
04:00	1062,72	240,00	822,72	0,00	164,62	24,00	0,00	658,11	0,00	0
04:15	920,16	240,00	680,16	0,00	165,61	24,00	0,00	514,56	0,00	0
04:30	773,28	240,00	533,28	0,00	165,61	24,00	0,00	367,68	0,00	0
04:45	872,64	240,00	632,64	0,00	165,61	24,00	0,00	467,04	0,00	0

Il guasto avviene di notte alle ore 04:00, pertanto la richiesta di carica risulta essere non eccessiva ed inoltre non vi è generazione fotovoltaica. Il carico richiesto è maggiore della produzione eolica perciò è necessario staccare dalla rete il carico controllabile dato dalla somma del 5% del carico totale richiesto dal porto (216 kW) e il carico richiesto dalla carica degli EV a ricarica lenta (8 EV lenti da 3 kW) per un totale in media di 240 kW. Tale intervento risulta essere insufficiente per mantenere l'isola; è dunque necessario utilizzare le batterie delle navi ormeggiate in porto collegate in tecnologia cold-ironing alla rete in grado di erogare la rimanente parte del carico richiesto per l'intera durata del guasto poiché presentano un SOC pari al 56% con un corrispettivo tempo di scarica adeguato all'intera durata del guasto. Nonostante la presenza di n.8 EV a ricarica veloce collegate alla rete in V2G, non è necessario usufruire dell'energia accumulata nelle loro batterie. È possibile in questo caso mantenere l'isola senza un ulteriore distacco di carico controllabile. In Figura 135 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

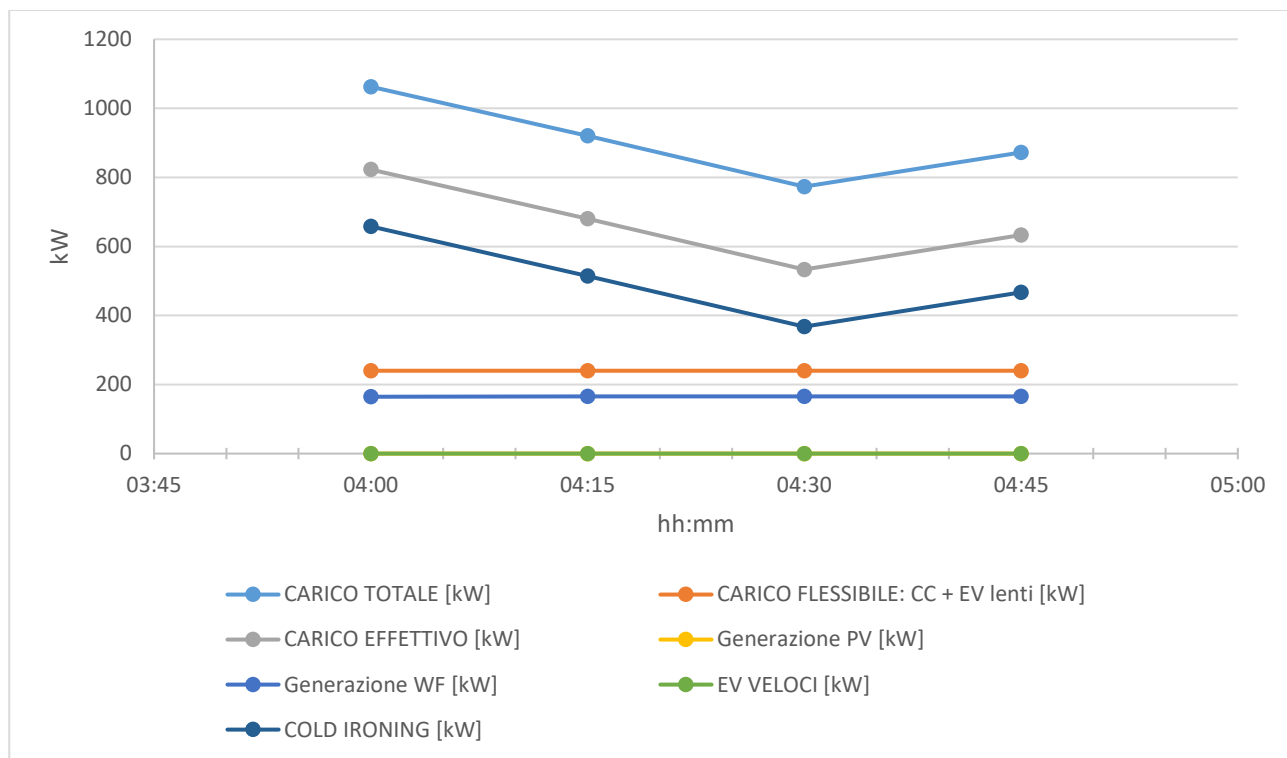


Figura 135. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 3

I valori estratti sono riportati nella Tabella 184.

Tabella 184. Dati estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
m	Corrispondente	Ist.	Ora		
8	Agosto	57	14:15	45 min	15:00

Nelle Tabella 185 vengono riportati il numero di veicoli veloci sorteggiati nella simulazione e i relativi dati che li caratterizzano. Nella seguente simulazione risulta assente la presenza di veicoli elettrici lenti.

Tabella 185. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n. [-]	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	48%	1:40	1:31
EV2	28%	2:28	0:43

Invece, in Tabella 186 vengono riportati i dati caratteristici del cold-ironing.

Tabella 186. Dati Cold Ironing.

TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
2000	78%	00:14	01:21

Nella Tabella 187 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 187. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di Guasto [hh:mm]	Carico Totale [kW]	Carico Flessibile: CC + EV lenti [kW]	Carico Effettivo [kW]	PV [kW]	WF [kW]	EV Lenti [kW]	EV Veloci [kW]	Cold Ironing [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO	Ulteriore CC Necessario
14:15	3201,12	216,00	2985,12	524,40	304,81	0,00	20,00	2000,00	-135,91	135,91
14:30	3071,52	216,00	2855,52	522,69	304,81	0,00	20,00	2000,00	-8,02	8,02
14:45	3071,52	216,00	2855,52	516,31	304,81	0,00	20,00	2000,00	-14,40	14,40
15:00	3071,52	216,00	2855,52	507,98	304,81	0,00	10,00	2000,00	-32,73	32,73

Il guasto avviene alle ore 14:25, pertanto è presente sia la generazione fotovoltaica che eolica. Il carico richiesto è comunque maggiore della produzione totale perciò è necessario staccare dalla rete il carico controllabile dato dalla somma del 5% del carico totale richiesto dal porto (216 kW) e il carico richiesto dalla carica degli EV a ricarica lenta (che risultano essere nulli). Tale intervento risulta essere insufficiente per mantenere l'isola ed è dunque necessario utilizzare le batterie delle navi ormeggiate in porto collegate in tecnologia cold-ironing alla rete in grado di erogare la massima potenza (2MW) per l'intera durata del guasto poiché presentano un SOC pari al 78% con un corrispettivo tempo di scarica adeguato all'intera durata del guasto. Risulta inoltre necessaria anche l'erogazione delle batterie degli EV a ricarica veloce in V2G che riescono a dare un contributo in media pari a 17,5 kW per l'intera durata del guasto con un numero di EV veloci pari a 2. Nonostante quanto detto l'unica soluzione per mantenere l'isola è che ci sia un ulteriore carico controllabile, oltre a quello già staccato, in media pari al 1,65 % del carico istantaneo effettivo richiesto dalla rete portuale. Tale soluzione potrebbe essere praticabile in futuro e pertanto è possibile mantenere l'isola. In Figura 136 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

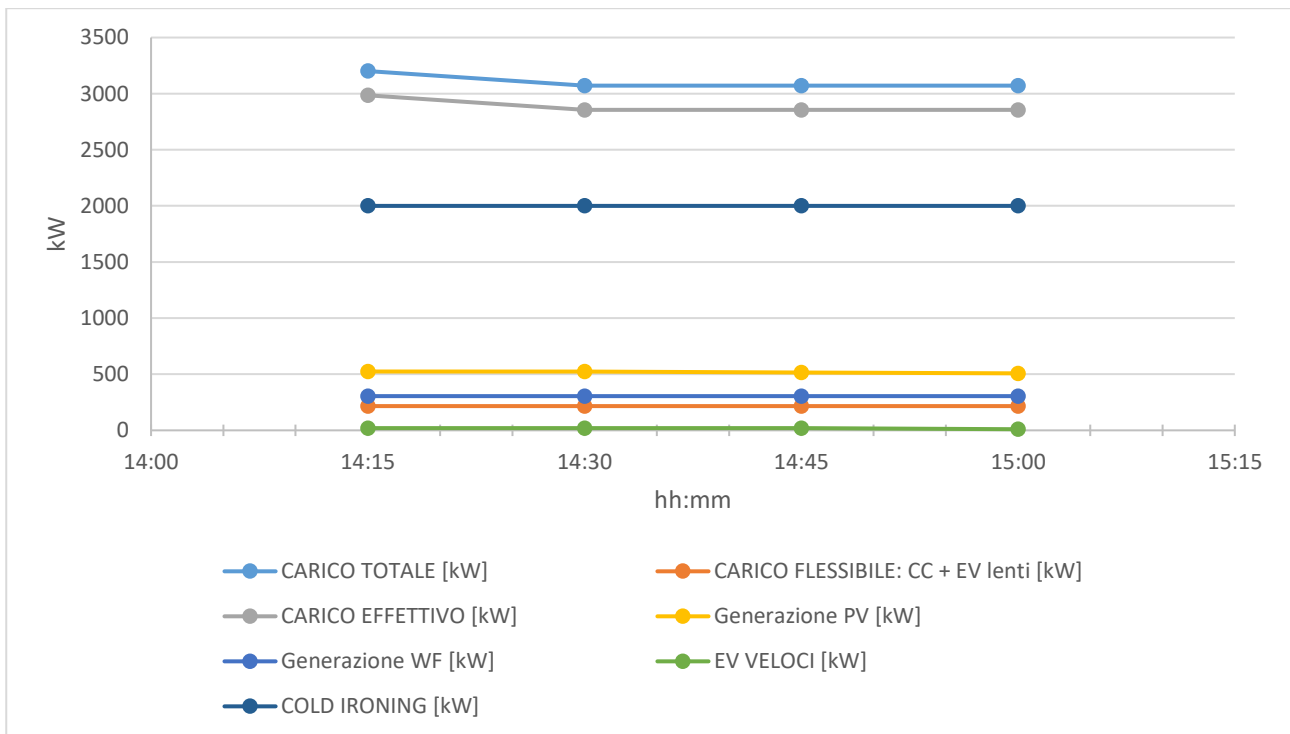


Figura 136. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

5.3 Stato PA-2030DEC

Simulazione 1

I valori estratti sono riportati nella Tabella 188.

Tabella 188. Dati estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
m	Corrispondente	Ist.	Ora		
3	Marzo	22	05:30	45 min	06:15

In Tabella 189 e in Tabella 190 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero di veicoli lenti sorteggiati con le relative specifiche che li caratterizzano.

Tabella 189. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	58%	1:16	1:55
EV2	31%	2:21	0:50
EV3	58%	1:16	1:55
EV4	67%	0:55	2:16
EV5	27%	2:31	0:40
EV6	19%	2:50	0:21
EV7	34%	2:14	0:57
EV8	35%	2:12	1:00
EV9	44%	1:50	1:21

Tabella 190. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]
EV1	16%	9:52
EV2	31%	7:52
EV3	74%	2:08

In Tabella 191 vengono riportati i dati caratteristici del cold-ironing.

Tabella 191. Dati Cold Ironing.

TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
2000	12%	01:33	00:02

Nella Tabella 192 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 192. Dati riferiti all'intervallo di guasto-

Intervallo di Guasto [hh:mm]	Carico Totale [kW]	Carico Flessibile: CC + EV lenti [kW]	Carico Effettivo [kW]	PV [kW]	WF [kW]	EV Lenti [kW]	EV Veloci [kW]	Cold Ironing [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO	Ulteriore CC Necessario
05:30	820,80	237,00	583,80	0,00	326,21	9,00	100,00	0,00	-157,60	157,60
05:45	1167,36	237,00	930,36	10,00	326,21	9,00	90,00	0,00	-504,16	504,16
06:00	1368,00	237,00	1131,00	10,00	326,21	9,00	90,00	0,00	-704,80	704,80
06:15	1345,20	237,00	1108,20	20,00	325,11	9,00	80,00	0,00	-683,10	683,10

Il consumo dell'intera area portuale è maggiore rispetto alla produzione locale fotovoltaica ed eolica. Risulta dunque necessario staccare dalla rete il carico controllabile dato dalla somma del 5% del carico totale richiesto dal porto (228 kW) e il carico richiesto dalla carica degli EV a ricarica lenta (n. 3 EV a ricarica lenta collegati in rete) per un totale in media di 237 kW. Quanto detto risulta essere insufficiente in quanto il carico è comunque maggiore della produzione, situazione aggravata dal fatto che risulta impossibile utilizzare le batterie delle navi in cold-ironing in quanto presentano un SOC del 12% con un corrispettivo tempo di scarica inadeguato con l'intera durata del guasto. Gli EV a ricarica veloce collegati in V2G risultano essere in numero pari a 10 generando in media una potenza pari a 90 kW. Nonostante ciò, l'unica soluzione per mantenere l'isola è che ci sia un ulteriore carico controllabile, oltre a quello esistente, in media pari a circa 54,61% del carico istantaneo richiesto per l'intera durata del guasto. In Figura 137 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

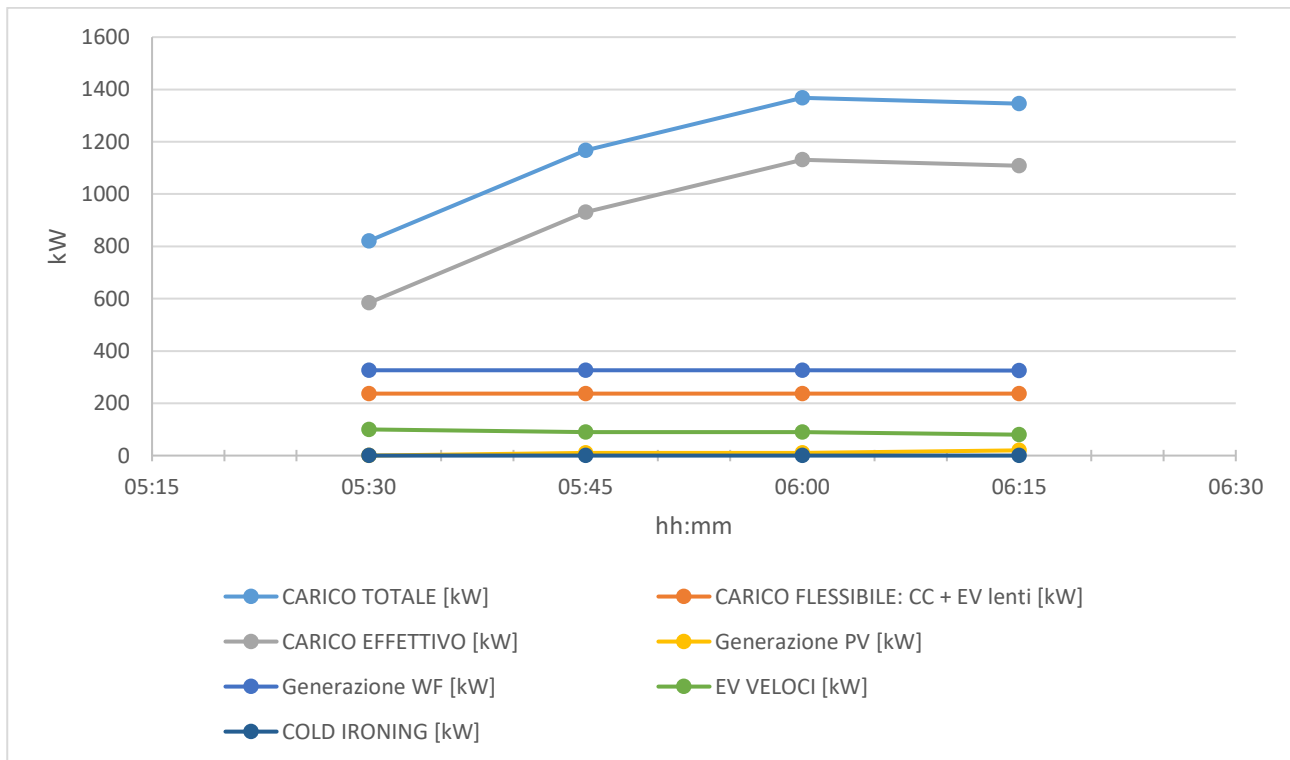


Figura 137. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 2

I valori estratti sono riportati nella Tabella 193.

Tabella 193. Dati estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
m	Corrispondente	Ist.	Ora		
12	Dicembre	71	17:45	45 min	18:30

In Tabella 194 e in Tabella 195 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero di veicoli lenti sorteggiati con le relative specifiche che li caratterizzano.

Tabella 194. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n. [-]	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	88%	0:04	3:07
EV2	54%	1:26	1:45
EV3	52%	1:31	1:40

Tabella 195. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n. [-]	SOC [%]	t carica [hh:mm]
EV1	28%	8:16

In Tabella 196 vengono riportati i dati caratteristici del cold-ironing.

Tabella 196. Dati Cold Ironing.

TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
2000	49%	00:49	00:46

Nella Tabella 197 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 197. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di Guasto [hh:mm]	Carico Totale [kW]	Carico Flessibile: CC + EV lenti [kW]	Carico Effettivo [kW]	PV [kW]	WF [kW]	EV Lenti [kW]	EV Veloci [kW]	Cold Ironing [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO	Ulteriore CC Necessario
17:45	3917,04	231,00	3686,04	0,00	404,42	3,00	30,00	2000,00	-1251,63	1251,63
18:00	3661,68	231,00	3430,68	0,00	404,42	3,00	30,00	2000,00	-996,27	996,27
18:15	3492,96	231,00	3261,96	0,00	394,35	3,00	30,00	2000,00	-837,61	837,61
18:30	3228,48	231,00	2997,48	0,00	394,35	3,00	30,00	2000,00	-573,13	573,13

Il guasto avviene alle ore 17:45 di una giornata di dicembre e pertanto la produzione fotovoltaica è nulla. Il carico totale è nettamente maggiore rispetto la produzione eolica; è dunque necessario staccare dalla rete il carico controllabile (228 kW + EV lenti: n.1). Tale intervento non è comunque sufficiente a causa dell'elevata richiesta di carico (in media pari a 3,5 MW); è possibile utilizzare le batterie delle navi collegate in cold-ironing che erogano la massima potenza per l'intera durata del guasto in quanto presentano un SOC pari a 49% con un corrispettivo tempo di scarica idoneo all'intera durata di guasto. È possibile inoltre utilizzare le batterie degli EV a ricarica veloce collegati in V2G (n. 3). Tali interventi risultano comunque essere insufficienti e l'unica soluzione per mantenere l'isola è che ci sia un ulteriore carico controllabile, oltre a quello esistente, in media pari a circa 27,35% del carico istantaneo richiesto per l'intera durata del guasto. In Figura 138 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

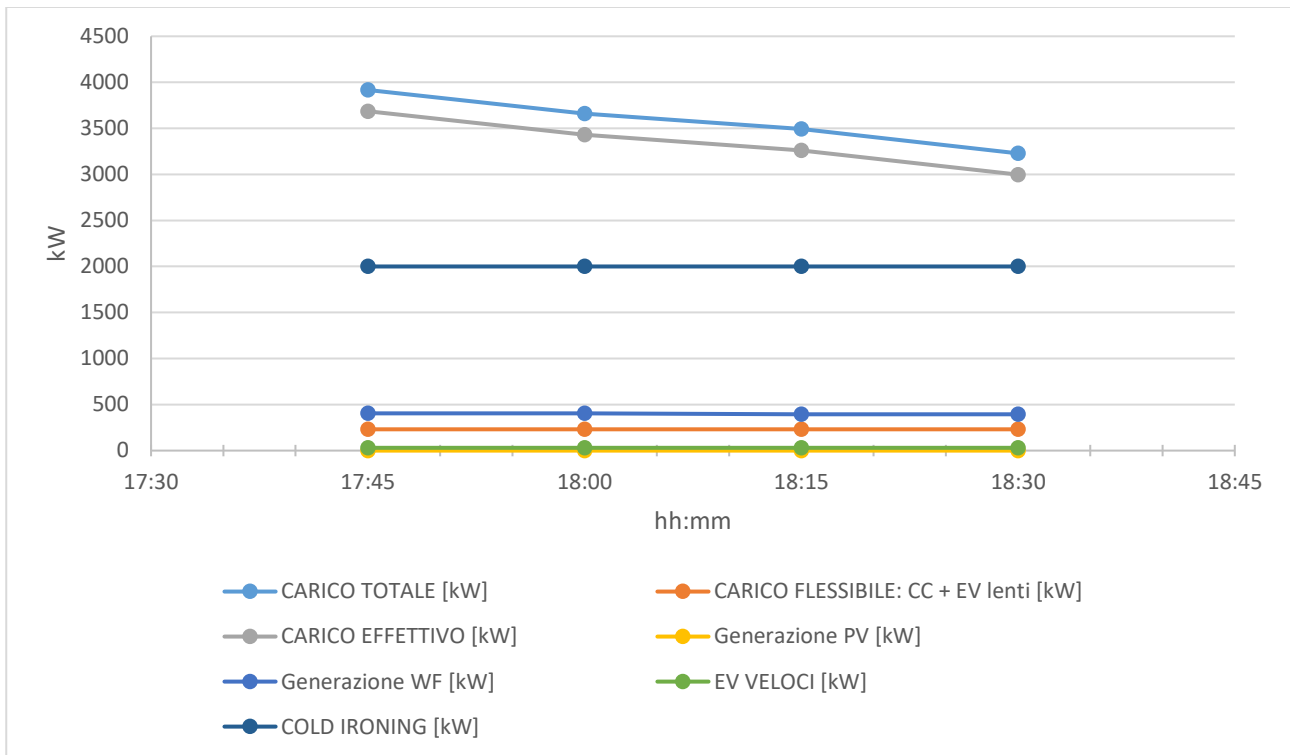


Figura 138. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 3

I valori estratti sono riportati nella Tabella 198.

Tabella 198. Dati estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
<i>m</i>	Corrispondente	<i>Ist.</i>	<i>Ora</i>		
9	Settembre	49	12:15	45 min	13:00

In Tabella 199 e in Tabella 200 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero di veicoli lenti sorteggiati con le relative specifiche che li caratterizzano.

Tabella 199. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n. [-]	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	1:14	1:57	1:14

Tabella 200. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n. [-]	SOC [%]	t carica [hh:mm]
EV1	60%	4:00

In Tabella 201 vengono riportati i dati caratteristici del cold ironing.

Tabella 201. Dati Cold Ironing.

TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
2000	79%	00:13	01:22

Nella Tabella 202 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 202. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di Guasto [hh:mm]	Carico Totale [kW]	Carico Flessibile: CC + EV lenti [kW]	Carico Effettivo [kW]	PV [kW]	WF [kW]	EV Lenti [kW]	EV Veloci [kW]	Cold Ironing [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO	Ulteriore CC Necessario
12:15	4135,92	231,00	3904,92	870,00	253,00	3,00	10,00	2000,00	-771,92	771,92
12:30	4427,76	231,00	4196,76	862,50	253,00	3,00	10,00	2000,00	-1071,26	1071,26
12:45	4560,00	231,00	4329,00	862,90	253,00	3,00	10,00	2000,00	-1203,10	1203,1
13:00	4550,88	231,00	4319,88	860,00	253,00	3,00	10,00	2000,00	-1196,88	1196,88

Il guasto avviene alle ore 12:15; pertanto è presente sia la generazione fotovoltaica che eolica. Il carico richiesto è comunque maggiore della produzione totale perciò è necessario staccare dalla rete il carico controllabile dato dalla somma del 5% del carico totale richiesto dal porto (228 kW) e il carico richiesto dalla carica degli EV a ricarica lenta (in numero pari a 1). Tale intervento risulta essere insufficiente per mantenere l'isola ed è dunque necessario utilizzare le batterie delle navi ormeggiate in porto collegate in tecnologia cold-ironing alla rete in grado di erogare la massima potenza (2MW) per l'intera durata del guasto, poiché presentano un SOC pari al 79% con un corrispettivo tempo di scarica adeguato all'intera durata del guasto. Risulta inoltre necessaria anche l'erogazione delle batterie degli EV a ricarica veloce in V2G che riescono a dare un contributo costante pari a 10 kW per l'intera durata del guasto poiché il numero di EV veloci collegati è pari a 1. Nonostante quanto detto l'unica soluzione per mantenere l'isola è che ci sia un ulteriore carico controllabile, oltre a quello già staccato, in media pari al 25,33 % del carico istantaneo effettivo richiesto dalla rete portuale. Tale soluzione potrebbe essere praticabile in futuro e pertanto è possibile mantenere l'isola. In Figura 139 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

