	RELAZIONE FINALE DEL PRIMO BIENNIO DI SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

RELAZIONE FINALE DEL PRIMO BIENNIO DI SPERIMENTAZIONE

SPERIMENTAZIONE DI PROGETTI PILOTA DI ACCUMULO ENERGETICO A BATTERIE DI TIPO ENERGY INTENSIVE

PROGETTI PILOTA: *A1, A2, B1, B2, C1, C2*

DIFFUSIONE DEL REPORT: *PUBBLICA*

IMPIANTI DI ACCUMULO: *GINESTRA SANC (PROGETTI A1, A2)
FLUMERI SANC (PROGETTI B1, B2)
SCAMPITELLA SANC (PROGETTI C1, C2)*

PERIODO DI RIFERIMENTO: *01/01/2016 – 31/12/2017*

SOMMARIO

1.	OGGETTO.....	4
2.	GLOSSARIO	4
3.	CONTESTO LEGISLATIVO E REGOLATORIO DI RIFERIMENTO	7
4.	DESCRIZIONE GENERALE DEI PROGETTI PILOTA DI ACCUMULO ENERGETICO	8
4.1	CRITERI DI PROGETTAZIONE E REALIZZAZIONE DEI PROGETTI PILOTA	8
4.2	ITER AUTORIZZATIVO ED ADEMPIMENTI IN AMBITO SICUREZZA	13
4.3	CRITERI DI LOCALIZZAZIONE DEI PROGETTI PILOTA.....	13
4.4	UBICAZIONE GEOGRAFICA ED ELETTRICA DELLE OPERE	16
4.4.1	PROGETTI A1 ED A2 E RELATIVO IMPIANTO GINESTRA SANC	16
4.4.2	PROGETTI B1, B2, C1, C2 E RELATIVI IMPIANTI FLUMERI SANC E SCAMPITELLA SANC	17
4.5	FLUSSI DI POTENZA RILEVANTI MISURATI IN RETE	19
4.6	MANCATA PRODUZIONE RESIDUA DA FRNP	22
5.	DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI E DELLE TECNOLOGIE IMPIEGATE PER LA REALIZZAZIONE DEI PROGETTI PILOTA DI ACCUMULO ENERGETICO	22
5.1	CARATTERISTICHE GENERALI DEGLI IMPIANTI SANC	22
5.2	DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA IMPIEGATA PER LE BATTERIE ELETTROCHIMICHE	32
5.3	DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA IMPIEGATA PER I CONVERTITORI STATICI	35
5.4	DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI CONTROLLO INTEGRATO SCI	37
6.	DESCRIZIONE GENERALE DELL'INTEGRAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO	40
6.1	Dynamic Thermal Rating	40
6.2	Applicativo previsioni FRNP	46
7.	MODALITA' DI CONDUZIONE E DISPACCIAMENTO DEI PROGETTI PILOTA DI ACCUMULO	50
7.1	Considerazioni generali sulla programmazione e sul dispacciamento dei sistemi di accumulo per la gestione del sistema elettrico nazionale	50
7.1.1	Riduzione di MPE per congestioni locali	50
7.1.2	Riduzione di MPE per Vincoli di Sistema	52
7.1.3	Regolazione secondaria di frequenza	52
7.1.4	Regolazione primaria di frequenza	53
7.1.5	Riserva terziaria e bilanciamento	53
7.1.6	Utilizzo del Dynamic Thermal Rating	53
8.	DESCRIZIONE DEL PERIODO DI ESERCIZIO DEI PROGETTI PILOTA.....	54
8.1	APPROCCIO ALLA SPERIMENTAZIONE	54
8.2	Eventi principali riscontrati	55
8.3	Esempio sequenze operative di esercizio nel periodo di teleconduzione	62
8.4	Benefici nel periodo di teleconduzione	64
8.4.1	Premessa	64
8.4.2	Beneficio di riduzione MPE	65
8.4.3	Benefici associati alla regolazione primaria di frequenza	67

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

8.4.4	Benefici associati alla regolazione secondaria frequenza/potenza	70
8.4.5	SINTESI DEL PERIODO DI ASSERVIMENTO AI SERVIZI DI RETE	74
8.4.6	Benefici associati al Dynamic Thermal Rating	76
8.5	Indicatori principali di performance di esercizio	80
8.5.1	Premessa	80
8.5.2	Caratterizzazione perdite energetiche	81
8.5.3	Rendimenti di batterie, UAC e impianto nei periodi di riferimento	83
8.5.4	ANALISI DI CORRELAZIONE E SENSITIVITÀ SUGLI INDICATORI DI PERFORMANCE	85
9.	DESCRIZIONE DEI COSTI	94
10.	CONCLUSIONI	94

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

1. OGGETTO

Il presente documento descrive, in conformità alla Deliberazione 288/2012/R/eel e alla Determinazione 8/2012, i risultati della sperimentazione, negli anni 2016-2017, dell'esercizio dei Progetti Pilota di sistemi di accumulo di Terna denominati "A1", "A2", "B1", "B2", "C1" e "C2" installati su porzioni di rete critica a 150 kV della Rete di Trasmissione Nazionale e di taglia compresa tra i 4,8 e i 6,0 MW ciascuno.

Tali progetti rientrano nel programma complessivo di 35 MW di sperimentazione di sistemi di accumulo approvati dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 02/10/2012 nell'ambito del Piano di Sviluppo 2011, per i quali l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente ha approvato i relativi Progetti Pilota con Deliberazione 66/2013/R/eel del 21 febbraio 2013.

I suddetti Progetti Pilota sono anche denominati sinteticamente di tipologia "*Energy Intensive*", in quanto fanno riferimento a sistemi di accumulo con prestazioni energeticamente significative e si distinguono da quelli di tipologia "*Power Intensive*", dedicati ai sistemi di accumulo con prestazioni maggiormente orientate alla disponibilità in potenza.

I contenuti del documento ripartono dalle analisi e rendicontazioni divulgate tramite:

- Il report di esercizio del I anno di sperimentazione (2016);
- L'addendum al report di esercizio del I anno di sperimentazione;
- Il report di esercizio del II anno di sperimentazione (2017);
- Tutto il materiale redatto, presentato e divulgato in occasione del primo seminario pubblico tenutosi a Milano, nel settembre 2017.

2. GLOSSARIO

Ai fini del presente documento si applicano le seguenti definizioni ed acronimi:

- **SANC**: *Sistema di Accumulo Non Convenzionale*, ovvero impianto di accumulo di energia con tecnologia a batterie elettrochimiche;

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

- **UAC:** *Unità di Accumulo*, corrispondente alla minima unità comandabile e controllabile, da locale e da remoto, per l'esecuzione di fasi di carica e scarica controllate, costituita da un PCS ed almeno un Assemblato Batterie;
- **NAS:** tecnologia sodio-zolfo impiegata per la realizzazione degli elettrodi delle celle elettrochimiche delle batterie;
- **Assemblato Batterie:** insieme di moduli batterie NAS connessi elettricamente in maniera opportuna al fine di realizzare un unico sistema simultaneamente azionabile da un Power Converter System e simultaneamente controllabile da un unico sistema di controllo Battery Management System;
- **BMS:** *Battery Management System*, ovvero sistema di controllo delle Batterie NAS avente funzioni di monitoraggio, controllo e protezione delle batterie, nonché di interfacciamento con il sistema di controllo del PCS che aziona le batterie al fine dell'attuazione di fasi di carica, scarica e stand-by;
- **PCS:** *Power Converter System*, ovvero sistema di conversione statica in grado di interfacciare le batterie al connection point della Unità di Accumulo, avente la funzione di comandare e controllare fasi di carica, scarica e stand-by delle batterie, nonché in grado di attuare comandi inviati dal sistema di controllo d'impianto SCI;
- **PCS-Controller:** *Sistema di controllo di PCS*, in grado di interfacciarsi con il sistema SCI d'impianto ai fini del dispacciamento e della conduzione delle UAC, nonché utilizzato per la conduzione delle batterie attraverso interfaccia con il BMS;
- **SCI:** *Sistema di Controllo Integrato d'Impianto SANC*, avente la funzione di conduzione, di controllo e protezione della sezione MT e BT dell'impianto SANC, nonché di interfaccia tra le Unità di Accumulo ed i sistemi centrali di teleconduzione di Terna (SCCT) al fine della conduzione e del dispacciamento delle UAC;
- **SCCT:** *Sistema di Teleconduzione e Telecontrollo di Terna*;
- **UPDM:** *Unità Periferica dei sistemi di Difesa e Monitoraggio*;
- **Punto di connessione MT-AC di UAC:** Nodo di connessione elettrica 3~AC-20 kV della UAC al feeder MT di collegamento alla sezione MT dell'impianto SANC. Coincide col nodo di connessione elettrica dove vengono misurate e garantite le grandezze nominali di UAC e le relative performance, e dal quale provengono i riferimenti di corrente, tensione, frequenza per le regolazioni di potenza attiva e potenza reattiva della UAC;
- **Fase di carica:** stato di funzionamento durante il quale le reazioni elettrochimiche innescate all'interno della batteria in maniera controllata ne incrementano il contenuto di energia chimica immagazzinata. In particolare, durante tale fase i moduli batterie prelevano energia elettrica dalla rete convertendola in maniera controllata in energia chimica;
- **Fase di scarica:** stato di funzionamento durante il quale le reazioni elettrochimiche innescate all'interno della batteria in maniera controllata ne decrementano il contenuto di energia chimica immagazzinata. In particolare, durante tale fase i moduli batterie rilasciano energia elettrica verso la rete a seguito di una conversione in maniera controllata dell'energia chimica immagazzinata;
- **Fase di stand-by:** stato di funzionamento durante il quale non sussistono reazioni elettrochimiche controllate all'interno della batteria e il contenuto di energia chimica immagazzinata rimane inalterato. Durante tale fase:

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

- non sussiste energia scambiata tra la batteria e la rete, a meno degli assorbimenti di energia per i servizi ausiliari ed i sistemi di gestione e controllo (BMS, SCI, etc);
- la batteria è in stato di attività, ovvero sono alimentati i servizi ausiliari, i sistemi di protezione, i sistemi di gestione e controllo ed ogni sistema necessario a garantire le prestazioni di esercizio e di vita utile;
- **Ciclo:** indica un fase di funzionamento costituita da fasi di carica, fasi di scarica e fasi di stand-by della batteria tali per cui il valore finale di energia immagazzinata in una batteria o in un assemblato e le relative variabili di stato sono pari al valore iniziale;
- **Numero di cicli equivalenti:** rappresenta il numero di cicli equivalenti effettuati dalla batteria durante l'esecuzione di una qualunque sequenza di fasi di carica, scarica e stand-by. È ottenuto rapportando l'energia totale caricata all'energia nominale della batteria;
- **Stato di carica (o State of Charge – SOC):** espresso in percentuale rispetto alla capacità energetica nominale, è il rapporto tra l'integrale nel tempo della potenza erogabile in uscita da una batteria o un assemblato batterie mediante una scarica completa e la relativa capacità energetica nominale;
- **Profondità di scarica (o Depth of Discharge – DOD):** misurata in percentuale, è pari alla variazione subita dal SOC durante una fase di scarica;
- **Ciclo completo:** indica un ciclo caratterizzato da una profondità di scarica (cfr. DOD) pari al 100%.
- **RTN:** Rete elettrica di Trasmissione Nazionale;
- **FRNP:** Fonti Rinnovabili Non Programmabili;
- **MPE:** Mancata Produzione Eolica.

Si precisa che, per quanto possibile, le presenti definizioni sono in linea con le definizioni disponibili nella letteratura scientifica, essendo ancora in fase di predisposizione la specifica normativa di settore sui sistemi di accumuli in ambito CEI ed IEC.

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

3. CONTESTO LEGISLATIVO E REGOLATORIO DI RIFERIMENTO

La Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, della quale Terna è titolare, prevede, all'articolo 7, lettera k, che il Concessionario possa realizzare e gestire impianti per l'accumulo dell'energia elettrica al fine di garantire la sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale ed il buon funzionamento dello stesso nonché il massimo sfruttamento della produzione da fonti rinnovabili e l'approvvigionamento di risorse per i servizi di dispacciamento.

Il Decreto Legislativo 3 Marzo 2011, n. 28 (Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE) all'articolo 17 comma 3, dispone che tra gli interventi previsti da Terna nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale possano essere inclusi i sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a "favorire il dispacciamento degli impianti non programmabili", in quanto interventi considerati necessari per assicurare l'immissione ed il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile.

Il D.Lgs 93/11 stabilisce che, in attuazione di quanto programmato nel Piano di sviluppo della RTN, il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica mediante batterie.

Poste le premesse sopra riportate, considerate le criticità introdotte dall'elevata penetrazione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (di seguito, FRNP) ai fini dell'attività di Dispacciamento e di gestione in economicità e sicurezza della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), Terna ha individuato aree prioritarie in cui sviluppare i sistemi di accumulo diffusi al fine di mitigare tali criticità. In tal senso, Terna ha previsto nei Piani di Sviluppo 2011 e 2012 investimenti in sistemi di accumulo diffusi installati uniformemente lungo porzioni di rete a 150 kV critiche e potenzialmente critiche. Tale capacità complessiva, a complemento delle opere di sviluppo di rete già previste, è stata individuata nell'ottica di limitare il più possibile il ricorso alla riduzione dell'energia prodotta da Fonte Rinnovabile Non Programmabile (FRNP). Tali impianti hanno infatti la finalità principale di ridurre il quantitativo di Mancata Produzione Eolica (MPE) annuo, ovvero il corrispettivo erogato verso i produttori eolici per effetto dei comandi di limitazione inviati da Terna per modulare la produzione eolica potenzialmente producibile ma che non può essere evacuata in sicurezza dalle porzioni di rete AT. In aggiunta alla mitigazione di congestioni locali, l'investimento contribuisce al contenimento di congestioni tra Zone di Mercato e ad altri servizi di sistema.

In data 02/10/2012, il Dipartimento per l'Energia del Ministero per lo Sviluppo Economico (MiSE), in approvazione del Piano di Sviluppo 2011, ha approvato lo sviluppo di sistemi di accumulo diffusi per un programma sperimentale complessivamente pari a 35 MW.

Successivamente, attraverso la Deliberazione 288/2012/R/eel e la relativa Determinazione n.08/2012, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) ha specificato i requisiti minimi ed opzionali ai fini della selezione dei progetti pilota di sperimentazione di accumulo di energia, nonché i contenuti minimi per la presentazione delle istanze.

La Deliberazione 66/2013/R/eel del 21 febbraio 2013 ha quindi approvato i progetti pilota presentati da Terna (denominati A1 ed A2 quelli afferenti alla porzione di rete critica 150 kV "Campobasso – Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito" e B1, B2, C1, e C2 quelli afferenti alla porzione di rete critica 150 kV "Benevento 2 – Bisaccia 380").

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

I contenuti riportati nel presente documento, quindi, non fanno riferimento ai Progetti di sistemi di accumulo energetico di tipologia “Power Intensive”, previsti da Terna nell’ambito del Piano di Difesa 2012: in tal senso, i dettagli attinenti il monitoraggio della sperimentazione di tali progetti vengono trattati in differenti documenti ad essi specifici.

4. DESCRIZIONE GENERALE DEI PROGETTI PILOTA DI ACCUMULO ENERGETICO

4.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE E REALIZZAZIONE DEI PROGETTI PILOTA

Allo scopo di conseguire il beneficio rappresentato dalla Riduzione di Mancata Produzione da FRNP mediante accumulo energetico, sono state valutate “efficaci” al contesto le tipologie di impianti di accumulo che impiegano tecnologie maggiormente rivolte ad applicazioni *energy intensive* piuttosto che *power intensive*. In tal senso, in accordo a quanto previsto nel Piano di Sviluppo (PdS) 2011 in merito ai sistemi di accumulo diffusi, si è provveduto a dotare i Progetti Pilota di tipologie di sistemi in grado di risolvere efficacemente congestioni di rete dovute ad eccessiva generazione da FRNP su porzioni di rete AT, nonché in grado di incrementare i margini di riserva primaria e terziaria rispettivamente per compensare la ridotta capacità di regolazione in rete causata dalla penetrazione delle FRNP e l’incertezza nella previsione di produzione da fonti intermittenti.

Addizionalmente, grazie alle specifiche tecnologie impiegate per realizzare le Unità di Accumulo nonché alle implementazioni funzionali e logiche previste per i sistemi di controllo in sito ed agli sviluppi condotti, ed in corso, sui sistemi di telecontrollo di Terna, i Progetti Pilota hanno potenzialità per conseguire ulteriori benefici. In questo senso, i Progetti risultano rispondenti ai requisiti minimi ed ai requisiti opzionali prescritti dall’Allegato 1 della Delibera n.288/12, ed anche efficaci per ulteriori applicazioni sperimentali.

Il programma complessivo autorizzato di 35 MW è stato da Terna ripartito in 6 Progetti Pilota, a due a due facenti parte di un medesimo impianto elettrico in Media e Bassa Tensione che prende la denominazione di *Sistema di Accumulo Non Convenzionale – SANC*. Pertanto, le coppie di Progetti Pilota in ciascun sito risultano afferenti ad un medesimo nodo elettrico e connessi alla porzione di rete critica mediante una Stazione di Connessione AT/MT (150/20 kV).

I Progetti A1 ed A2 fanno parte dell’impianto *GINESTRA SANC* afferente alla porzione di rete critica 150 kV “*Benevento 2 – Montefalcone – Celle San Vito*”, mentre i Progetti B1 e B2 dell’impianto *FLUMERI SANC*, insieme ai Progetti C1 e C2 dell’impianto *SCAMPITELLA SANC*, sono afferenti alla porzione di rete 150 kV “*Benevento – Bisaccia 380*”.

Ciascuno dei Progetti Pilota, nonché degli impianti SANC suddetti, è progettato e realizzato nel rispetto della normativa tecnica vigente, nonché delle norme ambientali e di sicurezza valide sul territorio nazionale. Il progetto elettromeccanico e delle opere civili ha seguito le linee guida e le indicazioni già presentate ad ARERA in occasione della presentazione delle istanze al trattamento incentivante, che sono risultate essere anche le specifiche tecniche generali per l’approvvigionamento, tramite bandi di gara pubblici, delle tecnologie impiegate per la realizzazione dei Progetti. In Tabella 1 e Tabella 2 si riportano le suddette specifiche tecniche generali in riferimento ai Progetti Pilota.

Caratteristiche tecniche per i Progetti Pilota A1, A2, B1, B2, C1	
Tecnologia di batterie elettrochimiche per l'accumulo energetico	NAS (<i>Sodio-Zolfo</i>)
Tecnologia di convertitori statici	Bidirezionali reversibili, tipo bi-stadio ad IGBT
Potenza nominale di scarica (in MW)	6
Potenza nominale di carica (in MW)	6
Potenza massima di scarica (in MW)	6
Potenza massima di carica (in MW)	6
Capacità di accumulo netta (in MWh)	40
Tempo di risposta per inversione nominale del flusso di potenza (in sec)	< 1
Rendimento energetico medio delle batterie per un ciclo completo di carica/scarica con profondità di scarica pari all'80%	> 84 %
Stima del consumo dei servizi ausiliari del SdA (in condizioni di riferimento ⁽¹⁾⁽²⁾)	Circa 2,5 MWh
Rendimento energetico complessivo del SdA, in condizioni operative standard di utilizzo del progetto pilota per risoluzione delle congestioni di rete, considerando tutti i flussi energetici di ingresso al SdA, inclusi i consumi per servizi ausiliari (es. condizionamento termico) (2)	Circa 75%
Vita tecnica attesa del SdA, espressa in termini di cicli completi di carica/scarica, con profondità di scarica pari al 100%, in condizioni operative standard di utilizzo del progetto pilota per risoluzione delle congestioni di rete	4500

(1): il ciclo di riferimento prevede una fase di carica con escursione almeno pari a 80% del SOC ad un valore di potenza almeno pari al 70% della potenza nominale, seguita da una fase di scarica con escursione pari a 80 % del SOC ad un valore di potenza > 70% della potenza nominale.

(2): valore variabile in funzione delle condizioni operative di utilizzo e dalla temperatura ambiente. Le condizioni operative cd. standard sono quelle che prevedono cicli continuativi caratterizzati da scambi di potenza con la rete con valori prossimi a quelli nominali.

Tabella 1 – Sintesi delle principali caratteristiche tecniche per i Progetti Pilota A1, A2, B1, B2 e C1

Caratteristiche tecniche per il Progetto Pilota C2	
Tecnologia di batterie elettrochimiche per l'accumulo energetico	NAS (<i>Sodio-Zolfo</i>)
Tecnologia di convertitori statici	Bidirezionali reversibili, tipo bi-stadio ad IGBT
Potenza nominale di scarica (in MW)	4,8
Potenza nominale di carica (in MW)	4,8
Potenza massima di scarica (in MW)	4,8
Potenza massima di carica (in MW)	4,8
Capacità di accumulo netta (in MWh)	32
Tempo di risposta per inversione nominale del flusso di potenza (in sec)	< 1
Rendimento energetico medio delle batterie per un ciclo completo di carica/scarica con profondità di scarica pari all'80%	> 84 %
Stima del consumo dei servizi ausiliari del SdA (in condizioni di riferimento ⁽¹⁾⁽²⁾)	Circa 2,0 MWh
Rendimento energetico complessivo del SdA, in condizioni operative standard di utilizzo del progetto pilota per risoluzione delle congestioni di rete, considerando tutti i flussi energetici di ingresso al SdA, inclusi i consumi per servizi ausiliari (es. condizionamento termico) ⁽²⁾	Circa 75%
Vita tecnica attesa del SdA, espressa in termini di cicli completi di carica/scarica, con profondità di scarica pari al 100%, in condizioni operative standard di utilizzo del progetto pilota per risoluzione delle congestioni di rete	4500

(1): il ciclo di riferimento prevede una fase di carica con escursione almeno pari a 80% del SOC ad un valore di potenza almeno pari al 70% della potenza nominale, seguita da una fase di scarica con escursione pari a 80 % del SOC ad un valore di potenza > 70% della potenza nominale.

(2): valore variabile dalle condizioni operative di utilizzo e dalla temperatura ambiente. Le condizioni operative cd. standard sono quelle che prevedono cicli continuativi caratterizzati da scambi di potenza con la rete con valori prossimi a quelli nominali

Tabella 2 – Sintesi delle principali caratteristiche tecniche per il Progetto Pilota C2

Nella tabella seguente si riportano i dati delle performance nominali e delle caratteristiche tecniche principali dell'intero impianto SANC (nel caso degli impianti da 12 MW). Il valore di rendimento riportato in tabella è da intendersi come un valore nominale, riferendosi a quello riscontrabile a seguito di un utilizzo dell'impianto basato su cicli continuativi aventi profili di potenza scambiata con la rete prossimi a quelli del ciclo di riferimento utilizzato per la caratterizzazione delle performance nominali della tecnologia di accumulo.

Data sheet – Impianto SANC 12 MW	
Tecnologia di accumulo energetico	Batterie NAS
Potenza nominale di scarica	12 MW
Potenza nominale di carica	12 MW
Energia nominale netta	80 MWh
Efficienza energetica di “round trip” ac/ac ⁽¹⁾	75% (*)
Full charge time (da SOC ⁽²⁾ 0% fino a carica completa , a potenza nominale di carica)	Circa 10 h
Full discharge time (da SOC 100% fino a scarica completa, a potenza nominale di scarica)	Circa 7,5 h
Tasso di autoscarica	-
Maximum power ramp in scarica	12 MW/sec
Maximum power ramp in carica	12 MW/sec
Numero di cicli (a DOD ⁽³⁾ 100%)	4500 cicli
Vita utile calendariale	15 anni
Temperatura operativa di esercizio	305 – 350 °C

(1): L'efficienza è comprensiva dei servizi ausiliari, valutata con riferimento ad un ciclo di carica/scarica completo giornaliero

(2): SOC, State Of Charge

(3): DOD, Depth Of Discharge

Tabella 3 – Principali performance e caratteristiche tecniche dell'impianto di accumulo SANC da 12 MW

La realizzazione di tali progetti, e dell'impianto nel suo insieme, è soggetta all'Autorizzazione Unica Ministeriale D. Lgs. 239/04. In fase di iter autorizzativo, è stato soddisfatto quanto previsto dalla legge e dalla normativa vigente in tema di sicurezza per le persone e l'ambiente, nonché in tematiche specifiche di sicurezza antincendio, ovvero rispettivamente secondo quanto disposto dalla Direttiva Seveso – D.Lgs. 334/99 – relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi a determinate sostanze pericolose – e dal regolamento D.P.R 151/11 recante la semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi. L'assoggettabilità alla Direttiva Seveso è una conseguenza derivante dall'utilizzo della tecnologia NAS (*sodio-zolfo*) per la realizzazione delle celle elettrochimiche dei moduli batterie ed, in particolare, dal contenuto complessivo di materia attiva delle celle installate in sito.

Con tali premesse, i Progetti Pilota afferenti ad un medesimo impianto SANC condividono principalmente:

- le opere civili di realizzazione del sito;
- il sistema MT di connessione dei feeder di alimentazione di ciascuna Unità di Accumulo;
- il sistema BT di alimentazione dei servizi ausiliari e dei servizi generali di ciascuna Unità di Accumulo e dell'intero impianto Ginestra SANC;
- il *Sistema di Controllo Integrato* d'Impianto (SCI), ovvero il sistema di controllo e monitoraggio locale che gestisce le logiche di automazione d'impianto ed interfaccia ciascuna UAC al Sistema di Teleconduzione e Controllo Centrale (SCCT) di Terna, garantendone la conduzione ed il controllo in locale e da remoto.

Tuttavia, ogni Progetto Pilota viene individuato, in maniera distintiva ed univoca, dalle proprie *Unità di Accumulo* (UAC), ciascuna costituita dall'insieme di un convertitore statico di potenza (PCS, *Power Converter System*) con relativo trasformatore MT/BT di interfaccia e da uno o più assemblati di moduli batterie da esso

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

azionati, includendo anche i rispettivi sistemi dei servizi ausiliari ed i sistemi di controllo (questi ultimi rispettivamente denominati *PCS-Controller* e *Battery Management System*).

Ai fini della conduzione e del dispacciamento, ciascuna UAC è singolarmente comandabile e controllabile:

- da “*locale*”, tramite il sistema “*PCS-Controller*”;
- oppure da “*distante*” in sito tramite il Sistema di Controllo Integrato d’impianto “*SCI*”;
- oppure da “*remoto*” dai Sistemi Centrali Terna, interfacciati con i sistemi del campo tramite il Sistema SCCT

In particolare, per la conduzione da remoto, ciascuna UAC è singolarmente tele-conducibile e tele-controllabile dalla Sala di controllo e conduzione di Terna. L’attivazione di fasi di carica o di fasi di scarica è conseguenza di comandi (*set-point*) di potenza attiva oppure conseguenza della selezione e dell’attivazione di uno o più servizi di rete (tra loro anche in simultanea). I comandi inviati da remoto vengono presi in carico e gestiti in impianto dal Sistema di Controllo Integrato (SCI), che ha le funzioni di interfacciamento dei sistemi di controllo delle singole UAC e degli apparati periferici del campo con il Sistema di Teleconduzione e Telecontrollo (SCCT), nonché di supervisionare e gestire anche autonomamente l’intero impianto mediante le funzioni SCADA di automazione, controllo e monitoraggio.

Ciascun Progetto Pilota, essendo costituito da UAC indipendentemente azionabili, può essere asservito a servizi di rete o ad applicazioni in maniera indipendente dal Progetto Pilota afferente al medesimo sito: in considerazione di ciò, Terna ha dotato i Progetti di sistemi di misura e monitoraggio indipendenti, in maniera da poter trattare separatamente i due progetti secondo quanto previsto da ARERA nella Determinazione n. 08/12/R/eel in merito al monitoraggio della sperimentazione.

Infine, fatte salve le opere civili, il sistema nel suo complesso risulta completamente amovibile: in particolare, i moduli batterie risultano compatti ed ermeticamente chiusi, inseriti a loro volta all’interno di appositi armadi batterie per installazione outdoor (costituenti gli “*assemblati batterie*”). Gli armadi sono fissati al basamento tramite una struttura di sostegno completamente bullonata e pertanto completamente rimovibile, i moduli in essa installati sono anch’essi fissati in modo completamente reversibile. In caso di necessità di riutilizzo, i sistemi sopra descritti possono essere disassemblati per moduli, così come l’armadio può essere svincolato dal basamento e smontato. In maniera analoga, quanto detto è applicabile ai PCS, ai quadri MT e BT, alle apparecchiature elettriche AT ed MT, ai gruppi elettrogeni, ai cavi, ai dispositivi elettronici, etc.

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

4.2 ITER AUTORIZZATIVO ED ADEMPIMENTI IN AMBITO SICUREZZA

La realizzazione degli impianti SANC è stata soggetta all’Autorizzazione Unica Ministeriale secondo D.Lgs. 239/03. Parallelamente, sono stati affrontati due ulteriori percorsi autorizzativi connessi ad aspetti di sicurezza:

- D.Lgs. 334/99 – Attuazione della Direttiva 96/82/CE (c.d. Direttiva Seveso) relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose;
- D.P.R. 151/11 – Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi.