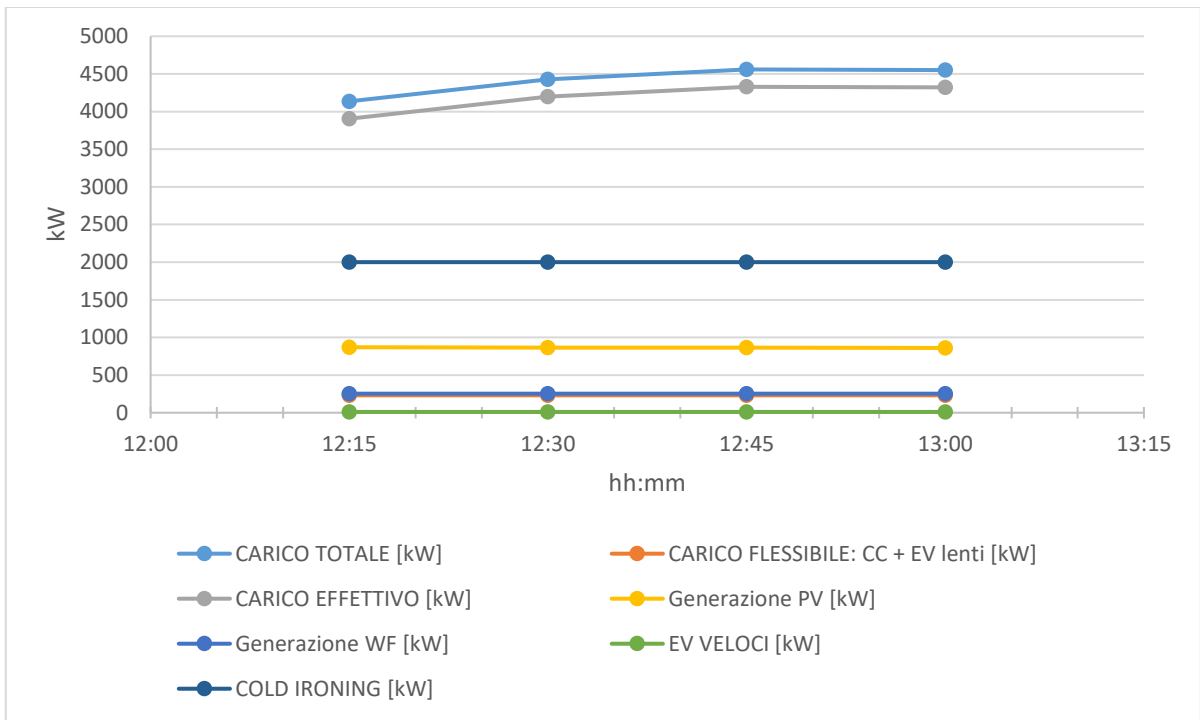


Figura 139. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

5.4 Stato PA-2040BC

Simulazione 1

I valori estratti sono riportati nella Tabella 203.

Tabella 203. Dati estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
m	Corrispondente	Ist.	Ora		
10	Ottobre	56	14:00	45 min	14:45

In Tabella 204 e in Tabella 205 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero di veicoli lenti sorteggiati con le relative specifiche che li caratterizzano.

Tabella 204. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	23%	2:40	0:31
EV2	89%	0:02	3:09
EV3	67%	0:55	2:16
EV4	50%	1:36	1:36

Tabella 205. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n. [-]	SOC [%]	t carica [hh:mm]
EV1	48%	5:36

Invece, in Tabella 206 vengono riportati i dati caratteristici del cold-ironing.

Tabella 206. Dati Cold Ironing.

TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
2000	14%	01:31	00:04

Nella Tabella 207 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 207. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di Guasto [hh:mm]	Carico Totale [kW]	Carico Flessibile: CC + EV lenti [kW]	Carico Effettivo [kW]	PV [kW]	WF [kW]	EV Lenti [kW]	EV Veloci [kW]	Cold Ironing [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO	Ulteriore CC Necessario
14:00	3897,60	235,00	3662,60	717,95	497,04	3,00	40,00	0,00	-2407,61	2407,61
14:15	3438,24	235,00	3203,24	680,60	506,64	3,00	40,00	0,00	-1976,00	1976
14:30	3299,04	235,00	3064,04	670,06	506,64	3,00	30,00	0,00	-1857,34	1857,341
14:45	3299,04	235,00	3064,04	655,37	506,64	3,00	30,00	0,00	-1872,03	1872,032

Il consumo dell'intera area portuale è maggiore rispetto alla produzione locale fotovoltaica ed eolica. Risulta dunque necessario staccare dalla rete il carico controllabile dato dalla somma del 5% del carico totale richiesto dal porto (232 kW) e il carico richiesto dalla carica degli EV a ricarica lenta (n. 1 EV a ricarica lenta collegato alla rete) per un totale in media di 235 kW. Quanto detto risulta essere insufficiente in quanto il

carico è comunque maggiore della produzione, situazione aggravata dal fatto che risulta impossibile utilizzare le batterie delle navi in cold-ironing in quanto presentano un SOC del 14% con un corrispettivo tempo di scarica inadeguato con l'intera durata del guasto. Gli EV a ricarica veloce collegati in V2G risultano essere pari a 4 generando in media una potenza pari a 35 kW. Nonostante ciò, l'unica soluzione per mantenere l'isola è che ci sia un ulteriore carico controllabile, oltre a quello esistente, in media pari a circa 62,44% del carico istantaneo richiesto per l'intera durata del guasto. In Figura 140 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

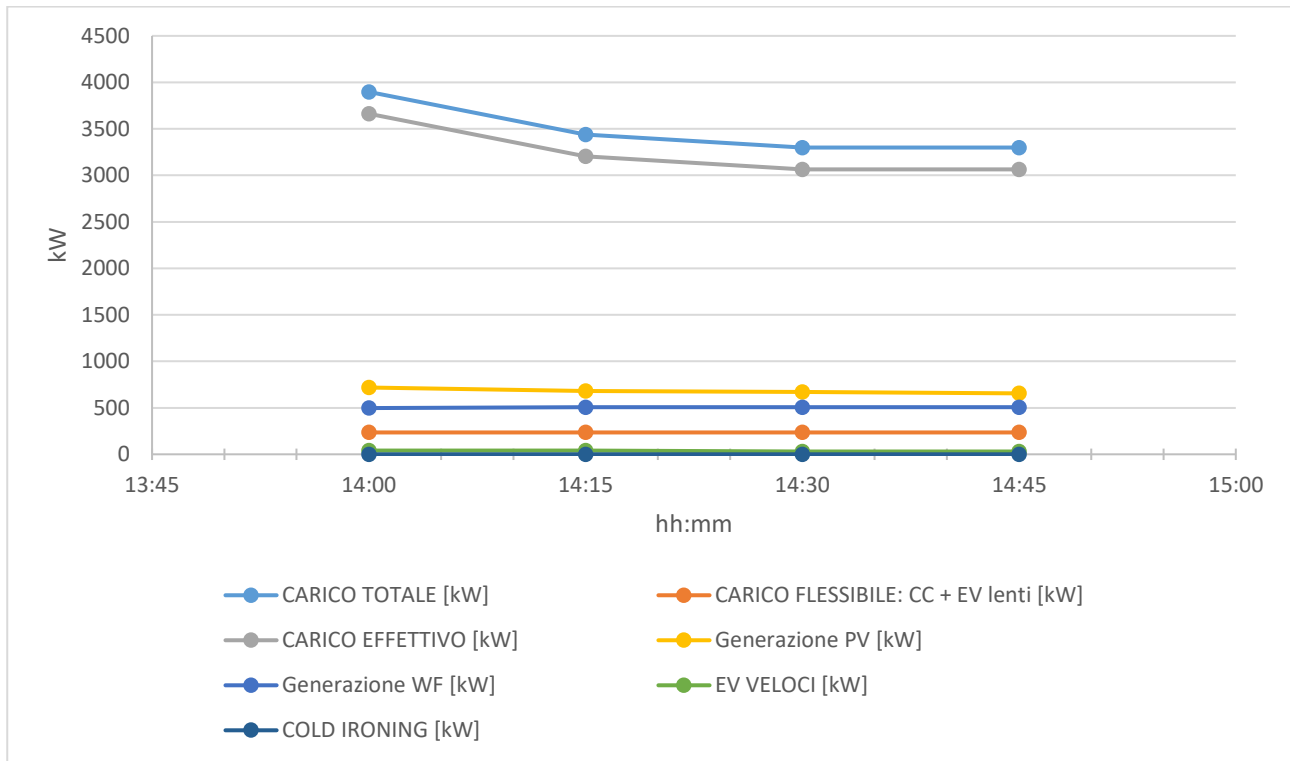


Figura 140. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 2

I valori estratti sono riportati nella Tabella 208.

Tabella 208. Dati estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
m	Corrispondente	Ist.	Ora		
9	Settembre	5	01:15	45 min	02:00

In Tabella 209 e in Tabella 210 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero di veicoli lenti sorteggiati con le relative specifiche che li caratterizzano.

Tabella 209. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	69%	0:50	2:21
EV2	31%	2:21	0:50
EV3	44%	1:50	1:21
EV4	54%	1:26	1:45

EV5	86%	0:09	3:02
EV6	43%	1:52	1:19
EV7	89%	0:02	3:09
EV8	34%	2:14	0:57
EV9	66%	0:57	2:14
EV10	63%	1:04	2:07
EV11	53%	1:28	1:43
EV12	66%	0:57	2:14
EV13	63%	1:04	2:07
EV14	24%	2:38	0:33
EV15	20%	2:48	0:24
EV16	90%	0:00	3:12
EV17	23%	2:40	0:31
EV18	12%	3:07	0:04
EV19	55%	1:24	1:48
EV20	81%	0:21	2:50
EV21	64%	1:02	2:09
EV22	25%	2:36	0:36

Tabella 210. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]
EV1	39%	6:48
EV2	47%	5:44
EV3	89%	0:08
EV4	22%	9:04
EV5	79%	1:28
EV6	62%	3:44
EV7	40%	6:40
EV8	25%	8:40
EV9	44%	6:08
EV10	49%	5:28
EV11	19%	9:28
EV12	57%	4:24
EV13	28%	8:16
EV14	41%	6:32
EV15	57%	4:24
EV16	30%	8:00
EV17	33%	7:36
EV18	59%	4:08

In Tabella 211 vengono riportati i dati caratteristici del cold ironing.

Tabella 211. Dati Cold Ironing.

TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
2000	31%	01:10	00:25

Nella Tabella 212 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 212. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di Guasto [hh:mm]	Carico Totale [kW]	Carico Flessibile: CC + EV lenti [kW]	Carico Effettivo [kW]	PV [kW]	WF [kW]	EV Lenti [kW]	EV Veloci [kW]	Cold Ironing [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO	Ulteriore CC Necessario
14:00	3897,60	235,00	3662,60	717,95	497,04	3,00	40,00	0,00	-2407,61	2407,61
14:15	3438,24	235,00	3203,24	680,60	506,64	3,00	40,00	0,00	-1976,00	1976

14:30	3299,04	235,00	3064,04	670,06	506,64	3,00	30,00	0,00	-1857,34	1857,341
14:45	3299,04	235,00	3064,04	655,37	506,64	3,00	30,00	0,00	-1872,03	1872,032

Il guasto avviene alle 01:15 di notte e pertanto non è presente generazione fotovoltaica. Il consumo dell'intera area portuale è maggiore rispetto alla produzione locale fotovoltaica ed eolica. Risulta dunque necessario staccare dalla rete il carico controllabile dato dalla somma del 5% del carico totale richiesto dal porto (232 kW) e il carico richiesto dalla carica degli EV a ricarica lenta (18 EV lenti da 3 kW) per un totale in media di 283,75 kW. Quanto detto risulta essere insufficiente per il corretto funzionamento in isola, pertanto è necessario l'intervento delle batterie delle navi funzionanti in tecnologia cold-ironing e degli EV a ricarica veloce collegati alla rete funzionanti in tecnologia V2G. Il SOC estratto delle navi è pari al 31 % con un corrispettivo tempo di scarica pari a 25 minuti, tempo incompatibile con l'intera durata del guasto. È possibile dunque usufruire per i primi minuti della durata del guasto della potenza rimanente di cui la rete necessita. Quando le navi si scaricano completamente intervengono le batterie degli EV a ricarica veloce erogando 170 kW (22 EV a ricarica veloce estratti). Quanto detto non basta risulta essere insufficiente per la rete e pertanto l'unica soluzione per mantenere l'isola è che ci sia un ulteriore carico controllabile, oltre a quello esistente, in media pari a circa 7% del carico istantaneo richiesto per l'intera durata del guasto. In Figura 141 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

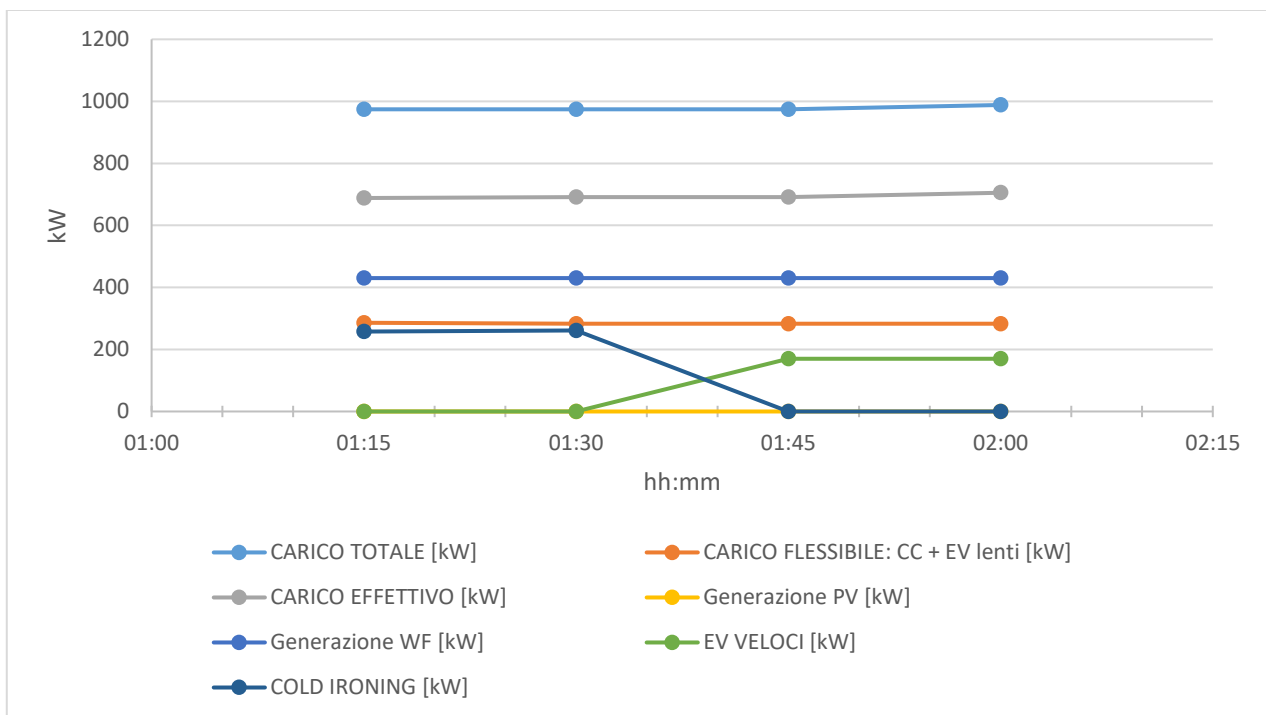


Figura 141. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 3

. I valori estratti sono riportati nella Tabella 213.