I due ambiti sono quindi stati trattati con stretta correlazione tra gli aspetti antincendio e gli aspetti attinenti il rischio chimico.

In dettaglio, l’iter seguito da Terna ha portato all’ottenimento:

- del Decreto Autorizzativo Unico – D.Lgs. 239/03, rilasciato dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, previo ottenimento di tutti i nulla osta rilasciati dagli enti competenti;
- del Nulla Osta di Fattibilità antincendio sul progetto preliminare – D.P.R. 151/11;
- del Parere Favorevole di Conformità antincendio sul progetto definitivo – D.P.R. 151/11;
- del Certificato di Prevenzione Incendi che attesta la sussistenza dei requisiti di sicurezza antincendio ai sensi del D.P.R. 151/11;

In aggiunta, si è disposto ed ottenuto il soddisfacimento di tutto quanto previsto in ambito Seveso dall’applicazione dell’art. 6 del D.Lgs. 334/99.

Gli impianti SANC sono quindi gestiti ed eserciti nel totale rispetto anche di quanto previsto dal D.Lgs. 81/08 e di quanto previsto dal D.Lgs. 334/99: a tal proposito Terna ha predisposto e reso attuative una serie di procedure, costituenti il Sistema di Gestione della Sicurezza Seveso, specificatamente dedicate ai siti SANC.

4.3 CRITERI DI LOCALIZZAZIONE DEI PROGETTI PILOTA

La localizzazione e la progettazione delle opere è stata sviluppata tenendo in considerazione un sistema di indicatori sociali, ambientali e territoriali, che hanno permesso di valutare gli effetti della pianificazione elettrica nell’ambito territoriale considerato, nel pieno rispetto degli obiettivi della salvaguardia, tutela e miglioramento della qualità dell’ambiente, della protezione della salute umana e dell’utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali.

Per la taglia complessiva dei SdA in oggetto, il beneficio in termini di riduzione di Mancata Produzione Eolica risulta essere sufficientemente indipendente dal preciso nodo elettrico tramite il quale il progetto afferisce alla porzione di rete critica. Pertanto, in prima battuta, per l’individuazione dei siti sottesi alle direttrici critiche su cui installare sistemi di accumulo, si è proceduto a privilegiare le aree adiacenti o poste nelle immediate vicinanze di Stazioni Elettriche (SE) RTN già esistenti ed afferenti alla direttrice, che avessero spazi interni adeguati per l’ampliamento. In tal modo, la connessione alla RTN avviene con l’opportunità di attestarsi su uno stallo dedicato direttamente all’interno di una stazione elettrica esistente, nell’ottica di minimizzare la lunghezza dell’eventuale cavidotto MT di collegamento alla SE. In alternativa, si è proceduto

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

ad analizzare gli spazi immediatamente sottesi agli elettrodotti esistenti costituenti la direttrice, per realizzare la connessione alla RTN a mezzo di una stazione di connessione e di raccordi AT dedicati di lunghezza il più possibile limitata.

La localizzazione è stata pertanto sviluppata seguendo i seguenti criteri di tipo tecnico ed ambientale:

- a) *massimizzazione dei benefici*: la dislocazione degli impianti deve essere tale da massimizzare i benefici per il Sistema Elettrico Nazionale (SEN), in particolar modo massimizzando il recupero dell'energia immessa da FRNP che altrimenti sarebbe da tagliare nei momenti di congestione della rete. Tale criterio viene soddisfatto, principalmente, rispettando i seguenti principi:
- baricentricità elettrica rispetto alla dislocazione degli impianti eolici sottesi, ovvero dislocando i sistemi di accumulo in posizione baricentrica rispetto a quella degli impianti eolici sottesi alla porzione di direttrice di riferimento;
 - installando i sistemi di accumulo quanto più possibile "a monte" della congestione, ovvero privilegiando una minor vicinanza alle stazioni in AAT (380/150 kV);
 - localizzando gli SdA in funzione delle caratteristiche delle linee, della conformazione topologica della porzione di rete e delle configurazioni di esercizio (in quest'ultimo caso, in funzione della localizzazione dei punti nei quali vengono effettuate con maggior frequenza le azioni di smagliatura della rete);
- b) *minimizzazione dei costi*: tale aspetto si esplica considerando principalmente:
- vicinanza alle infrastrutture elettriche, al fine di sfruttare per la connessione eventuali stazioni elettriche esistenti oppure per limitare lo sviluppo dei raccordi aerei;
 - caratteristiche geologiche ed idrogeologiche dei siti, al fine di ridurre gli oneri per la realizzazione delle opere civili, con particolare attenzione alla scarsa acclività delle aree, per minimizzare gli sbancamenti di terreno ed utilizzare tipologie di opere a minor costo;
- c) *minimizzazione dell'impatto ambientale e paesaggistico degli impianti e delle opere di connessione*: al fine di agevolare l'iter autorizzativo, tale aspetto consiste nel privilegiare:
- *Aree con assenza di vincoli ambientali ed urbanistici*;
 - *Aree scarsamente antropizzate*, dando preferenza alle aree scarsamente antropizzate e situate in contesti rurali e/o isolati;
 - *Aree caratterizzate da idoneità geomorfologica ed idrogeologica*: le aree individuate devono risultare il più possibile non esondabili e compatibili con la perimetrazione delle aree classificate dalle competenti Autorità di Bacino;
 - *Aree in cui sono già presenti opere della RTN*: per i siti posti a ridosso di stazioni elettriche esistenti, l'impatto paesaggistico delle opere di connessione viene ridotto al minimo in quanto esse sono costituite essenzialmente da uno o due nuovi stalli AT/MT da realizzare all'interno delle stazioni in questione, mentre, anche per i siti posti non nelle immediate vicinanze di una stazione elettrica utilizzabile, l'impatto paesaggistico delle opere di connessione può essere ridotto al minimo grazie alla scelta di una localizzazione quanto più vicina possibile agli elettrodotti al fine di minimizzare la lunghezza dei raccordi AT.

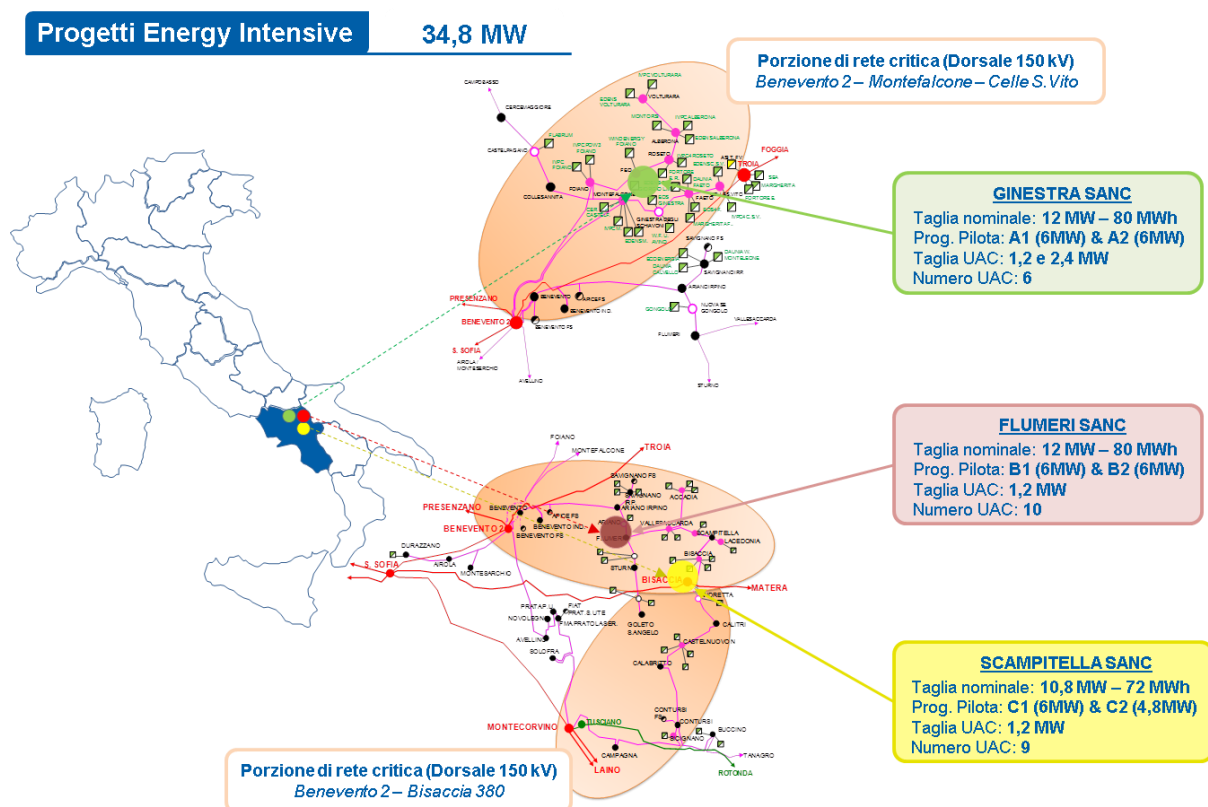
	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

Tra le possibili soluzioni è stato quindi individuato il sito più funzionale, tenuto conto di tutte le esigenze suddette e delle possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia. In tal senso, il sito individuato minimizza le possibili interferenze con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico e archeologico, evitando, nel contempo, le aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico. Sotto questo aspetto, l'ubicazione è la più idonea, tenendo conto delle esigenze tecniche e dell'opportunità ambientale di minimizzare le modifiche all'elettrodotto esistente, comparando le necessità della pubblica utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti ed integrando il progetto in armonia col territorio stesso.

4.4 UBICAZIONE GEOGRAFICA ED ELETTRICA DELLE OPERE

L'installazione degli impianti SANC è in porzioni di rete a 150 kV critiche dal punto di vista dell'occorrenza di limitazioni della produzione FRNP, eolica in particolare, principalmente per congestioni locali ed esigenze di sistema.

Localizzazione Impianti SANC



2

Figura 1 – Collocazione e dati di targa SANC

4.4.1 PROGETTI A1 ED A2 E RELATIVO IMPIANTO GINESTRA SANC

I Progetti A1 ed A2 prevedono la realizzazione di sistemi di accumulo afferenti alla porzione di rete critica 150 kV "Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito", per una taglia complessiva per progetto pari a 6 MW e capacità energetica pari a 40 MWh. In particolare, questi sono installati nel medesimo sito e fanno parte del medesimo impianto elettrico in Media e Bassa Tensione denominato "Ginestra SANC" (di taglia complessiva, quindi, pari a 12 MW e capacità energetica 80 MWh).

I due Progetti Pilota, e, quindi, l'impianto Ginestra SANC, interessano una superficie di circa 8.500 m² e sono ubicati nel Comune di Castelfranco in Miscano, in provincia di Benevento, in terreni agricoli posti in un'area disponibile che ha il vantaggio di essere nei pressi dell'esistente stazione elettrica 150 kV di Ginestra, la quale è già collegata alla porzione critica 150 kV "Benevento II – Montefalcone – Celle San Vito". In tal senso, i Progetti afferiscono, inoltre, al medesimo nodo elettrico della Rete di Trasmissione Nazionale per mezzo della Stazione di connessione 150/20 kV "Ginestra degli Schiavoni", situata nel comune limitrofo di "Ginestra degli Schiavoni". La configurazione di connessione della SE alla porzione RTN è del tipo "entra-esce" in afferenza alla linea 150 kV "Montefalcone – Faeto".

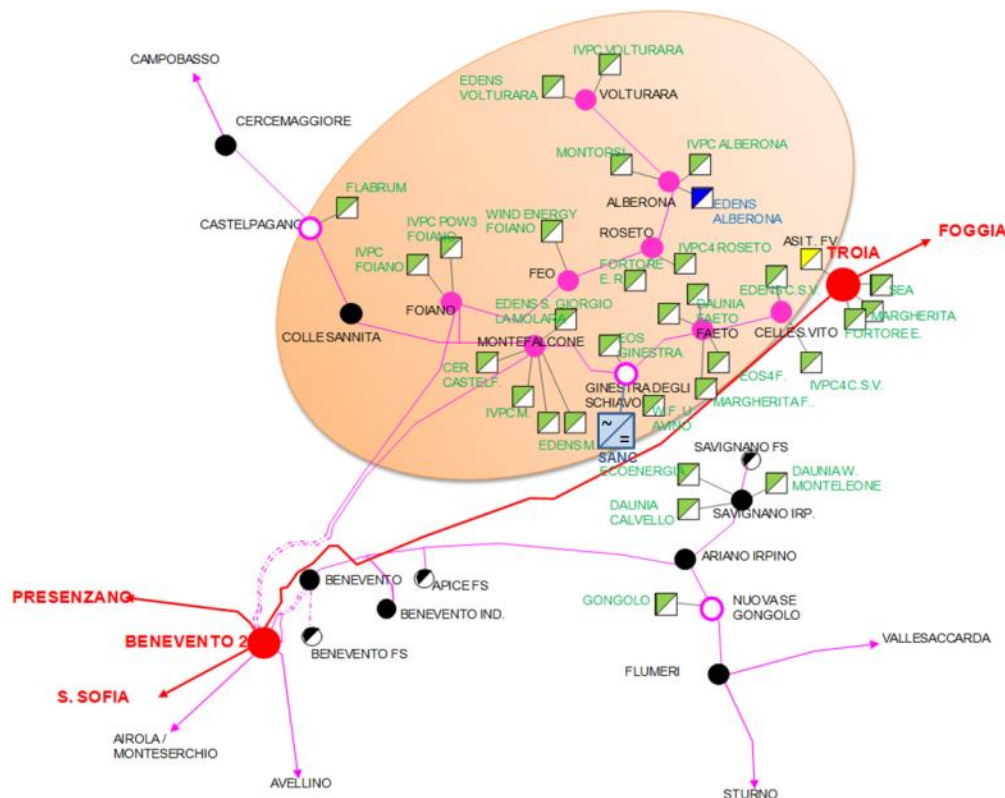


Figura 2 – Rappresentazione grafica della dorsale "Campobasso - Benevento 2 - Volturara – Celle San Vito" e localizzazione geografica dell'impianto GINESTRA SANC

4.4.2 PROGETTI B1, B2, C1, C2 E RELATIVI IMPIANTI FLUMERI SANC E SCAMPITELLA SANC

I Progetti B1 e B2 prevedono la realizzazione di sistemi di accumulo afferenti alla porzione di rete critica 150 kV "Benevento 2 – Bisaccia 380", per una taglia complessiva pari a 12 MW e capacità energetica pari a 80 MWh.

L'impianto Flumeri SANC (nel suo insieme composto dai Progetti B1 e B2) interessa una superficie di circa 8.500 m² ed è ubicato nel Comune di Flumeri, in provincia di Avellino. Esso è collegato alla Rete di Trasmissione Nazionale per mezzo di una Stazione di connessione 150/20 kV realizzata ex-novo e denominata "SE Flumeri", situata nel medesimo comune a circa 800 metri dall'impianto SANC. La configurazione di

connessione della SE alla porzione RTN è del tipo “*entra-esce*” in afferenza alla linea 150 kV “*Vallesaccarda – Flumeri*”.

Il terzo e ultimo sito, costituito dai Progetti C1 e C2, facenti anch’essi parte del medesimo impianto elettrico di Media e Bassa Tensione, è denominato “*Scampitella SANC*” (di taglia complessiva pari a 10,8 MW e capacità energetica 72 MWh) e localizzato nel comune di Scampitella (AV).

A differenza degli altri progetti, si caratterizza per la presenza di sistemi di accumulo di taglia differente:

- Progetto C1: taglia di 6 MW e capacità energetica pari a 40 MWh (in linea con i progetti A1, A2, B1 e B2)
- Progetto C2: taglia di 4,8 MW per 32 MWh di capacità di accumulo.

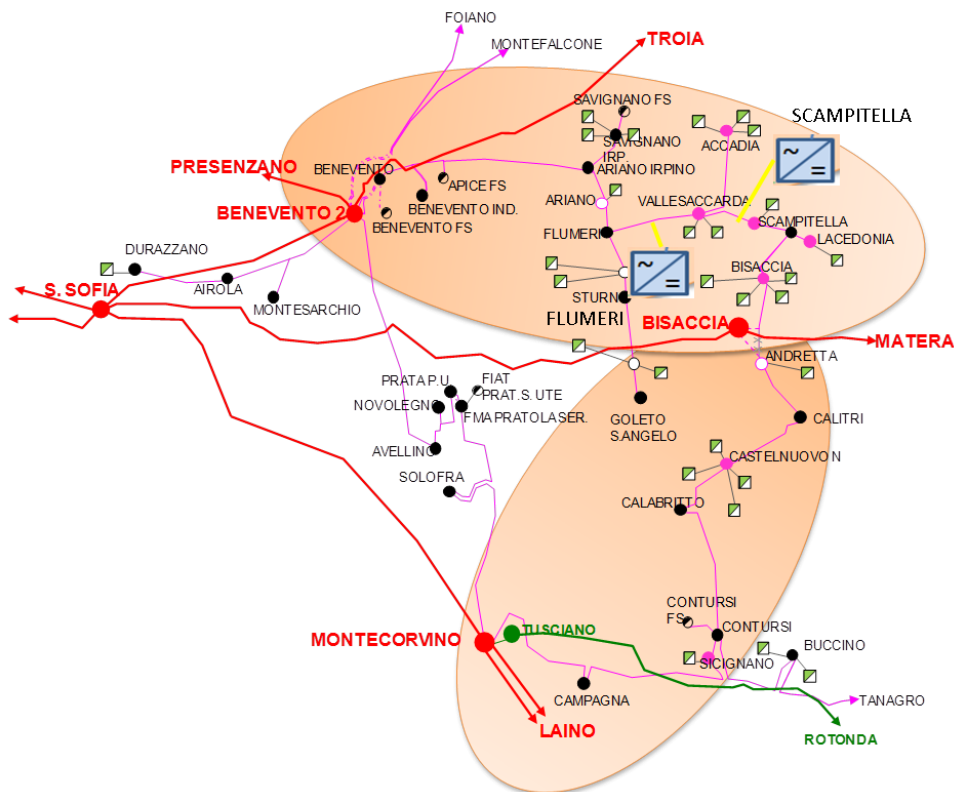


Figura 3 – Rappresentazione grafica della dorsale “*Benevento 2 – Bisaccia 380*” e localizzazione geografica degli impianti FLUMERI e SCAMPITELLA SANC

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

4.5 FLUSSI DI POTENZA RILEVANTI MISURATI IN RETE

Lo storico dei flussi di potenza attiva che, nel biennio 2016-2017, ha interessato le due dorsali “Benevento 2 – Celle S. Vito – Volturara” (afferenza dei progetti pilota A1 e A2) e “Benevento 2 – Bisaccia 380” (afferenza dei progetti pilota B1, B2, C1 e C2) documenta, anzitutto, gli effetti di un installato eolico superiore, combinato anche a un numero inferiore di cabine primarie e al relativo valore di carico elettrico sotteso, in favore della “Benevento 2 – Celle S. Vito - Volturara”.

Questi fattori hanno chiaramente influenzato l’*offset*, inteso come traslazione rigida, rispetto all’asse delle ascisse, dei flussi di potenza, (apprezzabile, per esempio, in Figura 4 e Figura 6) tra le due distribuzioni annuali: la dorsale “Benevento 2 – Celle S. Vito – Volturara”, in generale, esibisce un numero superiore di campioni con flusso “uscenti” dalla dorsale, pur mantenendo una sostanziale similitudine nella distribuzione dei valori lungo l’intero campo di misura.

Si ha, infatti, un ordine complessivo del 37÷45% dell’anno per la Benevento 2 – Bisaccia 380 e del 25÷28% per la Benevento 2 – Celle S.Vito – Volturara con somma dei contributi dei flussi “entranti” in dorsale. Questo dimostra come sia stato più frequente, per la dorsale “Benevento 2 – Bisaccia 380” un flusso in potenza attiva entrante.

L’evenienza, invece, di una distribuzione geografica concentrata dell’installato eolico e degli elevati indici di correlazione tra la produzione delle dorsali, giustifica la similitudine in termini di andamento tendenziale delle curve.

Il confronto annuale, a parità di dorsale, mostra un sostanziale equilibrio tra i valori raggiunti.

Ad esempio, per la “Benevento 2 – Bisaccia 380”, flussi di potenza entro il 50-60% dei valori massimi registrati si sono manifestati con una durata complessiva pari al 90% circa del periodo in entrambi gli anni.

Il combinato disposto tra installato eolico e numerosità/taglia di cabine primarie e relativi profili di carico è tale da avere, invece, un ordine complessivo del 18÷21% dell’anno (somma dei contributi (-3%, 0%] e (0%, +3%]) con un saldo prossimo a zero MW per la Benevento 2 – Bisaccia 380 e del 24÷26% per la Benevento 2 – Celle S.Vito – Volturara. In tale scenario la generazione locale delle dorsali è tale da sostenere i relativi carichi (si consideri comunque che tale analisi non è legata agli assetti di esercizio e che di regola, anche in casi di saldo nullo, la dorsale è continuativamente magliata con la RTN).

Si rimanda, per i dettagli, al paragrafo “*Flussi di potenza rilevanti misurati in rete*” contenuto nei corrispondenti report 2016 e 2017.

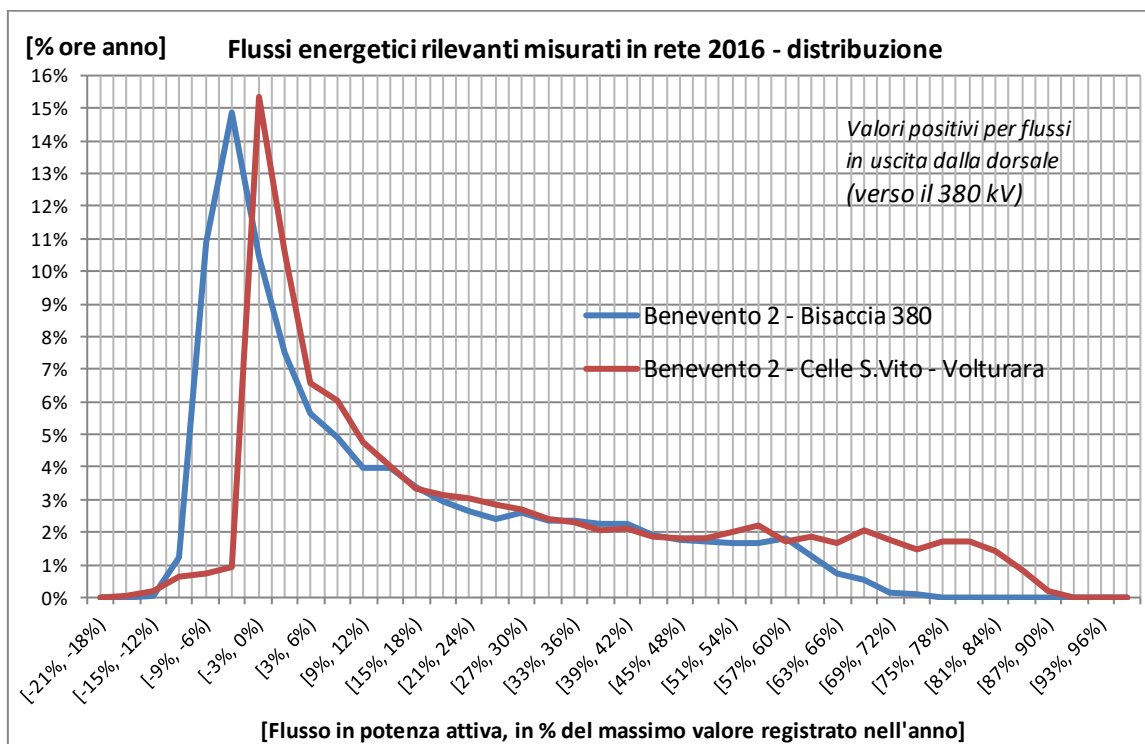


Figura 4 - distribuzione dei flussi di potenza in rete (2016)

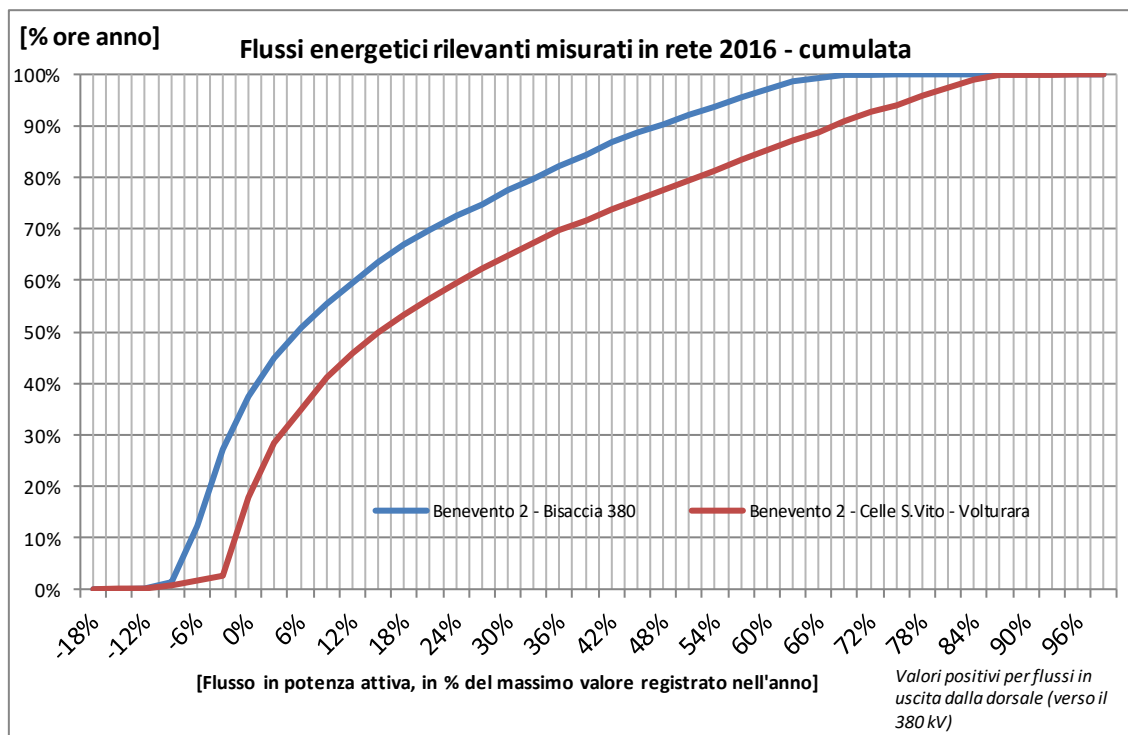


Figura 5 - cumulate dei flussi di potenza in rete (2016)

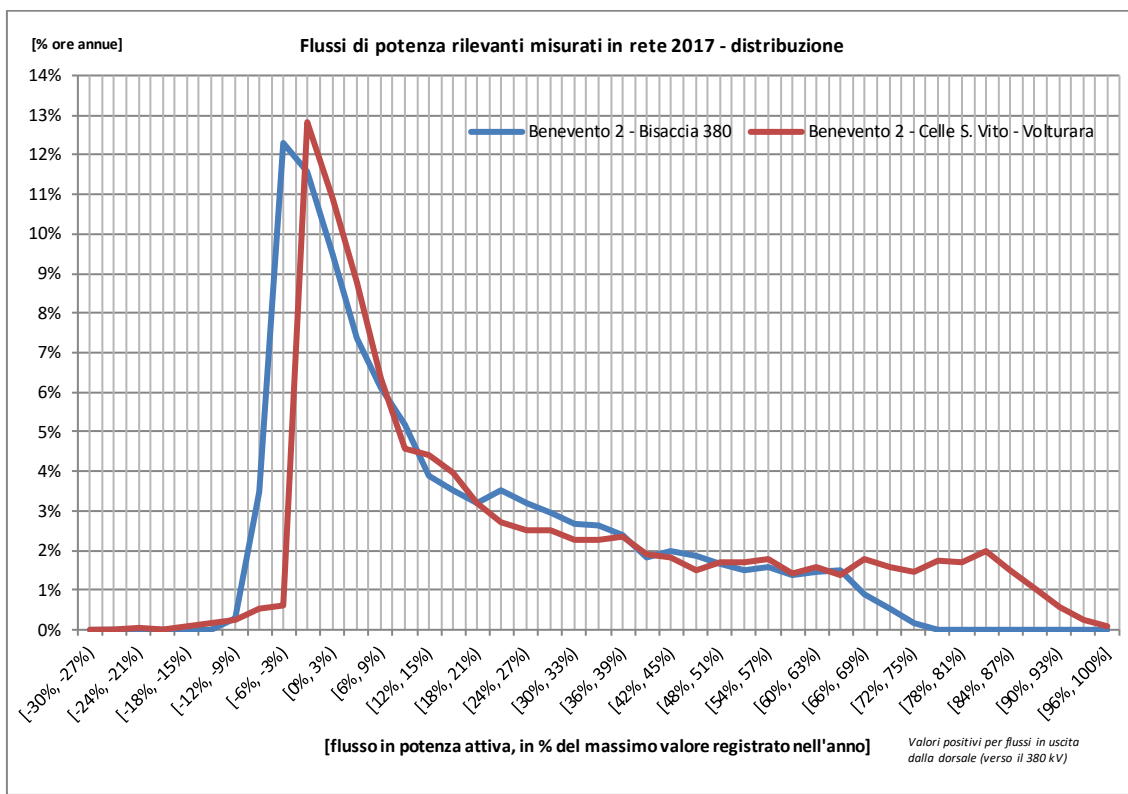


Figura 6- distribuzione dei flussi di potenza in rete (2017)