Tabella 213. Dati estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
m	Corrispondente	Ist.	Ora		
9	Settembre	46	11:30	45 min	12:15

In Tabella 214 e in Tabella 215 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero di veicoli lenti sorteggiati con le relative specifiche che li caratterizzano.

Tabella 214. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n. [-]	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	29%	2:26	0:45
EV2	84%	0:14	2:57
EV3	31%	2:21	0:50

Tabella 215. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n. [-]	SOC [%]	t carica [hh:mm]
EV1	72%	2:24
EV2	25%	8:40

In Tabella 216 vengono riportati i dati caratteristici del cold ironing trattandolo, qualora le condizioni lo permettano, come storage che eroga energia per soddisfare la domanda nell'intervallo di tempo del guasto.

Tabella 216. Dati Cold Ironing.

TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
2000	33%	01:08	00:27

Nella Tabella 217 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 217. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di Guasto [hh:mm]	Carico Totale [kW]	Carico Flessibile: CC + EV lenti [kW]	Carico Effettivo [kW]	PV [kW]	WF [kW]	EV Lenti [kW]	EV Veloci [kW]	Cold Ironing [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO	Ulteriore CC Necessario
11:30	3127,36	238,00	2889,36	683,34	349,44	6,00	0,00	1856,58	0,00	0
11:45	3303,68	238,00	3065,68	689,23	349,44	6,00	0,00	2027,01	0,00	0
12:00	3651,68	238,00	3413,68	694,96	349,44	6,00	30,00	0,00	-2339,28	2339,281
12:15	4208,48	238,00	3970,48	722,10	368,00	6,00	30,00	0,00	-2850,38	2850,38

Il guasto avviene alle 11:30 e pertanto è presente sia la generazione fotovoltaica che la generazione eolica. Il consumo dell'intera area portuale è maggiore rispetto alla produzione locale fotovoltaica ed eolica. Risulta dunque necessario staccare dalla rete il carico controllabile dato dalla somma del 5% del carico totale richiesto dal porto (232 kW) e il carico richiesto dalla carica degli EV a ricarica lenta (2 EV lenti da 3 kW) per un totale in media di 238 kW. Quanto detto risulta essere insufficiente per il corretto funzionamento in isola, pertanto è necessario l'intervento delle batterie delle navi funzionanti in tecnologia cold-ironing e degli EV a

ricarica veloce collegati alla rete funzionanti in tecnologia V2G. Il SOC estratto delle navi è pari al 33 % con un corrispettivo tempo di scarica pari a 27 minuti, tempo incompatibile con l'intera durata del guasto. È possibile dunque usufruire per i primi minuti della durata del guasto della potenza rimante di cui la rete necessita per mantenere l'isola. Quando le navi si scaricano completamente intervengono le batterie degli EV a ricarica veloce erogando 30 kW (3 EV a ricarica veloce estratti). Quanto detto non basta risulta essere insufficiente per la rete e pertanto l'unica soluzione per mantenere l'isola è che ci sia un ulteriore carico controllabile, oltre a quello esistente, in media pari a circa 38,91% del carico istantaneo richiesto per l'intera durata del guasto. In Figura 142 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

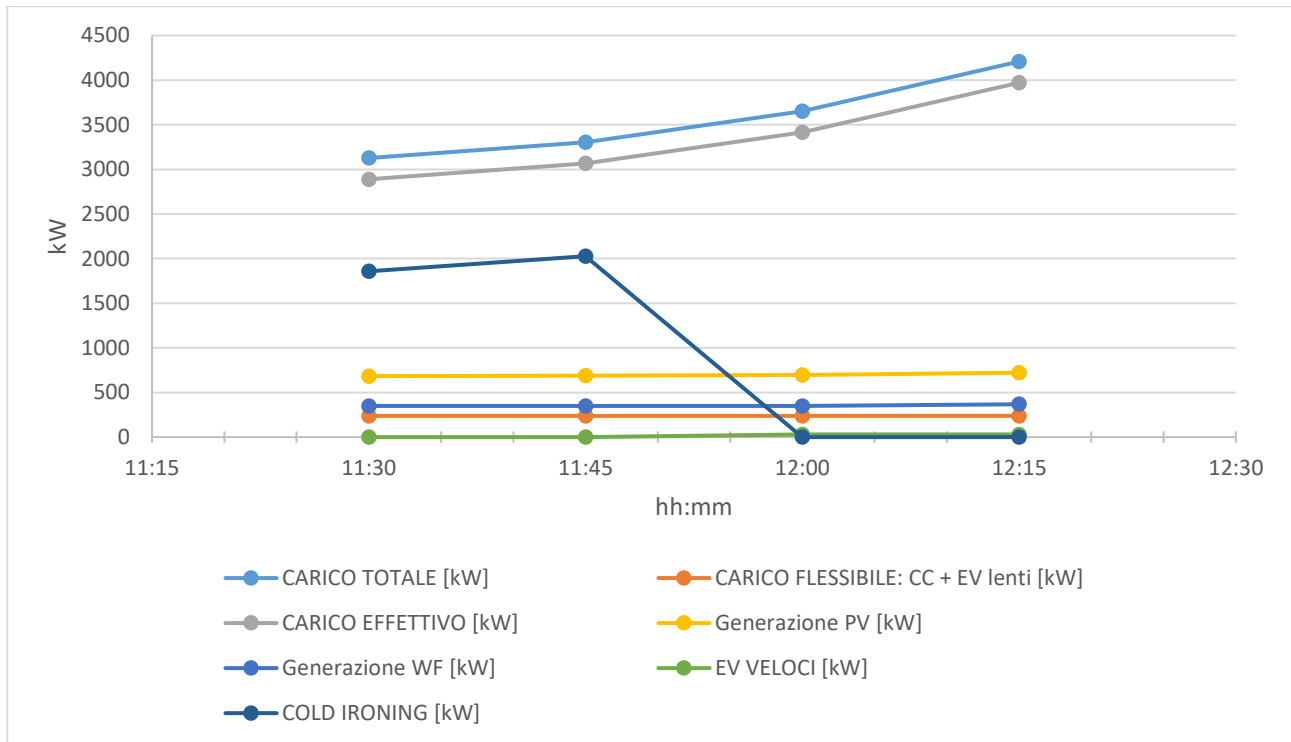


Figura 142. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

5.5 Stato PA-2040DEC

Simulazione 1

I valori estratti sono riportati nella Tabella 218.

Tabella 218. Dati estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
m	Corrispondente	Ist.	Ora		
7	Luglio	90	22:30	45 min	23:15

In Tabella 219 e in

Tabella 220 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero di veicoli lenti sorteggiati con le relative specifiche che li caratterizzano.

Tabella 219. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	11%	3:09	0:02
EV2	19%	2:50	0:21
EV3	79%	0:26	2:45
EV4	49%	1:38	1:33
EV5	78%	0:28	2:43
EV6	26%	2:33	0:38

Tabella 220. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]
EV1	54%	4:48
EV2	61%	3:52
EV3	12%	10:24
EV4	59%	4:08
EV5	39%	6:48
EV6	14%	10:08
EV7	49%	5:28
EV8	25%	8:40
EV9	19%	9:28
EV10	26%	8:32
EV11	21%	9:12
EV12	25%	8:40
EV13	13%	10:16
EV14	61%	3:52
EV15	32%	7:44
EV16	53%	4:56
EV17	66%	3:12
EV18	50%	5:20
EV19	53%	4:56
EV20	46%	5:52
EV21	20%	9:20
EV22	49%	5:28
EV23	79%	1:28
EV24	80%	1:20
EV25	31%	7:52

In Tabella 221 vengono riportati i dati caratteristici del cold ironing.

Tabella 221. Dati Cold Ironing.

TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
2000	26%	01:16	00:19

Nella Tabella 222 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 222. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di Guasto [hh:mm]	Carico Totale [kW]	Carico Flessibile: CC + EV lenti [kW]	Carico Effettivo [kW]	PV [kW]	WF [kW]	EV Lenti [kW]	EV Veloci [kW]	Cold Ironing [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO	Ulteriore CC Necessario
22:30	1864,80	327,00	1537,80	0,00	232,96	75,00	0,00	1304,84	0,00	0,00
22:45	1789,20	327,00	1462,20	0,00	232,96	75,00	40,00	0,00	-1189,24	1189,24
23:00	1718,64	327,00	1391,64	0,00	232,96	75,00	40,00	0,00	-1118,68	1118,68
23:15	1643,04	327,00	1316,04	0,00	227,68	75,00	30,00	0,00	-1058,36	1058,36

In questo caso il guasto si verifica di sera alle 22:30, pertanto è presente soltanto il profilo di generazione eolica. Non è possibile mantenere l'isola in quanto il carico richiesto è maggiore della generazione pur sfruttando il carico controllabile dato dalla somma del 5% del carico totale richiesto dal porto (252 kW) e il carico richiesto dalla carica degli EV a ricarica lenta (25 EV lenti da 3 kW) per un totale in media di 327 kW. È possibile sfruttare le navi in cold ironing soltanto per i primi minuti dell'intervallo di guasto, in quanto il SOC estratto è pari al 26% con un corrispettivo tempo di scarica incompatibile con l'intera durata del guasto. La rete riesce a rimanere autonoma solo fin quando è presente il cold ironing; successivamente, dopo l'avvenuta scarica, è possibile sfruttare gli EV a ricarica veloce collegati in V2G (n. EV veloci pari a 6); ma ciò non è sufficiente e pertanto l'unica soluzione per mantenere l'isola è che ci sia un ulteriore carico controllabile, oltre a quello esistente, in media pari a circa 58,98% del carico istantaneo richiesto per l'intera durata del guasto. In Figura 143 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

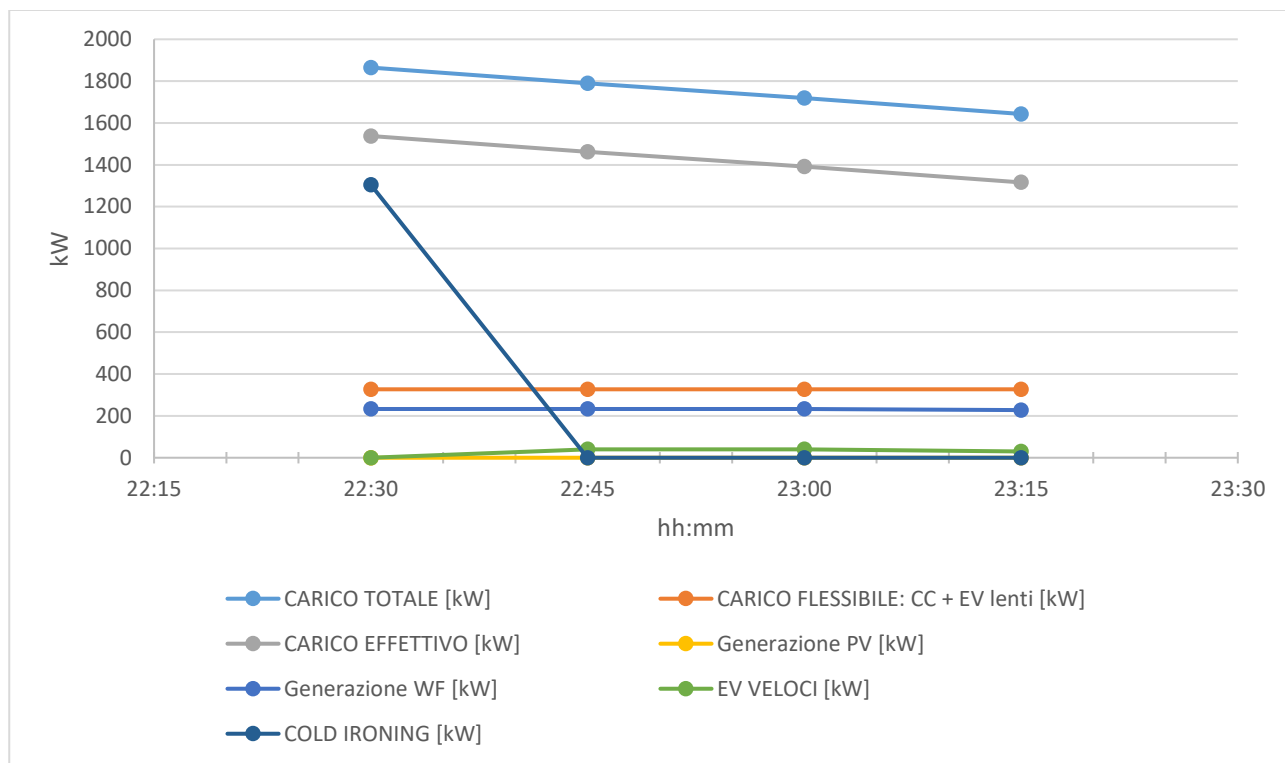


Figura 143. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 2

I valori estratti sono riportati nella Tabella 223.