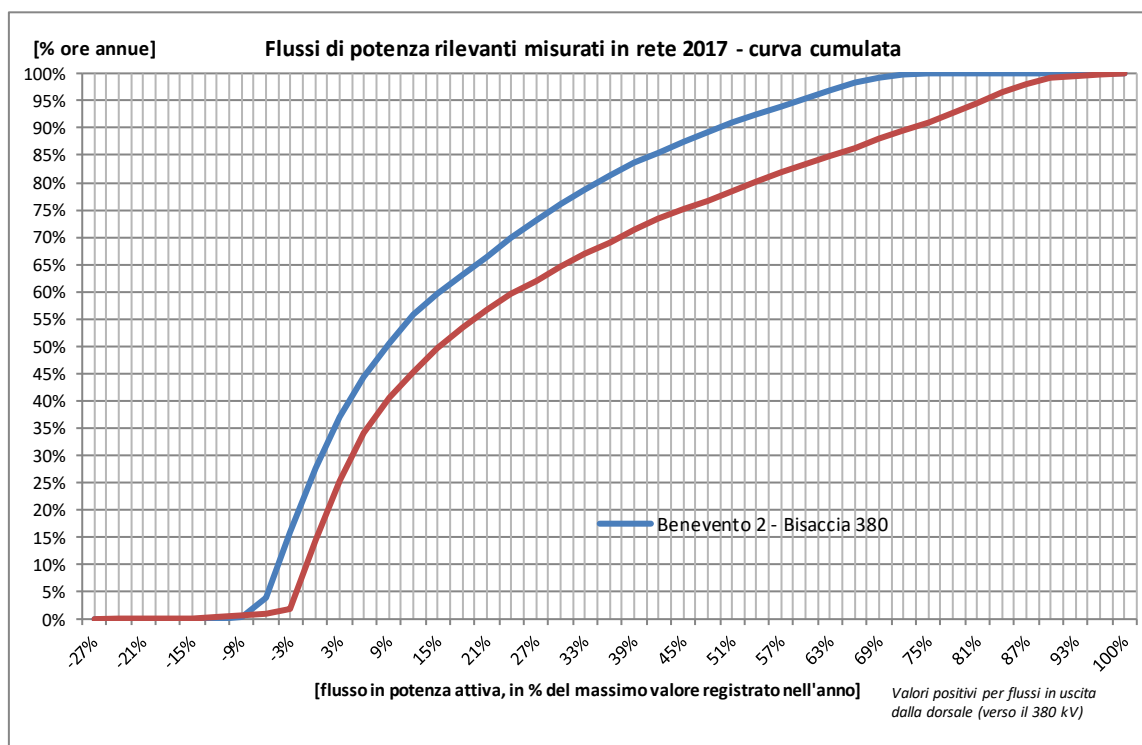


Figura 7 - cumulate dei flussi di potenza in rete (2017)

4.6 MANCATA PRODUZIONE RESIDUA DA FRNP

DIRETTRICE “CAMPOBASSO – BENEVENTO 2 – VOLTURARA – CELLE SAN VITO”

La Mancata Produzione Eolica (MPE) sulla dorsale “Campobasso – Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito”, dal 2010 ad oggi, è stata efficacemente ridotta grazie agli interventi di sviluppo e potenziamento della RTN che hanno influito sensibilmente sull’incremento della capacità di trasporto, nonché grazie a nuove procedure di esercizio e conduzione, ed all’implementazione di innovativi strumenti di gestione della RTN (come, ad esempio, l’utilizzo del *Dynamic Thermal Rating – DTR*).

L’analisi dell’effettivo importo residuo, per il biennio, al netto del *saving* imputabile al DTR e ai SANC, è, invece, riportata nella tabella seguente (dati in GWh).

Totale	Gennaio - Dicembre 2016	Gennaio - Dicembre 2017
Totale MPE [GWh]	57,9	70,8

Tabella 4 – Consuntivazione MPE per la dorsale “Benevento 2 – Montefalcone – Foiano”

DIRETTRICE “BENEVENTO 2 – BISACCIA 380”

La direttrice “Benevento 2 – Bisaccia 380” è soggetta anch’essa a limitazione della produzione eolica a causa dell’elevato valore di potenza installata a fronte dell’effettiva capacità di trasporto delle linee che la costituiscono. Il consuntivo del residuo di MPE è sintetizzato nella successiva tabella (valori in GWh).

Totale	Gennaio - Dicembre 2016	Gennaio - Dicembre 2017
Totale MPE [GWh]	43,9	52,1

Tabella 5 – Consuntivazione MPE per la dorsale “Benevento 2 – Bisaccia 380”

5. DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI E DELLE TECNOLOGIE IMPIEGATE PER LA REALIZZAZIONE DEI PROGETTI PILOTA DI ACCUMULO ENERGETICO

5.1 CARATTERISTICHE GENERALI DEGLI IMPIANTI SANC

L’impianto SANC (Sistema di Accumulo Non Convenzionale a batterie) è un impianto di accumulo di energia elettrica a batterie elettrochimiche costituito da apparecchiature per la conversione bidirezionale dell’energia in bassa tensione con trasformazione in media tensione.

Nel suo complesso, ovvero come impianto comprensivo dei progetti Pilota A1 ed A2, Ginestra SANC è caratterizzato da una potenza nominale pari a 12 MW e da una capacità energetica nominale pari ad 80 MWh, ed è realizzato con sottosistemi, macchine ed apparati di potenza modulare per installazioni outdoor, utilizzando container attrezzati per le varie necessità impiantistiche ed idonei a garantire una facile

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

rimovibilità. Analogamente l’impianto Flumeri SANC, costituito dai progetti B1 e B2 ciascuno di taglia 6 MW, è caratterizzato dalla medesima taglia e capacità energetica complessiva di Ginestra SANC.

Nel caso di Scampitella SANC, invece, il progetto C1 presenta le medesime caratteristiche dei precedenti, mentre il progetto C2 presenta una taglia di 4,8 MW per una capacità energetica di 32 MWh.

L’impianto Ginestra SANC risulta essere costituito da n. 6 UAC, di cui n. 4 UAC di taglia 2,4 MW (caratterizzate da un PCS che aziona simultaneamente due Assemblati batterie) e n. 2 UAC di taglia 1,2 MW (caratterizzate da un PCS che aziona esclusivamente un Assemblato batterie). Ogni UAC è singolarmente comandabile e controllabile da locale (da PCS-Controller e da SCI) e da remoto (dalle sale controllo di Terna).

L’impianto Flumeri SANC risulta essere costituito da n. 10 UAC tutte di taglia 1,2 MW, ovvero caratterizzate da un PCS che aziona esclusivamente un Assemblato batterie. Anche in tal caso, ogni UAC è singolarmente comandabile e controllabile da locale (da PCS-Controller e da SCI) e da remoto (dalle sale controllo di Terna).

L’impianto Scampitella SANC risulta essere costituito da n. 9 UAC tutte di taglia 1,2 MW, ovvero caratterizzate da un PCS che aziona esclusivamente un Assemblato batterie. Anche in questo ultimo caso, ogni UAC è singolarmente comandabile e controllabile da locale (da PCS-Controller e da SCI) e da remoto (dalle sale controllo di Terna).

Ogni PCS è dotato di un sistema di controllo (denominato “*PCS-Controller*”) che si interfaccia al sistema di controllo di ciascun assemblato batterie (c.d.: “*Battery Management System*” – BMS), per garantirne il corretto e sicuro funzionamento.

Un sistema di controllo centrale in sito, denominato SCI ed avente funzioni SCADA, si interfaccia principalmente con:

- ciascun PCS ai fini della conduzione e del controllo della Unità di Accumulo;
- ciascun MT Controller per la manovra ed il monitoraggio delle celle MT dei quadri di Media Tensione;
- i sistemi di controllo (SA Controller) dei servizi ausiliari di impianto;
- il Sistema di Teleconduzione e Controllo Centrale (SCCT) di Terna, al fine di garantire la conduzione ed il controllo dell’impianto e di ciascuna UAC da remoto.

Ciascun impianto SANC risulta in dettaglio costituito da:

- n. 10 assemblati batterie (9 nel caso di Scampitella SANC) di taglia ciascuno pari a 1,2 MW e capacità energetica di 9 MWh, dotati di *Battery Management System*;
- nel caso di Ginestra SANC, da n. 4 PCS (*Power Conversion System*) di taglia 2,4 MW e n. 2 PCS di taglia 1,2 MW, per Flumeri SANC da n.10 PCS di taglia 1,2 MW, mentre per Scampitella da n. 9 PCS di taglia 1,2 MW, dotati ciascuno di un proprio PCS-Controller e collocati ciascuno all’interno di un proprio container;
- per il solo impianto Ginestra SANC da n. 5 shelters per trasformatori MT/BT dei PCS e trasformatori BT/BT di spillamento per i servizi ausiliari di batteria (mentre per Flumeri e Scampitella SANC i trasformatori MT/BT ed i trasformatori di spillamento BT/BT sono inclusi nei container dei PCS);
- n. 2 container per i quadri MT (n.1 shelter per il QMTA e QMTC e n.1 shelter per il QMTB e QMTD);
- n. 2 container per i quadri BT (n.1 shelter per il QBTA e quadri servizi ausiliari e n.1 shelter per il QBTB e quadri servizi ausiliari);
- n. 2 gruppi elettrogeni per esterno;
- n. 1 shelter per il sistema di controllo e servizi (SPCC-TLC);

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

- n. 3 trasformatori MT/BT per i servizi ausiliari;
- n. 2 trasformatori formatori di neutro TFN con relativa resistenza di compensazione;
- Cavidotto MT di collegamento tra SANC e Stazione Elettrica.

Ciascun SANC è connesso alla Rete Elettrica Nazionale mediante una Stazione Elettrica di connessione AT/MT, che prevede due trasformatori 150/20 kV asserviti uno per volta all'intero impianto SANC o, in assetto alternativo, a ciascuno dei due Progetti Pilota di cui il SANC è costituito. In particolare, l'esistente Stazione RTN di Ginestra degli Schiavoni è stata ampliata per poter collegare l'impianto Ginestra SANC con la Rete di Trasmissione Nazionale, per Flumeri SANC è stato necessario prevedere la realizzazione della stazione SE Flumeri, mentre per il collegamento di Scampitella SANC si è realizzata una nuova Stazione Elettrica per la sua connessione alla Rete Elettrica Nazionale. Gli stalli di trasformazione a 150/20 kV del tipo unificato Terna con isolamento in aria e dal secondario dei trasformatori 150/20 kV partono i cavi MT che, con percorso interrato, collegano il SANC e lo rendono quindi magliato con la RTN.

Nel seguito si riportano lo schema unifilare semplificato ed il layout elettromeccanico delle apparecchiature per l'impianto di Ginestra SANC.

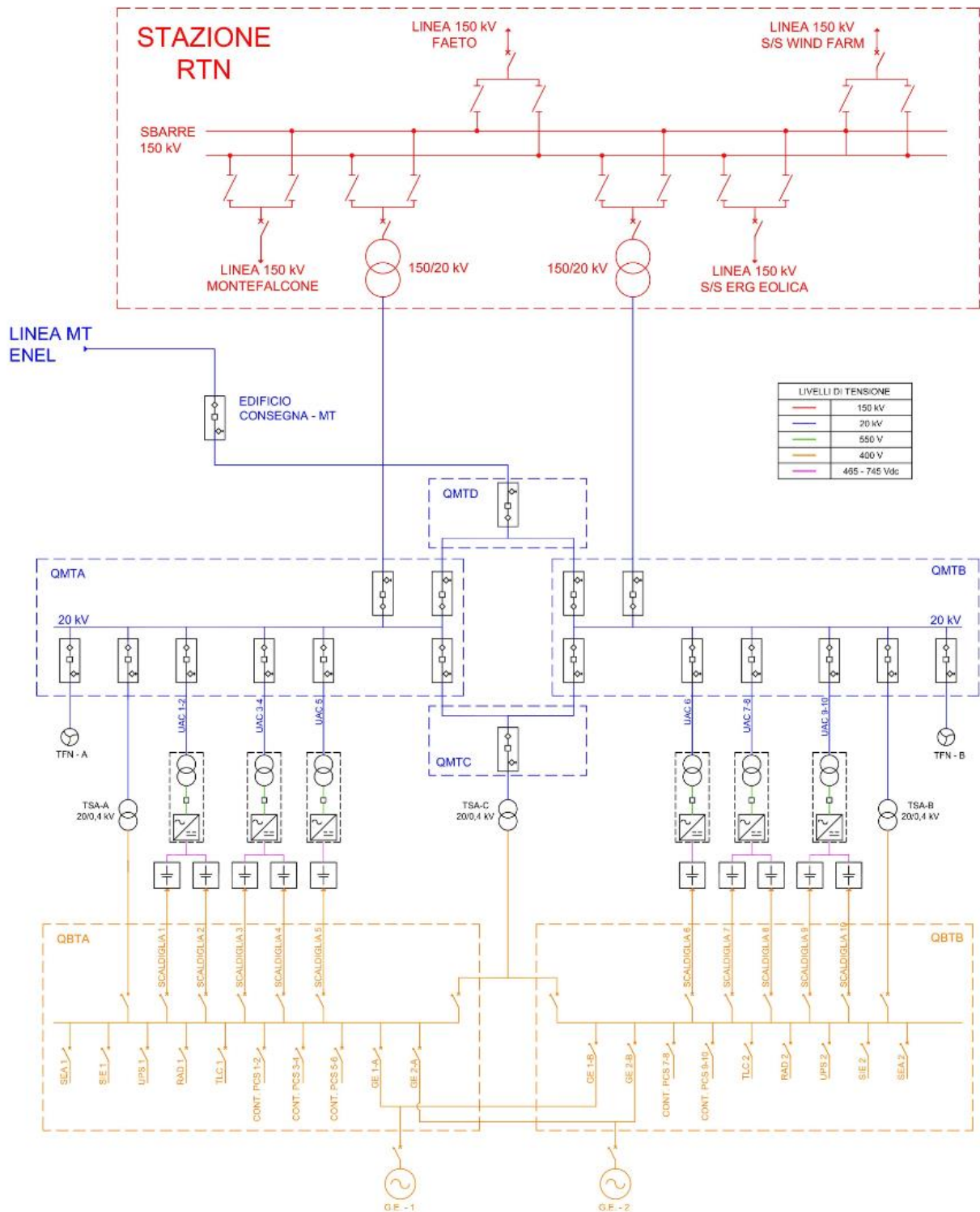


Figura 8 – Schema unifilare semplificato dell'impianto di accumulo GINESTRA SANC

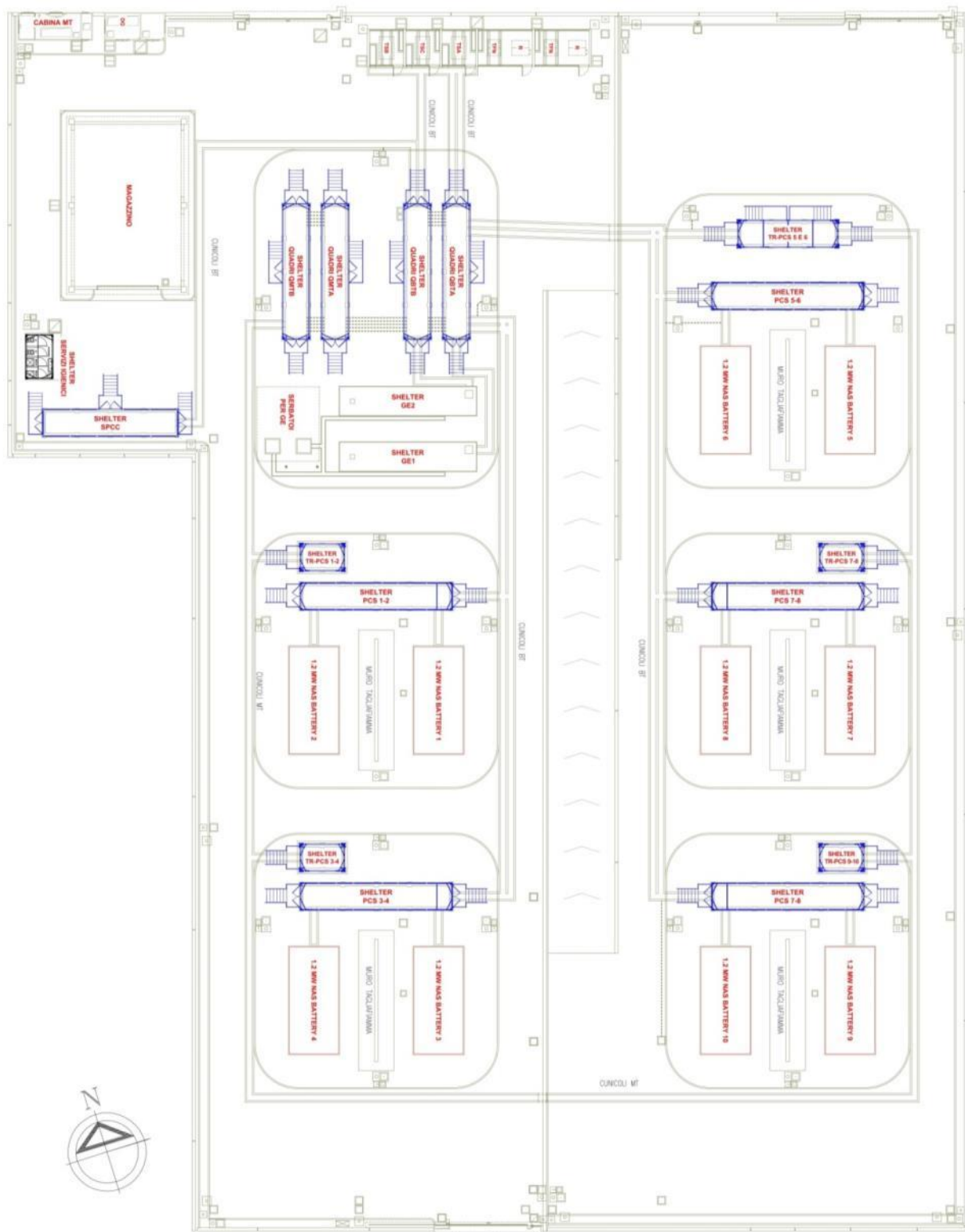


Figura 9 – Layout elettromeccanico delle macchine ed apparecchiature installate nell'impianto GINESTRA SANC

Di seguito si riportano lo schema unifilare semplificato ed il layout elettromeccanico delle apparecchiature per l'impianto Flumeri SANC.

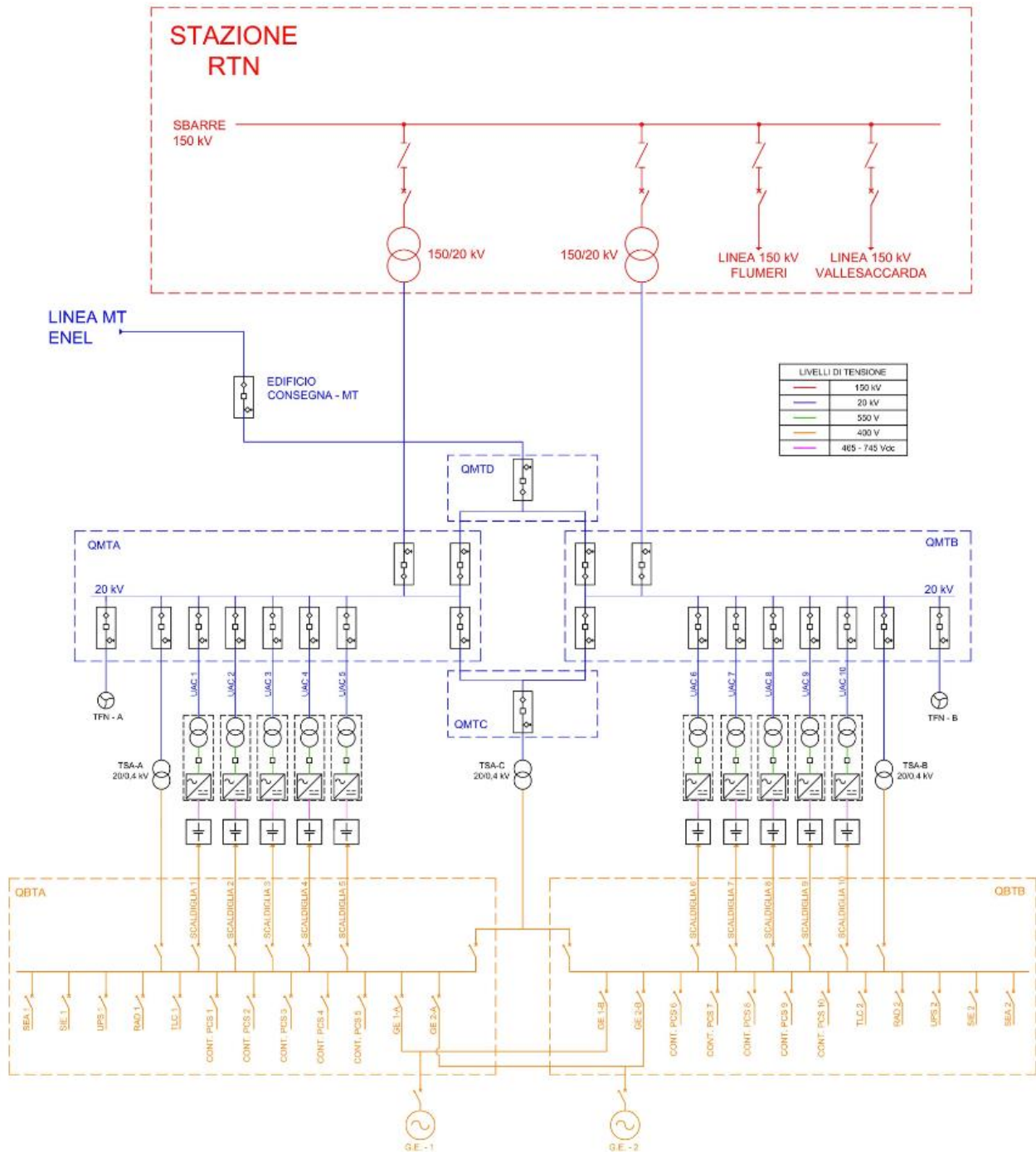


Figura 10 – Schema unifilare semplificato dell'impianto di accumulo FLUMERI SANC

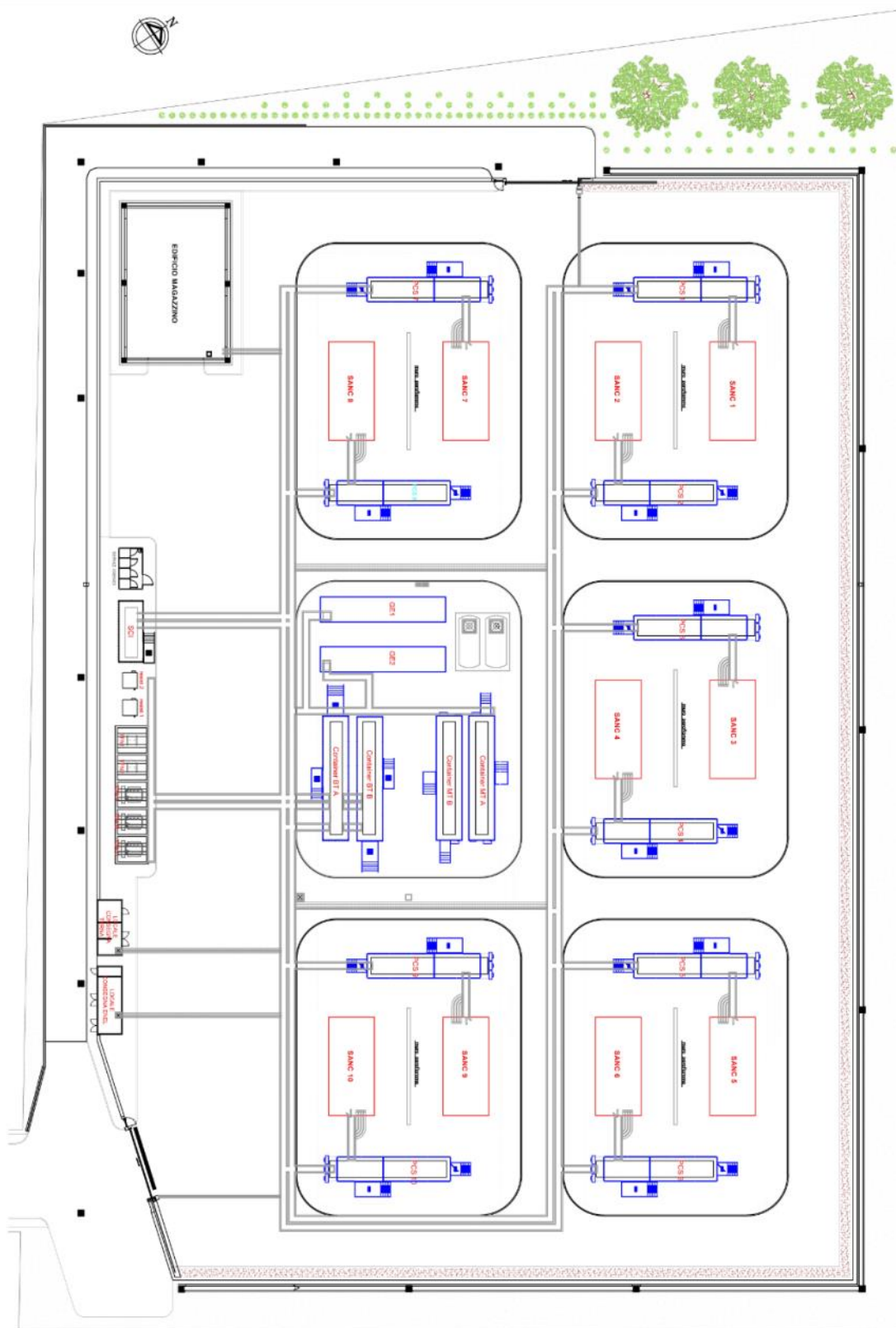


Figura 11 – Layout elettromeccanico delle macchine ed apparecchiature installate nell'impianto FLUMERI SANC

Nel seguito si riporta lo schema unifilare semplificato ed il layout elettromeccanico delle apparecchiature per l'impianto Scampitella SANC.