Tabella 223. Dati estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
m	Corrispondente	Ist.	Ora		
5	Maggio	43	10:45	45 min	11:30

In Tabella 224 e in Tabella 225 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero di veicoli lenti sorteggiati con le relative specifiche che li caratterizzano.

Tabella 224. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	19%	2:50	0:21
EV2	90%	0:00	3:12
EV3	53%	1:28	1:43

Tabella 225. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]
EV1	67%	3:04
EV2	90%	0:00

In Tabella 226 vengono riportati i dati caratteristici del cold ironing.

Tabella 226. Dati Cold Ironing.

TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
2000	33%	01:08	00:27

Nella Tabella 227 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 227. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di Guasto [hh:mm]	Carico Totale [kW]	Carico Flessibile: CC + EV lenti [kW]	Carico Effettivo [kW]	PV [kW]	WF [kW]	EV Lenti [kW]	EV Veloci [kW]	Cold Ironing [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO	Ulteriore CC Necessario
10:45	2540,16	255,00	2285,16	1147,34	444,56	3,00	0,00	693,27	0,00	0
11:00	2585,52	255,00	2330,52	1171,44	444,56	3,00	0,00	714,52	0,00	0
11:15	3054,24	255,00	2799,24	1264,20	443,84	3,00	20,00	0,00	-1071,20	1071,2
11:30	3396,96	255,00	3141,96	1274,64	443,84	3,00	20,00	0,00	-1403,48	1403,483

Il guasto avviene alle 10:45 e pertanto sono presenti sia la generazione fotovoltaica che la generazione eolica. Il consumo dell'intera area portuale è maggiore rispetto alla produzione locale fotovoltaica ed eolica. Risulta dunque necessario staccare dalla rete il carico controllabile dato dalla somma del 5% del carico totale richiesto dal porto (252 kW) e il carico richiesto dalla carica degli EV a ricarica lenta (1 EV lento da 3 kW) per un totale in media di 255 kW. Quanto detto risulta essere insufficiente per il corretto funzionamento in isola, pertanto è necessario l'intervento delle batterie delle navi funzionanti in tecnologia cold-ironing e degli EV a ricarica veloce collegati alla rete funzionanti in tecnologia V2G. Il SOC estratto delle navi è pari al 33 % con un corrispettivo tempo di scarica pari a 27 minuti, tempo incompatibile con l'intera durata del guasto. È possibile dunque usufruire per i primi minuti della durata del guasto della potenza rimanente di cui la rete necessita per mantenere l'isola. Quando le batterie delle navi si scaricano completamente intervengono le batterie degli EV a ricarica veloce erogando in media 10 kW (3 EV a ricarica veloce estratti). Ciò risulta essere insufficiente per la rete e pertanto l'unica soluzione per mantenere l'isola è che ci sia un ulteriore carico controllabile, oltre a quello esistente, in media pari a circa 23,44% del carico istantaneo richiesto per l'intera durata del guasto. In Figura 144 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

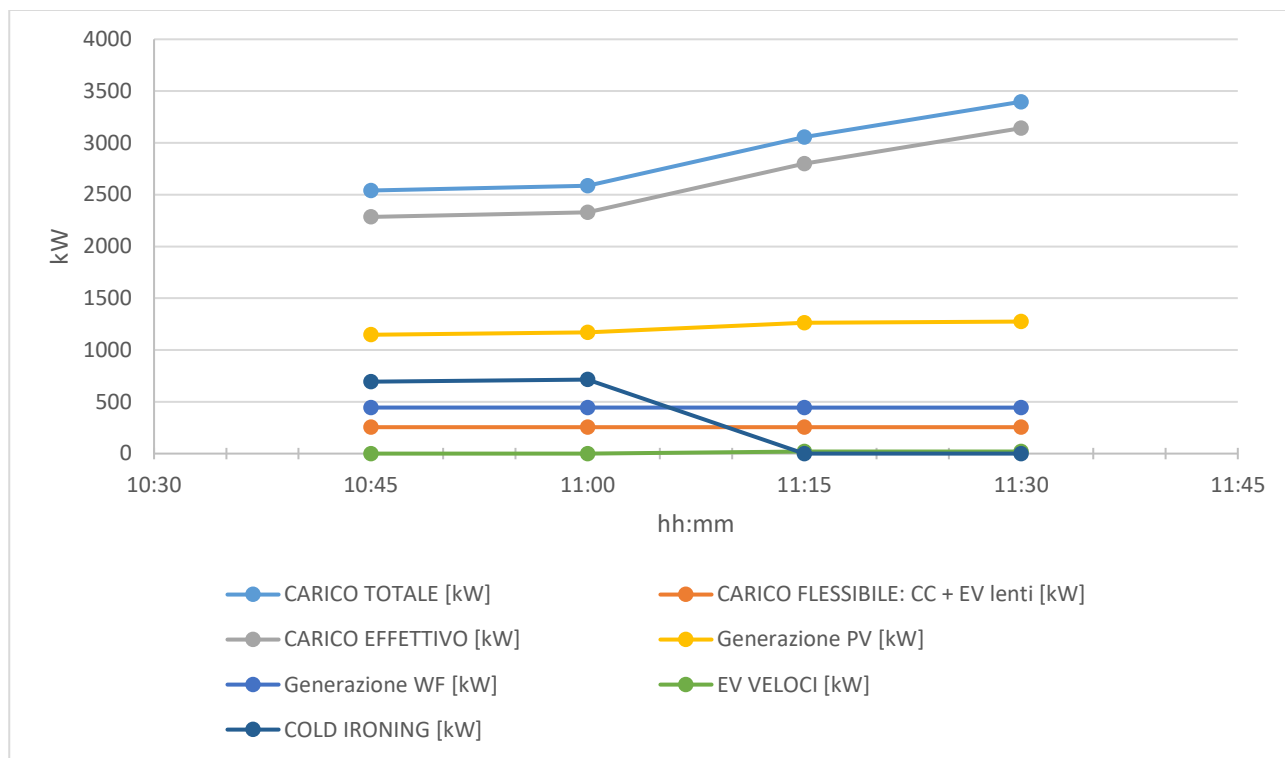


Figura 144. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

Simulazione 3

I valori estratti sono riportati nella Tabella 228.

Tabella 228. Dati estrazione casuale.

MESE		ISTANTE		DURATA DEL GUASTO	FINE GUASTO
m	Corrispondente	Ist.	Ora		
1	Gennaio	24	06:00	45 min	06:45

In Tabella 229 e in Tabella 230 vengono riportati rispettivamente il numero di veicoli veloci e il numero di veicoli lenti sorteggiati con le relative specifiche che li caratterizzano.

Tabella 229. Numero di EV veloci connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]	t scarica [hh:mm]
EV1	10%	3:12	0:00
EV2	13%	3:04	0:07
EV3	64%	1:02	2:09
EV4	58%	1:16	1:55
EV5	52%	1:31	1:40
EV6	69%	0:50	2:21
EV7	67%	0:55	2:16
EV8	73%	0:40	2:31
EV9	33%	2:16	0:55
EV10	66%	0:57	2:14
EV11	55%	1:24	1:48
EV12	42%	1:55	1:16
EV13	14%	3:02	0:09
EV14	73%	0:40	2:31
EV15	37%	2:07	1:04

EV16	59%	1:14	1:57
EV17	70%	0:48	2:24
EV18	18%	2:52	0:19

Tabella 230. Numero di EV lenti connessi e relative specifiche di carica e scarica.

n.	SOC [%]	t carica [hh:mm]
EV1	20%	9:20
EV2	54%	4:48
EV3	49%	5:28
EV4	82%	1:04
EV5	74%	2:08
EV6	69%	2:48
EV7	14%	10:08
EV8	15%	10:00
EV9	17%	9:44
EV10	74%	2:08

In Tabella 231 vengono riportati i dati caratteristici del cold ironing.

Tabella 231. Dati Cold Ironing.

TAGLIA [kW]	SOC [%]	Tempo Carica [hh:mm]	Tempo Scarica [hh:mm]
2000	86%	00:04	01:31

Nella Tabella 232 sono riportati i dati durante l'intervallo di guasto.

Tabella 232. Dati riferiti all'intervallo di guasto.

Intervallo di Guasto [hh:mm]	Carico Totale [kW]	Carico Flessibile: CC + EV lenti [kW]	Carico Effettivo [kW]	PV [kW]	WF [kW]	EV Lenti [kW]	EV Veloci [kW]	Cold Ironing [kW]	VERIFICA EQUILIBRIO	Ulteriore CC Necessario
06:00	1512,00	282,00	1230,00	0,00	517,84	30,00	0,00	712,16	0,00	0
06:15	1486,80	282,00	1204,80	0,00	516,80	30,00	0,00	688,00	0,00	0
06:30	1466,64	282,00	1184,64	0,00	516,80	30,00	0,00	667,84	0,00	0
06:45	1431,36	282,00	1149,36	0,00	516,80	30,00	0,00	632,56	0,00	0

Il guasto avviene durante le prime ore del mattino, quando non è presente ancora generazione fotovoltaica. Il carico richiesto è maggiore della generazione e perciò risulta necessario staccare dalla rete il carico controllabile dato dalla somma del 5% del carico totale richiesto dal porto (252 kW) e il carico richiesto dalla carica degli EV a ricarica lenta (10 EV lenti da 3 kW) per un totale in media di 282 kW. Tale intervento risulta essere insufficiente per mantenere l'isola ed è dunque necessario utilizzare le batterie delle navi ormeggiate in porto, collegate in tecnologia cold-ironing alla rete, in grado di erogare la rimanente parte del carico richiesto per l'intera durata del guasto poiché presentano un SOC pari al 86% con un corrispettivo tempo di scarica adeguato all'intera durata del guasto. Nonostante la presenza di n.18 EV a ricarica veloce collegate alla rete in V2G, non è necessario usufruire dell'energia accumulata nelle loro batterie. È possibile in questo caso mantenere l'isola senza un ulteriore distacco di carico controllabile. In Figura 145 vengono mostrate le porzioni dei profili di interesse ricadenti nell'intervallo di guasto esaminato.