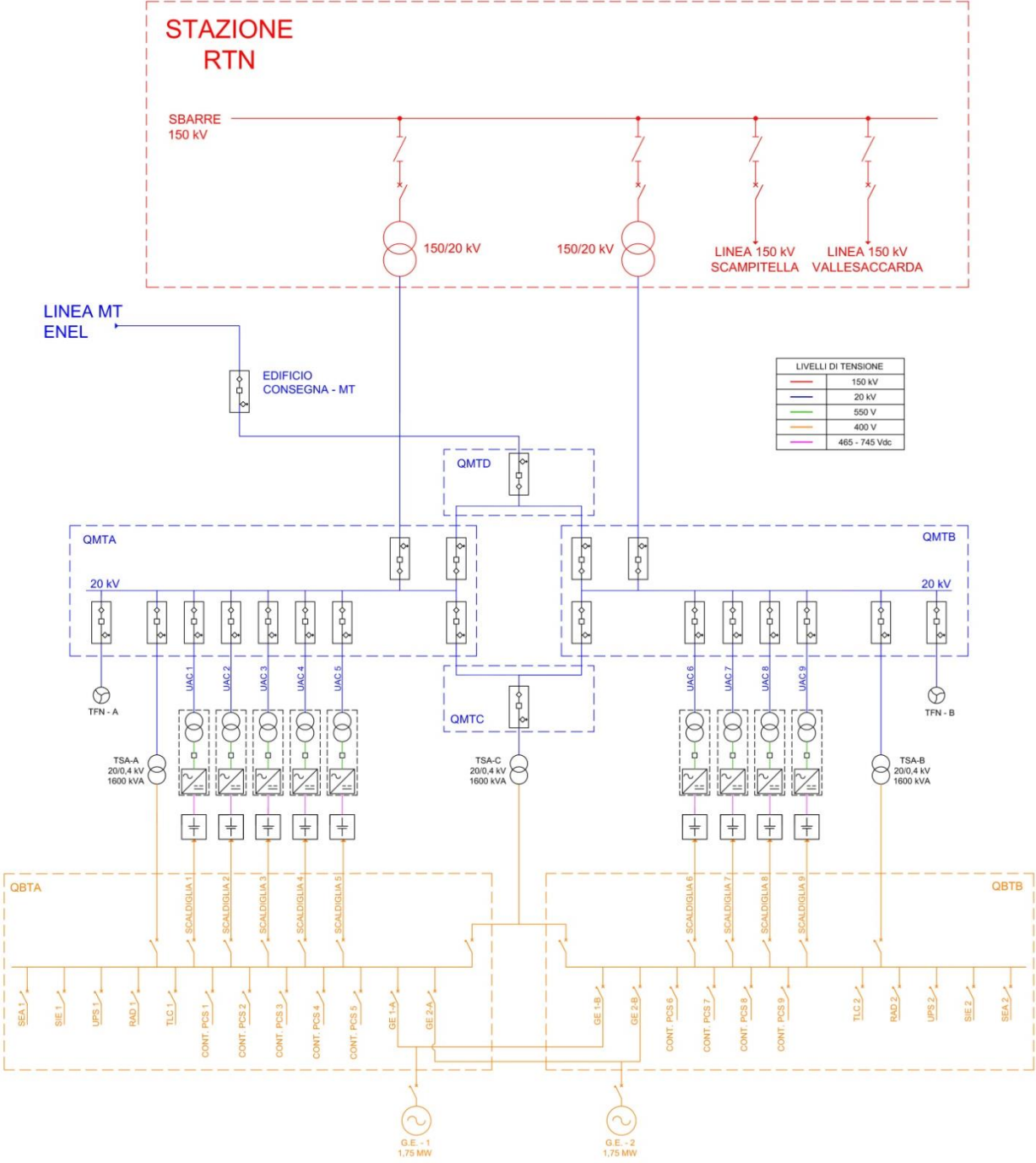


Figura 12. Schema unifilare semplificato dell'impianto di accumulo SCAMPITELLA SANC

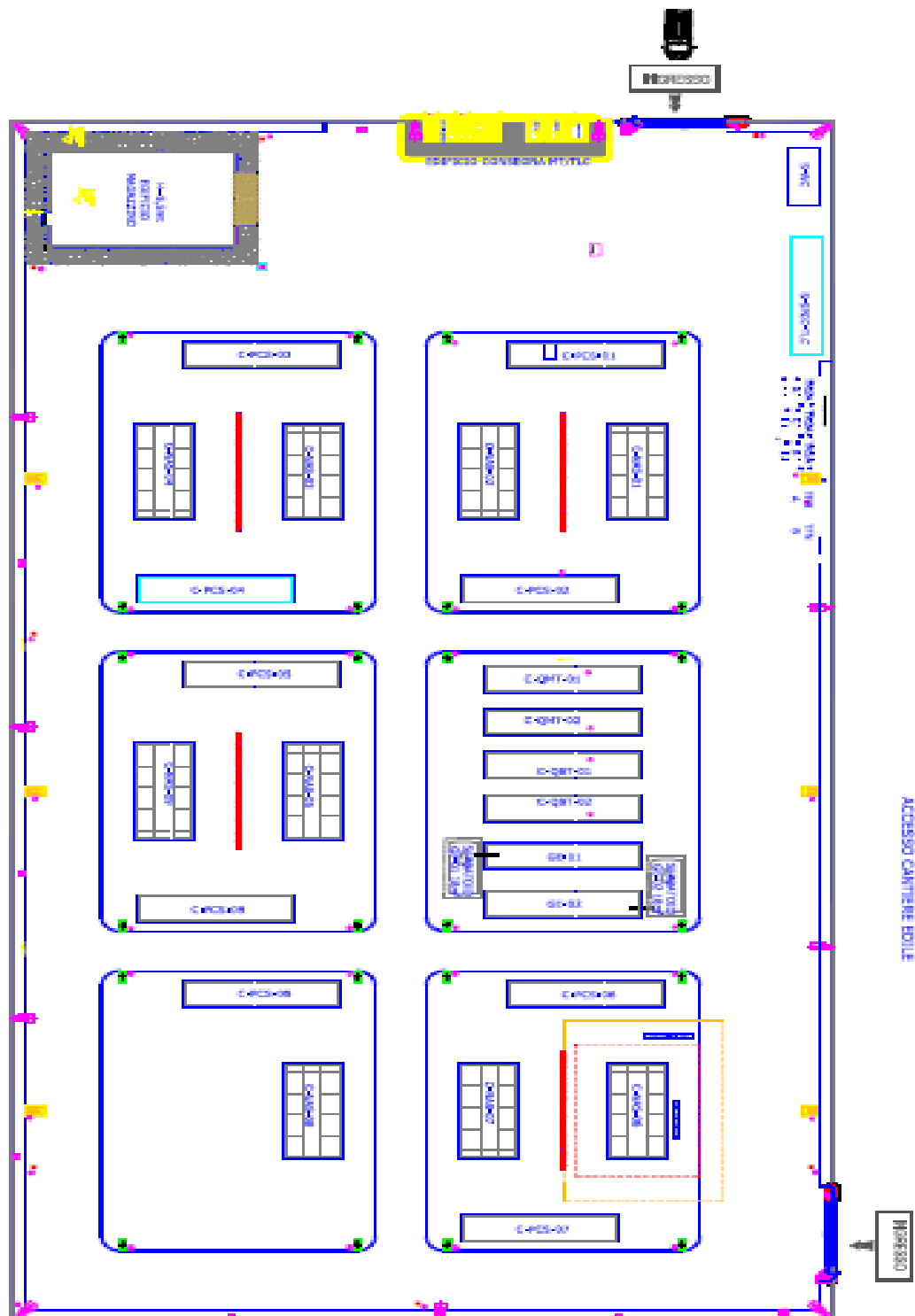


Figura 13. Layout elettromeccanico delle macchine ed apparecchiature installate nell'impianto SCAMPITELLA SANC

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

Come visibile dagli schemi riportati, escludendo la sezione in corrente continua relativa alle batterie NAS, gli impianti SANC presentano le seguenti sezioni principali di impianto in funzione del livello di tensione nominale di esercizio: 20.000 Vca, 550 Vca, 400 Vca.

Il Sistema 20 kV, esercito con neutro a terra tramite trasformatori zig-zag e resistore, risulta realizzato con quadri MT con tecnologia convenzionale (sbarre isolate in aria, apparecchiature isolate in SF6 ed aria), composto da due semiquadri principali denominati QMTA e QMTB, sui quali sono collegati tutti i PCS (Power Converter System) atti alla carica/scarica delle batterie del SANC ed i trasformatori servizi ausiliari (TSA-A e TSA-B). Tali quadri sono rispettivamente collegati mediante cavidotto MT alla vicina stazione RTN di interconnessione. Nel caso di mancanza dell'alimentazione principale dalla SE, i quadri principali possono essere alimentati mediante commutazioni automatiche tramite il quadro denominato QMTD energizzato dalla linea MT del distributore locale. Il Sistema 550 V deriva dalla tensione di uscita dei quadri PCS, i quali si interfacciano con il sistema 20 kV con l'ausilio di un trasformatore 20/0,55 kV da 1600 kVA per i convertitori con un solo gruppo di accumulo (PCS da 1,2 MW) e trasformatore 20/0,55 kV da 3150 kVA per i convertitori con due gruppi di accumulo (PCS da 2,4 MW). Per motivi di sicurezza visto la vicinanza dei trasformatori di interfaccia con le celle elettrochimiche, questi sono realizzati con isolamento in resina e con classe F1 di comportamento al fuoco. Il Sistema 400 V è realizzato con sistema di distribuzione TN-S e costituisce la principale tensione ausiliaria dell'impianto. La distribuzione è anch'essa articolata in due quadri principali di tipologia *power center* denominati QBTA e QBTB, ciascuno dedicato all'alimentazione di circa metà dei servizi ausiliari dell'impianto. In condizioni ordinarie, tali quadri sono alimentati ciascuno da un trasformatore 20/04 kV dedicato (rispettivamente TSA-A per il QBTA e TSA-B per QBTB); entrambi i quadri possono essere inoltre alimentati da un terzo trasformatore di riserva TSA-C in mancanza di uno dei due trasformatori dedicati.

Dai quadri principali di bassa tensione QBTA e QBTB sono alimentati i seguenti carichi:

- Alimentazione delle scaldiglie degli assemblati batteria NAS;
- Alimentazione ausiliari quadri PCS. Ogni partenza alimenta il circuito di precarica, il quadro pompe del PCS, gli estrattori del PCS per il raffreddamento degli induttori;
- Alimentazione ausiliari privilegiati in corrente continua. Ogni partenza alimenta un singolo sistema raddrizzatore/batterie per l'alimentazione dei servizi ausiliari del SANC in corrente continua 110 Vcc;
- Alimentazione ausiliari privilegiati in corrente alternata 230 Vac tramite UPS. Ogni partenza alimenta un singolo sistema UPS da circa 50 kVA che alimenta le utenze sensibili ed indispensabili al controllo ed alla messa in sicurezza dell'impianto (BMS e PCS Controller);
- Alimentazione sistema di continuità per SCI-TLC. Ogni partenza alimenta, con un singolo sistema di continuità, gli apparati di controllo e di telecomunicazione (RTU – UPDM - Workstation 1/2-Computer 2 - Armadio TLC);
- Alimentazione servizi ausiliari non privilegiati. Le partenze alimentano i seguenti circuiti: quadri di distribuzione periferici di tutti i container, condizionamento di tutti i container PCS, BT, MT, nei locali Magazzino e cabina MT del distributore, forza motrice esterna, impianto antiratto, antintrusione, antincendio, cancelli, videosorveglianza, etc;
- Alimentazione impianto di illuminazione esterna non privilegiato.

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

Inoltre, per gestire adeguatamente la condizione di emergenza di assenza di alimentazione dei quadri principali dalle fonti di alimentazione ordinarie, sono previsti due gruppi elettrogeni di taglia adeguata per l'alimentazione dei quadri QBTA e QBTB (attivati mediante logiche di commutazione automatica).

Pertanto, in condizione ordinarie, l'intero sistema dei servizi ausiliari viene normalmente alimentato dalla stazione RTN tramite il sistema a 20 kV del SANC. Nel caso di impossibilità di alimentazione dalla Stazione RTN, gli automatismi locali di impianto provvedono automaticamente:

- a commutare l'alimentazione sulla linea MT del Distributore Locale qualora questa sia disponibile;
- ad avviare i gruppi elettrogeni qualora l'alimentazione MT del Distributore non sia disponibile oppure vi sia indisponibilità di due dei tre TSA di alimentazione dei servizi ausiliari.

In aggiunta, ai fini della sola alimentazione dei servizi ausiliari delle batterie NAS, si dispone di un quadro in ciascuno dei container PCS in grado di gestire la commutazione tra l'alimentazione ordinaria proveniente dal QBT e l'alimentazione di riserva proveniente da un TR BT/BT di spillamento collegato alla sezione AC-550 V di ciascun PCS.

Infine, l'impianto SANC è corredato dai tipici impianti tecnologici di Stazione come: impianto luce, impianto FM, impianto LPS, impianto rilevazione incendi, etc.

5.2 DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA IMPIEGATA PER LE BATTERIE ELETTROCHIMICHE

Ciascun assemblato batterie da 1,2 MW è costituito da 40 moduli batterie NAS. Il modulo batterie NAS è costituito da 224 celle elettrochimiche di tipo *sodio-zolfo*, elettricamente connesse in serie e parallelo al fine di stabilire una tensione nominale di 32 V al 100% dello stato di carica (SOC) e potenza nominale 30 kW.

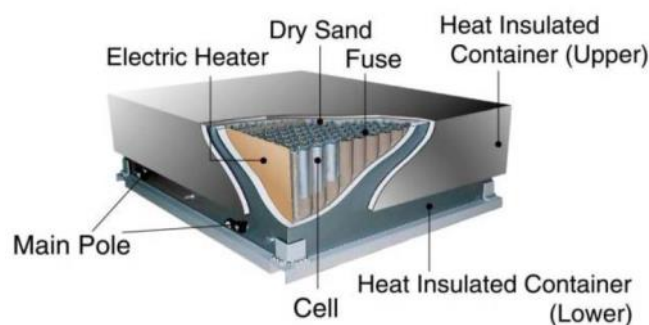


Figura 14 – Componenti principali costituenti un modulo batteria NAS da 30 kW

Ciascuna cella utilizza sodio e zolfo come materiali attivi per la realizzazione degli elettrodi, ed un materiale ceramico (β -allumina) come elettrolita solido, idoneo a garantire il flusso di ioni sodio tra i due elettrodi. All'interno di ogni modulo sono presenti dei riscaldatori (resistenze elettriche) che hanno la funzione di mantenere la temperatura interna delle celle a valori compresi tra i 290 ÷ 350 °C, necessaria al corretto funzionamento delle stesse. La connessione in serie di 20 moduli batterie realizza una stringa da 600 kW di tensione nominale 664 V a 100% SOC. L'assemblato batterie si costituisce, pertanto, di due stringhe di 600 kW, connesse in parallelo attraverso un bus DC nel PCS. La potenza complessiva dei servizi ausiliari di

assemblato risulta essere pari a circa 230 kW, considerando che ciascun modulo batterie da 30 kW ha al suo interno riscaldatori di potenza complessiva pari a 5,6 kW.



Figura 15 – Shelter dell'assemblato batterie NAS da 1,2 MW

Il sistema BMS (*Battery Management System*) controlla e monitora un assemblato batterie da 1,2 MW, interfacciandosi con i vari BMC (*Battery Module Controller*) presenti nell'assemblato al fine di controllare i singoli moduli batterie e gestendone i servizi ausiliari. Il BMS si interfaccia con il sistema di controllo del convertitore (*PCS-Controller*) per gestirne misure, segnali, allarmi e protezioni, nonché il corretto azionamento delle batterie.

In via rappresentativa del funzionamento di un modulo batterie NAS, si riportano di seguito gli andamenti delle principali grandezze elettriche (tensione, corrente, potenza) e variabili di stato (temperatura interna) in relazione all'attuazione di un ciclo di riferimento. Come si può notare dalle figure riportate, il processo di scarica comporta reazioni chimiche di tipo esotermico, determinando un incremento della temperatura interna al modulo. Viceversa, la fase di carica determina reazioni chimiche di tipo endotermico, causando un decremento della temperatura interna.