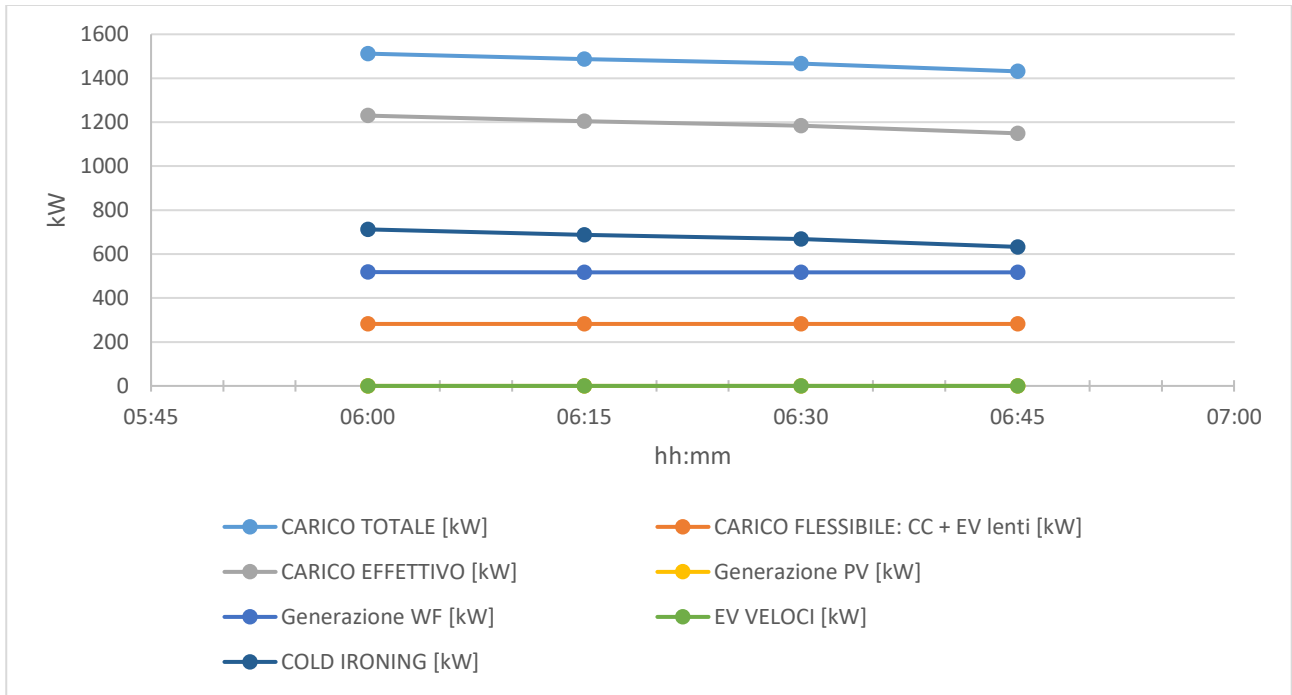


Figura 145. Confronto dei profili nell'intervallo di guasto.

6 Indicatori per la valutazione dell'affidabilità

6.1 Premessa

Nel presente capitolo vengono definiti e valutati degli indicatori da utilizzare per quantificare l'affidabilità delle reti ibride AC/DC in MT/BT.

Tali parametri non sono legati ai classici indicatori di affidabilità presenti in letteratura e oggetto di studio delle altre LA di progetto, ma possono essere considerati degli indicatori da valutare nelle diverse configurazioni, per avere informazioni su come la presenza di generazione rinnovabile, di sistemi di accumulo e di carico flessibile possa influenzare la capacità di una rete di continuare a svolgere il proprio compito in una precisa condizione di guasto.

Tali indicatori, così definiti, danno una misura di come le risorse rinnovabili e flessibili, largamente e facilmente integrabili nelle microreti in DC o ibride AC/DC, possono contribuire a migliorare in particolare la continuità del servizio.

Gli indicatori si distinguono in due gruppi:

- indicatori per la caratterizzazione degli scenari energetici;
- indicatori per la valutazione dell'affidabilità.

Nel seguito, tali indicatori vengono valutati per i diversi stati del sistema identificati nei capitoli 4 e 5.

6.2 Definizione degli indicatori per la caratterizzazione degli scenari energetici

Si definiscono i seguenti indicatori per la caratterizzazione degli scenari:

- (i) Indicatore $R\dot{E}S$: valuta la percentuale di generazione da fonte rinnovabile rispetto alla generazione complessiva della rete (rete AC o rete ibrida AC/DC). L'indicatore può essere definito in steady-state facendo riferimento ad una specifica configurazione per la quale si eseguono i calcoli di load flow oppure in un preciso intervallo temporale di osservazione " T " (ad esempio l'intervallo di tempo in cui una porzione di rete funziona in isola oppure un periodo di riferimento quale un giorno, un mese, etc.). Nel primo caso l'indicatore viene definito come segue:

$$R\dot{E}S = \frac{P_{RES}}{P_{CPP} + P_{RES}} \cdot 100$$

mentre, nel secondo caso l'indicatore viene definito con riferimento all'energia prodotta dagli impianti di generazione convenzionale e da rinnovabile nell'intervallo di osservazione " T ":

$$R\dot{E}S = \frac{E_{RES}(T)}{E_{CPP}(T) + E_{RES}(T)} \cdot 100$$

Nelle precedenti espressioni è:

- P_{RES} : potenza totale generata da tutti gli impianti di generazione da FER presenti nella porzione di rete in esame;
- P_{CPP} : potenza totale generata da tutti gli impianti di generazione convenzionali (Conventional Power Plant CPP) nella porzione di rete in esame. Se la porzione di rete è collegata alla rete elettrica principale, la potenza prelevata dal punto di connessione (Point of Common Coupling PCC) viene computata all'interno di P_{CPP} ;
- E_{RES} : energia totale generata da tutti gli impianti di generazione da FER presenti nella porzione di rete in esame nell'intervallo di tempo " T ";

- E_{CPP} : energia totale generata da tutti gli impianti CPP nella porzione di rete in esame. Se la porzione di rete è collegata alla rete elettrica principale, la quota di energia prelevata dal PCC viene computata all'interno di E_{CPP} .

- (ii) Indicatore $FLEX$: valuta la flessibilità del carico definita come l'energia che può essere spostata nell'intervallo temporale di riferimento agendo sui soli carichi flessibili $E_{LOAD,FLEX}(T)$ in rapporto all'energia totale richiesta dai carichi nello stesso intervallo $E_{LOAD}(T)$:

$$FLEX = \frac{E_{LOAD,FLEX}(T)}{E_{LOAD}(T)} \cdot 100$$

Lo stesso indicatore può essere definito anche in steady-state facendo riferimento alle potenze:

$$FLEX = \frac{P_{LOAD,FLEX}}{P_{LOAD}} \cdot 100$$

essendo:

- $P_{LOAD,FLEX}$ la potenza totale dei carichi flessibili;
- P_{LOAD} la potenza totale dei carichi.

- (iii) Indicatore $BESS$: valuta il rapporto tra la potenza fornita dai sistemi di accumulo e la totale potenza dei sistemi di generazione nella microrete. Come l'indicatore RES , può essere definito in steady-state facendo riferimento ad una specifica configurazione per la quale si eseguono i calcoli di load flow oppure in un preciso intervallo temporale di osservazione " T " (ad esempio l'intervallo di tempo in cui una porzione di rete funziona in isola oppure un periodo di riferimento quale un giorno, un mese, etc.). Nel primo caso l'indicatore viene definito come segue:

$$BESS = \frac{P_{BESS}}{P_{CPP} + P_{RES}} \cdot 100$$

mentre, nel secondo caso l'indicatore viene definito con riferimento all'energia fornita o prelevata dai sistemi di accumulo e quella abile nell'intervallo di osservazione " T ":

$$BESS = \frac{E_{BESS}(T)}{E_{CPP}(T) + E_{RES}(T)} \cdot 100$$

Nelle precedenti espressioni si vuole indicare con:

- P_{BESS} la potenza totale fornita da tutti i sistemi di accumulo;
- $E_{BESS}(T)$ l'energia totale erogata nel periodo " T " dai sistemi di accumulo;
- P_{RES} la potenza totale generata da tutti gli impianti di generazione da FER presenti nella porzione di rete in esame;
- E_{RES} l'energia totale generata da tutti gli impianti di generazione da FER presenti nella porzione di rete in esame nell'intervallo di tempo " T ".

6.3 Definizione degli indicatori per la valutazione dell'affidabilità

Sono definiti i seguenti indicatori per la valutazione dell'affidabilità delle microreti:

- (i) indice di autonomia della microrete " i_1 ": misura la capacità di funzionamento in isola se richiesto dalla rete principale.

$$i_1 = \frac{h_i}{T} \cdot 100$$

Nella precedente espressione si è indicato con:

- h_i : durata di funzionamento in isola della porzione di rete in esame;
- T : intervallo di tempo del guasto (tempo di osservazione);

- (ii) indice di flessibilità " i_2 ": valuta la variazione di potenza attiva disponibile in aumento o riduzione nel punto di connessione:

$$i_2 = \frac{\Delta P_{load.flex} + \Delta P_{RES} + \Delta P_{BESS}}{A_n} \cdot 100$$

Nella precedente espressione si vuole indicare con:

- A_n la potenza apparente del nodo a cui è connessa la porzione di rete in esame;
- ΔP_{RES} la variazione media, nell'intervallo di tempo del guasto, della potenza totale generata da tutti gli impianti di generazione da fonte solare presenti nella porzione di rete in esame;
- $\Delta P_{load.flex}$ la variazione media, nell'intervallo di tempo del guasto, della potenza totale dei carichi flessibili;
- ΔP_{BESS} la variazione media, nell'intervallo di tempo del guasto, della potenza totale erogata dai sistemi di accumulo nella porzione di rete in esame richiesta in aumento o in riduzione dalla rete in AC;

- (iii) indice di capacità di modulazione del profilo di potenza in un tempo convenzionale " i_3 ": misura la possibilità di variare con continuità per un tempo stabilito il profilo di potenza in un nodo:

$$i_3 = \frac{\Delta E_{flessibile(T)}}{E_{teorico}} \cdot 100$$

Nella precedente espressione è indicato con:

- $\Delta E_{flessibile(T)}$: energia fornita dai dispositivi flessibili presenti nella porzione di rete in esame nell'intervallo di tempo del guasto;
- $E_{teorico}$: energia richiesta per garantire il funzionamento in isola della porzione di rete in esame nell'intervallo di tempo del guasto.

6.4 Valutazione degli indicatori

Di seguito vengono riportati gli indicatori calcolati per le diverse simulazioni effettuate.

6.4.1 Sezione Underground (CA1)

Tabella 233. Indicatore RES

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA1-2020	2%	1%	65%
CA1-2040	0%	0%	90%

Tabella 234. Indicatore FLEX

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA1-2020	50%	99%	0%
CA1-2040	0%	50%	10%

Tabella 235. Indicatore BESS

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA1-2020	48%	0%	35%
CA1-2040	100%	50%	0%

Tabella 236. Indicatore i1

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA1-2020	33%	0%	100%
CA1-2040	100%	33%	0%

Tabella 237. Indicatore i2

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA1-2020	47%	41%	41%
CA1-2040	46%	3%	42%

Tabella 238. Indicatore i3

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA1-2020	49%	0%	100%
CA1-2040	100%	50%	0%

6.4.2 Sezione EVH (CA2)

Tabella 239. Indicatore RES

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA2-2020	36%	4%	100%
CA2-2030BC	178%	2%	0%
CA2-2030DEC	0%	234%	47%
CA2-2040BC	0%	137%	30%
CA2-2040DEC	100%	158%	0%

Tabella 240. Indicatore FLEX

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA2-2020	37%	45%	57%
CA2-2030BC	24%	37%	11%
CA2-2030DEC	28%	4%	18%
CA2-2040BC	28%	30%	21%
CA2-2040DEC	17%	50%	24%

Tabella 241. Indicatore BESS

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA2-2020	44%	25%	0%
CA2-2030BC	0%	98%	100%
CA2-2030DEC	100%	0%	32%
CA2-2040BC	100%	0%	100%
CA2-2040DEC	0%	0%	100%

Tabella 242. Indicatore i1

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA2-2020	100%	0%	100%
CA2-2030BC	100%	100%	100%
CA2-2030DEC	100%	67%	100%
CA2-2040BC	100%	100%	100%
CA2-2040DEC	100%	100%	100%

Tabella 243. Indicatore i2

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA2-2020	2%	3%	4%
CA2-2030BC	8%	7%	2%
CA2-2030DEC	10%	9%	2%
CA2-2040BC	22%	20%	12%
CA2-2040DEC	13%	20%	17%

Tabella 244. Indicatore i3

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA2-2020	100%	61%	100%
CA2-2030BC	100%	100%	100%
CA2-2030DEC	100%	100%	100%
CA2-2040BC	100%	100%	100%
CA2-2040DEC	100%	100%	100%

6.4.3 Sezione Residenziale (CA3)

Tabella 245. Indicatore RES

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA3-2020	20%	35%	9%
CA3-2030BC	10%	44%	16%
CA3-2030DEC	33%	46%	9%
CA3-2040BC	42%	52%	15%
CA3-2040DEC	53%	61%	20%

Tabella 246. Indicatore FLEX

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA3-2020	20%	33%	0%
CA3-2030BC	0%	43%	43%

CA3-2030DEC	33%	40%	0%
CA3-2040BC	27%	12%	42%
CA3-2040DEC	23%	12%	42%

Tabella 247. Indicatore BESS

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA3-2020	60%	32%	91%
CA3-2030BC	90%	14%	62%
CA3-2030DEC	34%	14%	91%
CA3-2040BC	31%	36%	43%
CA3-2040DEC	24%	29%	80%

Tabella 248. Indicatore i1

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA3-2020	67%	33%	100%
CA3-2030BC	100%	0%	33%
CA3-2030DEC	33%	0%	100%
CA3-2040BC	33%	67%	33%
CA3-2040DEC	33%	67%	100%

Tabella 249. Indicatore i2

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA3-2020	24%	31%	37%
CA3-2030BC	32%	37%	59%
CA3-2030DEC	24%	39%	68%
CA3-2040BC	35%	41%	62%
CA3-2040DEC	25%	45%	56%

Tabella 250. Indicatore i3

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
CA3-2020	76%	49%	100%
CA3-2030BC	100%	24%	58%
CA3-2030DEC	51%	26%	100%
CA3-2040BC	53%	74%	53%
CA3-2040DEC	53%	72%	100%

6.4.4 Area Portuale (PA)

Tabella 251. Indicatore RES

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
PA-2020	12%	36%	13%
PA-2030BC	22%	18%	27%
PA-2030DEC	29%	11%	25%
PA-2040BC	34%	44%	29%
PA-2040DEC	13%	57%	35%

Tabella 252. Indicatore FLEX

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
PA-2020	7%	22%	5%
PA-2030BC	6%	26%	7%
PA-2030DEC	20%	6%	5%
PA-2040BC	7%	29%	7%
PA-2040DEC	19%	9%	19%

Tabella 253. Indicatore BESS

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
PA-2020	35%	42%	13%
PA-2030BC	30%	55%	65%
PA-2030DEC	8%	57%	45%
PA-2040BC	1%	22%	28%
PA-2040DEC	20%	13%	46%

Tabella 254. Indicatore i1

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
PA-2020	0%	100%	0%
PA-2030BC	0%	67%	0%
PA-2030DEC	0%	0%	0%
PA-2040BC	0%	33%	33%
PA-2040DEC	33%	67%	100%

Tabella 255. Indicatore i2

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
PA-2020	6%	4%	5%
PA-2030BC	8%	4%	12%
PA-2030DEC	3%	11%	13%
PA-2040BC	6%	4%	9%
PA-2040DEC	4%	9%	6%

Tabella 256. Indicatore i3

	Simulazione 1	Simulazione 2	Simulazione 3
PA-2020	47%	100%	20%
PA-2030BC	52%	100%	98%
PA-2030DEC	43%	72%	68%
PA-2040BC	12%	91%	55%
PA-2040DEC	43%	59%	100%

6.5 Discussione

Come si nota dai risultati delle simulazioni di tutti gli scenari analizzati, il mantenimento in isola delle diverse sezioni, considerando gli scenari definiti nella LA1.4, non sarebbe possibile in nessun caso a causa della ridotta presenza di risorse flessibili e storage.

Tale risultato ha una validità generale indipendentemente dalla tipologia di connessione (in AC o in DC) di generatori, cariche e sistemi di accumulo presenti.

Il problema del mantenimento dell'alimentazione della rete in isola sarebbe risolto, almeno nei casi relativi alla City Area Network, mediante una richiusura rapida dei collegamenti presenti, creando in questo modo una struttura magliata, dimensionando opportunamente le linee ed i diversi componenti di impianto (trasformatori e convertitori). Le figure seguenti mostrano i quattro collegamenti possibili nell'area cittadina.

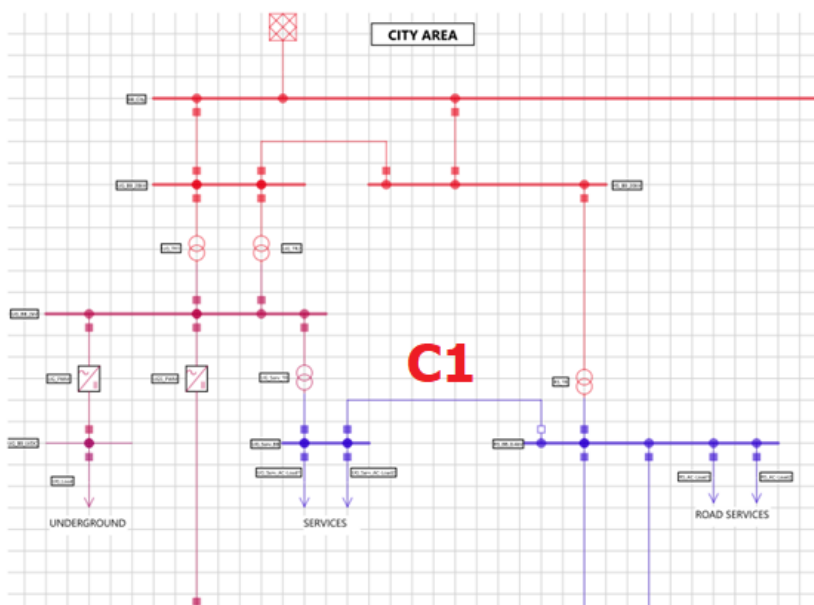


Figura 146. Collegamento C1 di supporto alla Sezione Underground.

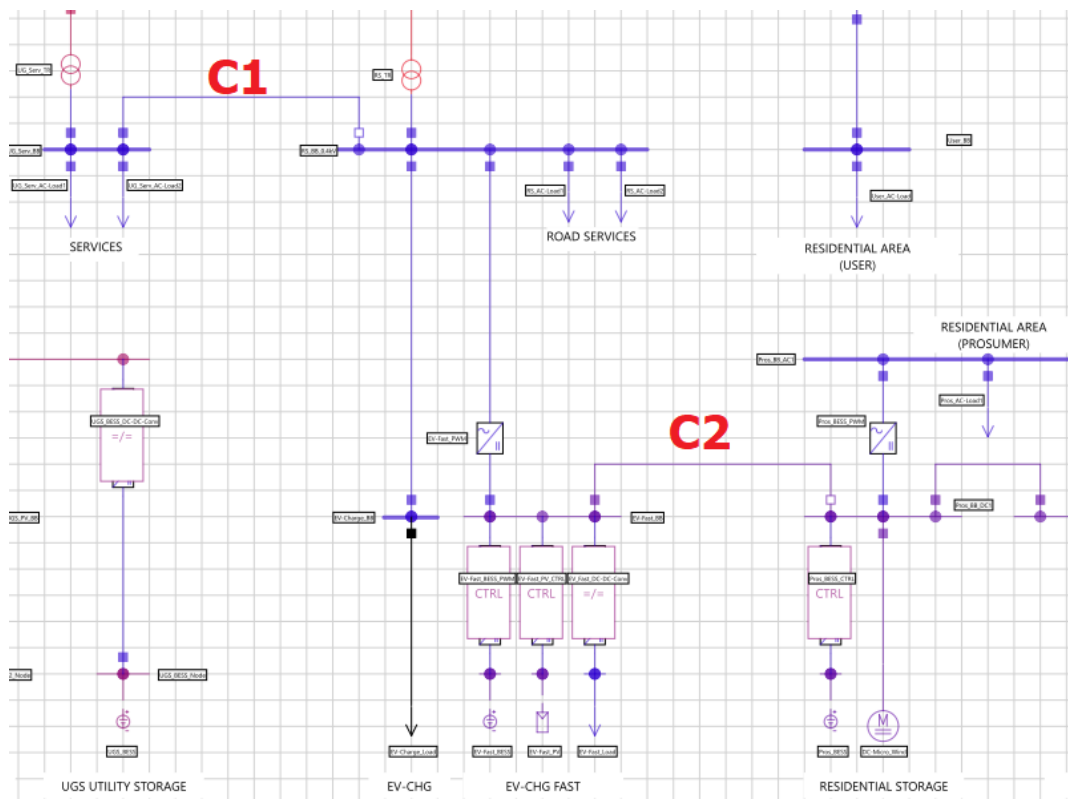


Figura 147. Collegamento C1 e C2 di supporto alla Sezione EVH.

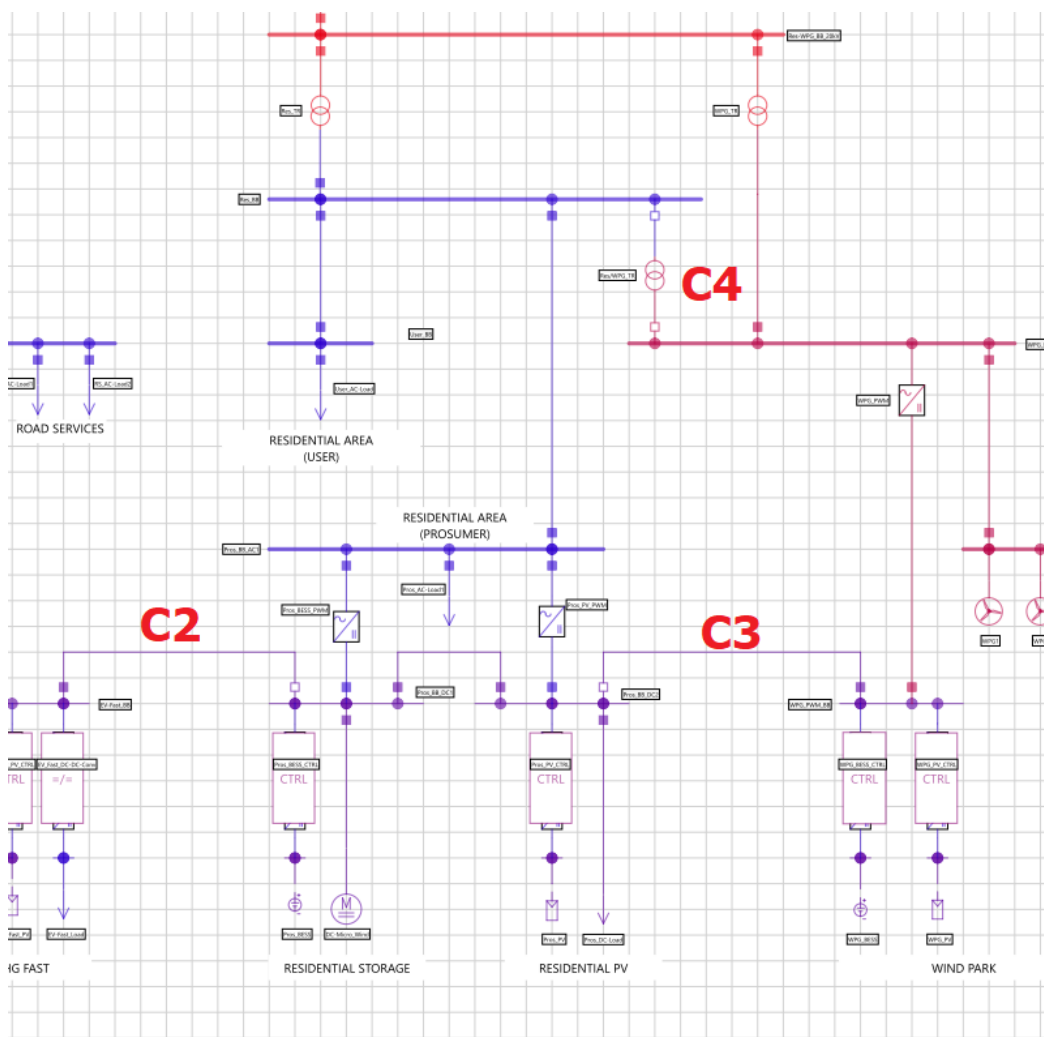


Figura 148. Collegamento C2, C3 e C4 di supporto alla Sezione Residenziale.

La stessa considerazione è valida nel caso in cui i generatori eolici presenti nella city area o nella port area siano dei veri e propri parchi eolici da alcuni MW o decine di MW. In questo caso, le semplici richiusioni dei collegamenti presenti, anche in assenza della rete principale, sarebbero, in presenza di vento, sufficienti ad alimentare tutti i carichi considerati.

Escludendo l'analisi di tali casi scontati, come mostrato nei capitoli 4 e 5, si è ipotizzato, in ciascuno scenario, il dimensionamento di un sistema di accumulo elettrico che possa aiutare a mantenere la continuità del servizio durante un evento di failure che determina la separazione dalla rete principale. Tuttavia, tutte le simulazioni mostrano che, a meno che non si ipotizzi che il sistema di accumulo funzioni soltanto in modalità EPS e che quindi sia sempre mantenuto alla sua carica massima, non è possibile, neanche in questo caso, mantenere in isola per lungo tempo il sistema underground.

L'ipotesi di funzionamento in modalità EPS esclusiva non rientra nei casi considerati in tale studio, nel quale si ipotizza che, in un dato istante il sistema di accumulo possa trovarsi con un qualsiasi valore del SOC e in una qualsiasi delle tre condizioni: carica, scarica o stand-by, a seconda della sua funzione. Infatti, si ipotizza che il sistema di accumulo possa essere installato per partecipare ad azioni di Demand Response con finalità varie: arbitraggio, fornitura di servizi ancillari, massimizzazione dell'autoconsumo, etc., ipotesi realistica visti gli scenari energetici analizzati nella LA1.4.

Analizzando gli scenari in maggior dettaglio, è utile commentare i risultati del calcolo degli indicatori per ogni stato del sistema.

Con riferimento alle sezioni underground, residenziale e all'area portuale, difficilmente è immaginabile un'evoluzione della struttura di rete che possa migliorare l'affidabilità del sistema considerato senza un collegamento con un'altra sezione della city area o un incremento delle risorse rinnovabili e dello storage ad esse abbinato. Tuttavia bisogna considerare che la realizzazione di collegamenti elettrici in AC o DC tra il sistema considerato e un qualsiasi altro nodo dell'area urbana implicherebbe lo stabilirsi di rapporti commerciali tra soggetti giuridici diversi di difficile attuazione.

Per il calcolo dell'indicatore RES, si evidenzia che in nessuna delle porzioni di rete esaminate è presente generazione convenzionale; tuttavia, l'indicatore può essere calcolato tenendo conto che la quantità presente al denominatore della formula corrisponde alla totale energia richiesta dai carichi della porzione di rete.

Una prima considerazione sull'indicatore RES può essere fatta analizzando ad esempio lo scenario 2040 della sezione Underground. Nelle simulazioni 1 e 2 l'indicatore assume un valore pari a 0 ma, mentre nel primo caso grazie al sistema di accumulo la rete riesce a rimanere in isola per l'intera durata di guasto, nel secondo caso ciò non avviene.

Pertanto, l'indicatore RES fornisce una misura di quanto la produzione presente nell'area sia controllabile per soddisfare il bilancio istantaneo tra domanda e generazione: se RES è pari a 0 la produzione è totalmente controllabile, se è pari a 1 la produzione è totalmente da rinnovabile e non può essere assicurato alcun controllo a meno di non effettuare un curtailment della generazione.

D'altra parte, la possibilità di modulare la generazione in funzione delle esigenze della rete non necessariamente è un indicatore della capacità che la stessa possa continuare a funzionare durante l'intero tempo di ripristino della fornitura. Infatti, i generatori potrebbero essere modulati ma non è detto che tale azione sia sufficiente a garantire un bilancio istantaneo delle potenze.

Ad esempio, nelle simulazioni 1 e 2 dello scenario 2020, l'indicatore assume un valore molto basso ma la generazione convenzionale, sebbene regolabile, non è sufficiente a mantenere in isola la rete.

L'indicatore quindi, come già indicato in LA1.4, per sua natura può essere utilizzato per caratterizzare lo scenario ma non per fornire informazioni esaustive per valutazioni affidabilistiche.

L'indicatore può essere calcolato anche riferendosi alla condizione istantanea di massima produzione fotovoltaica. In quel caso, RES caratterizza il massimo contributo teorico di rinnovabile della microrete in isola. Facendo ancora riferimento alla sezione underground, i valori di RES, così calcolati con riferimento al comportamento medio in un anno, variano tra 0,40 nello stato CA1-2020 e 0,84 nello stato CA1-2040EC. Così formulato, l'indicatore può essere utilizzato per valutare il rischio di un dato scenario connesso alla presenza di rinnovabili. Infatti, maggiore è la quota di energia rinnovabile, maggiore sarà il rischio che in una situazione di funzionamento in isola il contributo rinnovabile non sia presente e sia necessario ricorrere alla piena potenza dei generatori rotanti o a sistemi di accumulo per mantenere la continuità dell'isola.

Nei casi considerati, l'indicatore FLEX assume sempre valore nullo in quanto non si ha carico flessibile. Si può calcolare il valore minimo che l'indicatore dovrebbe assumere nei diversi casi analizzati al fine di garantire il funzionamento in isola della rete. Per far ciò si ricorre ai risultati dei calcoli effettuati che comprendono anche il calcolo della quota di carico flessibile necessaria in ogni intervallo di tempo per garantire il bilancio tra domanda e generazione della rete in isola. L'indicatore FLEX, in tutti gli scenari esaminati, è largamente variabile ma sicuramente si nota una maggiore necessità di carico flessibile nell'area residenziale e nella sezione EVH rispetto alle altre aree. Ciò è dovuto probabilmente al maggior contributo di storage nelle altre aree (underground e portuale), coerentemente con la natura industriale di tali installazioni, che consente di supportare maggiormente la rete nel funzionamento in isola.

Per quanto riguarda l'indicatore BESS, nel caso esaminato non ci sono generatori rotanti. Tuttavia, l'indicatore può essere comunque calcolato tenendo conto che la quantità presente al denominatore della formula corrisponde alla totale energia richiesta dai carichi della porzione di rete.

Come fatto per l'indicatore RES, anche l'indicatore BESS può essere calcolato riferendosi ad una condizione istantanea, questa volta riferita alla possibilità che il sistema di accumulo eroghi la sua potenza nominale. In

quel caso, BESS caratterizza il massimo contributo teorico di storage della microrete in isola. I valori di BESS, così calcolati con riferimento al comportamento medio in un anno, sono uguali in tutti gli scenari per una data rete. Così formulato, l'indicatore può essere utilizzato per valutare la capacità teorica di sopperire ai fabbisogni del carico di una rete in isola attraverso i sistemi di accumulo presenti. Assumendo l'assenza di altre risorse flessibili o di generatori nella rete in isola, più questo valore è superiore all'unità, più lo storage ha la possibilità di riuscire a mantenere con successo il bilancio tra domanda e generazione.

L'indice di autonomia della microrete i_1 assume dei valori del tutto casuali in quanto dipende fortemente dalle estrazioni fornite dal Monte Carlo (quali SOC e istante di guasto) e dalla tipologia di rete considerata. In particolare, la sezione EVH della city area network risulta avere un indice di autonomia abbastanza elevato per la quasi totalità delle simulazioni effettuate. Tale considerazione è giustificata dalla tipologia di carico presente in quanto si tratta di un carico con un profilo più o meno costante nel tempo e una richiesta alquanto contenuta. Questo invece non si verifica per la sezione underground e residenziale per la city area e per la port area che invece presentano un profilo con considerevoli variazioni di potenza nel tempo.

Per quanto concerne l'indice di flessibilità i_2 è possibile effettuare una valutazione generale per tutte le reti in quanto assume dei valori medio-bassi (dal 2% al 47%) ma mai valori pari allo 0%. Si può constatare dunque che la variazione di potenza attiva disponibile nel punto di connessione delle varie reti analizzate è sufficientemente contenuta per tutte le simulazioni.

Infine, l'indice di capacità di modulazione del profilo di potenza in un tempo convenzionale i_3 assume dei valori medio-alti per tutte le reti considerate in tutte le simulazioni. Questo risultato mostra che le porzioni di rete considerata possono contribuire ai fabbisogni della rete principale modificando i propri assorbimenti e contribuendo al miglioramento dell'affidabilità di tale rete.

7 Conclusioni

In accordo al capitolato di progetto:

- sono stati definiti gli eventi di failure per ogni configurazione sulla scorta di un’analisi preliminare degli eventi che maggiormente impattano sulla sicurezza e sull’affidabilità del sistema;
- sono stati valutati gli indicatori di affidabilità analizzando, nell’ambito dei diversi scenari energetici di cui alla LA1.4, le diverse configurazioni di reti ibride AC/DC definite dalla LA1.5.

In Tabella 257 viene riportato brevemente il riepilogo di tutte le simulazioni presentate (S1, S2, S3) per tutti gli stati del sistema per le due reti. Con il numero 1 ci si riferisce al corretto mantenimento dell’isola della porzione di rete considerata, mentre con il numero 0 ci si riferisce al mancato mantenimento dell’isola.

Tabella 257. Riepilogo risultati simulazioni.

	CITY AREA									PORT AREA		
	UNDERGROUND			EVH			RESIDENZIALE			S1	S2	S3
	S1	S2	S3	S1	S2	S3	S1	S2	S3			
2020	0	0	1	1	0	1	0	0	1	0	1	0
2030-BC	-	-	-	1	1	1	1	0	0	0	0	0
2030-DEC	-	-	-	1	0	1	0	0	1	0	0	0
2040-BC	1	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0
2040-DEC				1	1	1	0	0	1	0	0	1

Come detto in precedenza, le simulazioni presentate nel report rappresentano quelle maggiormente significative tra le varie simulazioni effettuate per ogni porzione di rete e per ogni evento di failure nei diversi scenari energetici, nonché quelle che si differenziano maggiormente per il funzionamento delle risorse presenti.

Analizzando i dati in Tabella 257 è possibile constatare che:

- nel 33% delle simulazioni effettuate per la sezione underground della city area network è possibile mantenere l’isola;
- nel 86,67% delle simulazioni effettuate per la sezione EVH per la city area network è possibile mantenere l’isola;
- nel 26,67% delle simulazioni effettuate per la sezione residenziale per la city area network è possibile mantenere l’isola;
- nel 13,33% delle simulazioni effettuate per la port area network è possibile mantenere l’isola.

I valori percentuali medio-alti ottenuti per la sezione underground e la sezione EVH sono giustificati dal fatto che si tratta di servizi/attività con una richiesta di carico più o meno costante senza variazioni repentine nel tempo e pertanto facilmente alimentabili tramite generazione da FER e/o storage. Tale situazione invece non si verifica per la sezione residenziale e la rete portuale che presentano un profilo di carico giornaliero molto variabile nel tempo.

I contributi di FER, storage e carichi flessibili nei diversi scenari energetici dal 2020 al 2040 sembrano invece non avere influenza sull’esito delle simulazioni.

In tutti i casi, non si è considerato il contributo delle richiuse delle linee di collegamento tra le diverse sezioni che, se opportunamente controllate, possono ripristinare facilmente le condizioni di regolare alimentazione dell’area a cui viene a mancare il collegamento con la rete a monte.

L’esito dello studio permette di affermare che sicuramente i casi più significativi da analizzare sono quelli relativi alla sezione EVH ed underground, caratterizzati da una maggiore probabilità di mantenere il proprio funzionamento in isola. Tali scenari, pertanto, saranno analizzati nel dettaglio nelle prossime LA.

Infine, è importante sottolineare che affinché le microreti in DC siano effettivamente in grado di migliorare l’affidabilità di un sistema di distribuzione è necessario un salto tecnologico che riguarda l’introduzione in tali reti di sistemi di supervisione e controllo affidabili, di sistemi di richiusura rapida delle linee di backup, di

convertitori elettronici DC/DC e DC/AC in grado di poter essere totalmente asserviti all'Energy Management System dell'isola per poter garantire il funzionamento della rete.

Bibliografia

- [1] Norma CEI 56-60, Terminologia sulla fidatezza e sulla qualità del servizio.
- [2] Report LA1.5 “Progettazione e costruzione delle configurazioni di reti ibride di lavoro.”
- [3] X. Liang, L. Goel, Distribution system reliability evaluation using the Monte Carlo simulation method, *Electric Power Systems Research* 40, 1997, pp. 75-83.
- [4] R. Billinton and W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, Plenum, New York, 1994.
- [5] S. Garribba, *Methods for Reliability Analysis of Systems*, In ECSC, EEC, and EAC, *Reliability Modelling and Applications*, pp. 1-32 (1987).
- [6] Marseguerra M, Zio E. *Basics of the Monte Carlo method with application to system reliability*. Verlag Gmbh, Hagen, 2002.
- [7] M. Marseguerra, E. Zio: *Approaching Dynamic Reliability by Monte Carlo Simulation*, *Reliability and Safety Assessment of Dynamic Process Systems*, NATO ASI Series F, vol. 120, Berlin, Germany, (1993).
- [8] D. Hertz, H. Thomas (1983), *Risk analysis and its applications*, John Wiley & Sons, Chichester.
- [9] D. Hertz (1964), “Risk Analysis in Capital Investment”, *Harvard Business Review*, 42:95-106.
- [10] Cadini F, Zio E, Petrescu CA. Using centrality measures to rank the importance of the components of a complex network infrastructure. *Computer Science, Critical information Infrastructure Security*, 5508(2009), 155-167.
- [11] La Rovere S, Vestrucci P, Sperandii M., *Reliability assessment basing on importance measures, Probabilistic Safety Assessment and Management PSAM8*, (2006) New Orleans.
- [12] La Rovere S, Vestrucci P, Sperandii M., *Risk significance importance measures for a networked system, Probabilistic Safety Assessment and Management PSAM9*, (2009) Hong Kong.
- [13] *Tecniche Monte Carlo per l’analisi di sistemi a rete*, Sperandii M., PhD thesis, 2011.
- [14] ARERA, *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica. Allegato A, Periodo di regolazione 2012-2015*
- [15] ARERA, *Dati sulla continuità del servizio elettrico*, <https://www.arera.it/sas-frontend-cse/estrattoreLink>
- [16] Report LA1.4 “Studio e sviluppo di scenari energetici per l’integrazione di reti AC/DC in MT/BT”
- [17] <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7167710>
- [18] S. Maggiore, “Analisi di impatto dell’introduzione della tariffa bioraria obbligatoria”, Prot, 2012, 13000580: 13000580-315241.
- [19] G. Parise et al., “Wise port and business energy management: Port facilities, electrical power distribution”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2015, vol. 52, n.1, pp. 18-24.
- [20] TERNA – Transparency Report: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report>
- [21] J. P. Lopes et al., “Smart charging strategies for electric vehicles: Enhancing grid performance and maximizing the use of variable renewable energy resources, 2009.
- [22] L. Lin et al., “Energy consumption index and evaluation method of public traffic buildings in China”, *Sustainable Cities and Society*, 2020, vol. 57, article 102132.