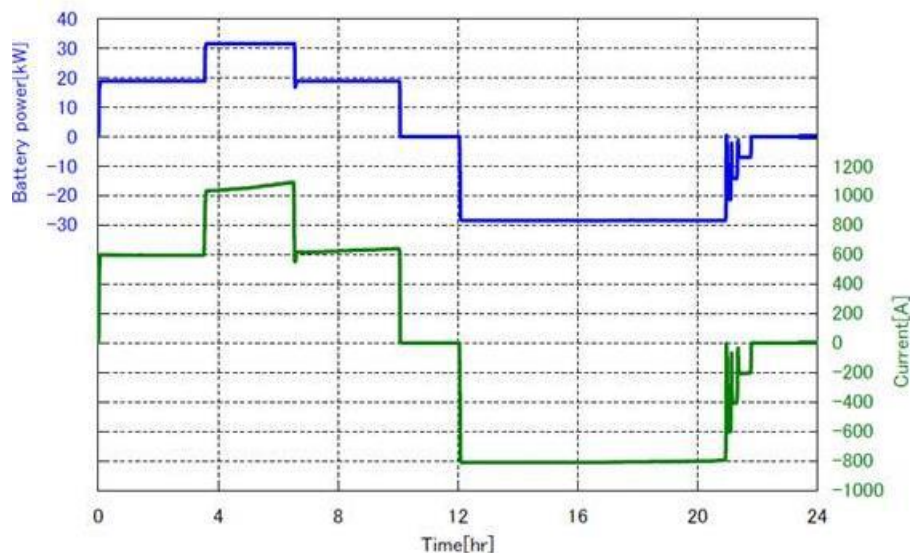


Figura 16 – Potenza e corrente relative ad un ciclo di riferimento eseguito su un modulo batteria NAS

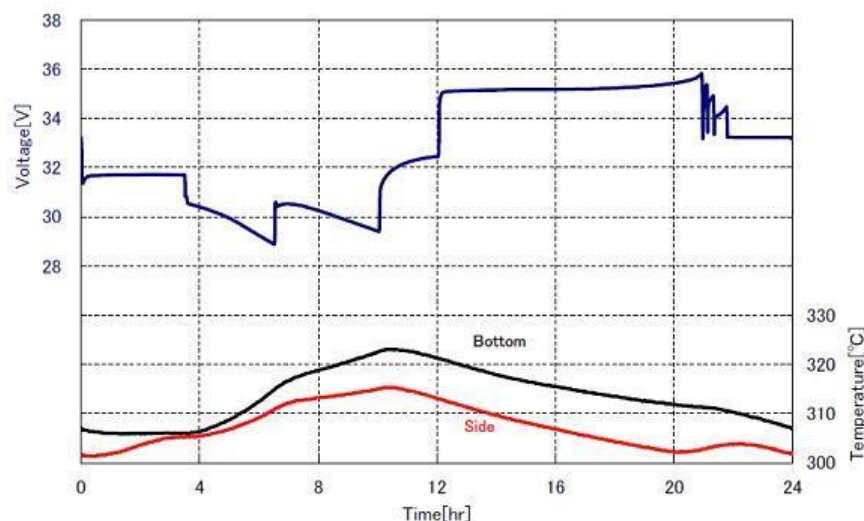


Figura 17 – Tensione e temperature interne relative ad un ciclo di riferimento eseguito su un modulo batteria NAS

Le limitazioni alla potenza in scarica vengono ad attivarsi dal BMS in funzione del raggiungimento del valore limite superiore di temperatura interna dei moduli pari a 340° C, mentre le condizioni di blocco alla scarica si attivano in corrispondenza del raggiungimento del valore limite di temperatura pari a 350°C oppure della condizione di “fine scarica” (stato di carica SOC prossimo a 0%).

In fase di carica, il limite alla flessibilità di utilizzo della batteria NAS non è influenzato dalla temperatura interna dei moduli, bensì esclusivamente dal raggiungimento di valori di tensione elevati, indicatori di stati di carica SOC elevati. In particolare, il BMS riconosce, attraverso la misura di tensione ai poli delle batterie, condizioni di stato di carica elevate, determinando l’attivazione automatica della fase denominata “supplementary charging”, che si costituisce di tre soglie di potenza massima che possono essere stabilite in fase di carica fino al raggiungimento di SOC pari a 100%. In dettaglio, per ciascuno dei tre step, il valore della potenza in carica richiesto non può essere maggiore rispettivamente dei valori soglia 75%, 50%, ed 25% della

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

potenza nominale. In questo senso, la fase di supplementary charging ha la duplice funzione di portare l'energia accumulata nell'assemblato batterie fino al valore effettivo 100% SOC (con condizione di carica completa) e di permettere la ricalibrazione del sistema di calcolo del SOC (per tale tecnologia è opportuno effettuare tale fase periodicamente, per evitare che il BMS riporti indicazioni di SOC non aderenti all'effettiva misura della capacità energetica residua delle batterie).

5.3 DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA IMPIEGATA PER I CONVERTITORI STATICI

Il convertitore statico (PCS) viene realizzato mediante *ponti di conversione bidirezionali reversibili*, che impiegano componenti IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) impulsati con frequenze di circa 2 kHz. Essendo gli assemblati batterie NAS caratterizzati da ampie escursioni di tensione nel range SOC 0-100%, per l'azionamento si è utilizzato uno schema di conversione "bi-stadio", realizzato da convertitori DC/DC connessi a convertitori AC/DC in configurazione *back-to-back* con DC-link intermedio comune. Un controllo di tipo AFE (*Active Front-End*) permette quindi di mitigare il decadimento dei rendimenti di conversione ai carichi parziali nonché ridurre il contenuto di THD (AC) e ripple DC di corrente e tensione. Inoltre, i PCS sono progettati con un elevato grado di modularità in maniera da incrementare l'affidabilità e la manutenibilità della macchina, prevedendo uno schema con più *power train* operanti in parallelo, con possibilità di funzionamento in configurazione *N-1* (fino a 92% carico nominale) e *N-2* (fino a circa 60% del carico nominale).

In dettaglio, il PCS viene equipaggiato con:

- un quadro di conversione DC/DC per la gestione dell'interfaccia al link DC delle batterie, a sua volta costituito principalmente da:
 - induttanze e condensatori di spianamento inseriti al link DC con le batterie;
 - ponti bidirezionali reversibili DC/DC (chopper) con tecnologia ad IGBT;
 - condensatori per la realizzazione del BUS DC di accoppiamento tra chopper ed inverter AFE;
 - ferriti antidisturbo inserite al DC link;
- un quadro di conversione AC/DC per l'interfacciamento del link 3~AC-BT con il BUS DC, costituito principalmente da:
 - ponti trifase bidirezionali reversibili AC/DC (inverter) con tecnologia ad IGBT, azionati con controllo attivo del BUS DC del tipo AFE (Active Front End);
 - filtro LC Sinewave di rete AC;
 - condensatori per la realizzazione del BUS DC di accoppiamento tra chopper ed inverter AFE;
 - filtri RFI antidisturbo;
- un quadro per l'alimentazione dei servizi ausiliari dei quadri di conversione (es. alimentazione sistemi di comando e controllo, condizionamento, etc);
- sistemi ed apparecchiature di manovra e protezione (interruttori, fusibili, etc), e dispositivi di sicurezza (antincendio, etc);
- apparecchiature per la realizzazione del circuito esterno di pre-carica dei condensatori del link DC e del BUS DC;
- un quadro pompe per il sistema di raffreddamento a liquido dei ponti di conversione;

- un sistema di ventilazione ad aria forzata per il raffreddamento delle induttanze di filtro;
- un quadro PCS Controller, contenente il sistema di supervisione, controllo e monitoraggio in grado di interfacciarsi con i controllori dei chopper e degli inverter, con il BMS delle batterie e con il sistema di controllo integrato d'impianto SCI.

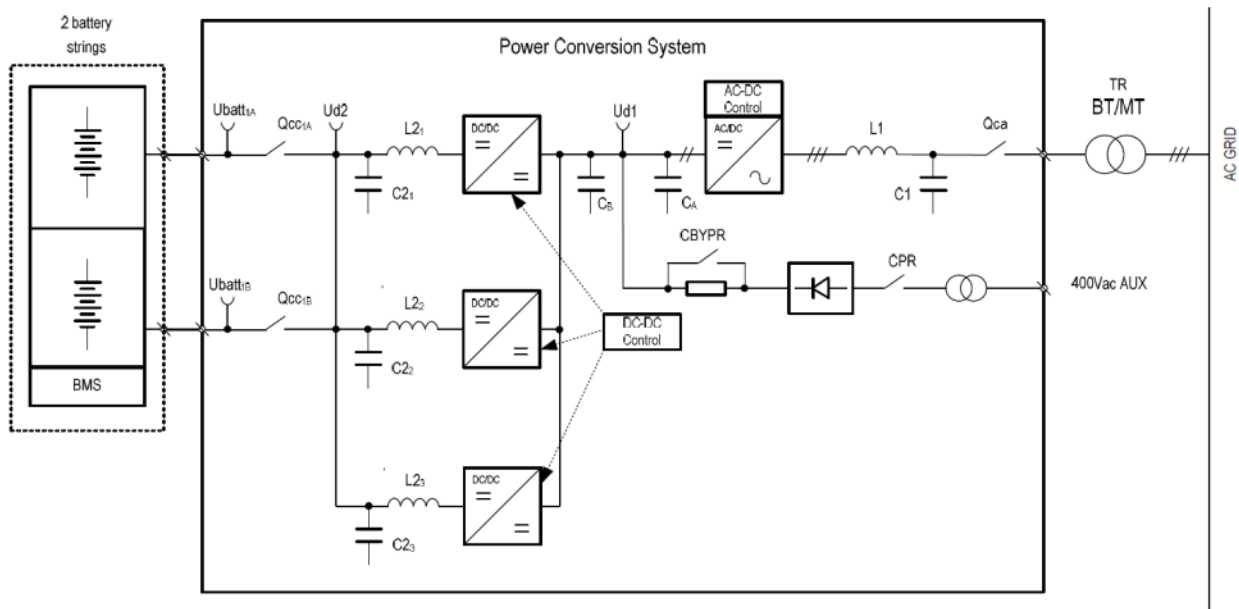


Figura 18 – Schema a blocchi delle macchine e delle apparecchiature elettriche principali costituenti il PCS

Un trasformatore MT/BT (20/0,55 kV) in resina con gruppo orario del tipo Dd0, di taglia 1600 kVA o 3150 kVA a seconda che il PCS sia rispettivamente di taglia 1,2 MW o 2,4 MW, provvede a realizzare l'accoppiamento del link 3~AC-BT del PCS con il punto di connessione 3~AC-MT, ovvero al punto di connessione al quale avvengono le retroazioni delle grandezze elettriche di riferimento come tensione, corrente, potenza e frequenza, al fine della regolazione di potenza attiva e di potenza reattiva della Unità di Accumulo oppure al fine delle regolazioni primarie di frequenza e di tensione. In dettaglio, in presenza del campo minimo di funzionamento in tensione e in frequenza della rete AC-MT alla quale il PCS può collegarsi in sincronismo, l'Unità di Accumulo può regolare al punto di connessione MT la potenza attiva e la potenza reattiva secondo set-point di P e Q ricevuti dal sistema di controllo SCI, oppure secondo la correzione di deviazioni di frequenza o di tensione misurate in locale rispetto ad un riferimento impostato (rispettivamente se è attivo il regolatore primario di frequenza o il regolatore primario di tensione).

Il sistema di controllo del convertitore, denominato *PCS-Controller*, provvede ad interfacciare il PCS con il sistema di controllo centrale di impianto SCI, ai fini della gestione dei comandi, delle richieste di scambio di potenza e dell'attivazione o selezione di servizi di rete provenienti dai Sistemi Centrali di Terna, nonché ad attuare le limitazioni di potenza o i blocchi alla carica o alla scarica provenienti dal sistema di controllo BMS dell'assemblato batteria azionato.

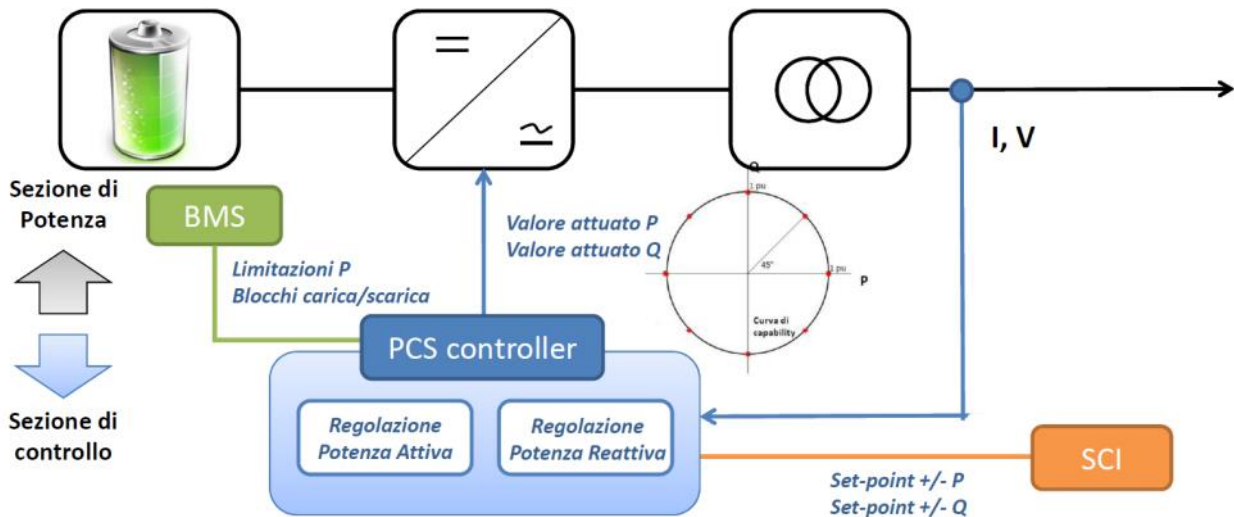


Figura 19 – Schema a blocchi delle regolazioni e degli interfacciamenti ai controllori in sito per singola UAC

Le regolazioni di potenza attiva e reattiva, in assorbimento ed in erogazione verso la rete, avvengono all'interno della curva di capability (P,Q) del PCS e nel rispetto delle limitazioni/blocchi provenienti dal BMS. L'attivazione di fasi di scarica o di carica delle UAC è, quindi, conseguenza di comandi manuali di erogazione o assorbimento di potenza attiva dalla rete (es. tramite invio di programmi di produzione ed accumulo) impartiti dai centri remoti di Terna, oppure di richieste di scambio di potenza provenienti dai regolatori automatici locali di frequenza (per la regolazione primaria di frequenza) o dal regolatore automatico centrale di area (per la regolazione secondaria di frequenza). Analogamente, lo scambio di potenza reattiva con la rete può avvenire tramite invio manuale di set-point di potenza oppure tramite l'attivazione del regolatore automatico primario locale di tensione.

In assenza di un campo minimo di funzionamento della rete o in presenza di reti elettriche scarsamente robuste (es. condizioni di isola elettrica), il PCS può essere configurato in una modalità di funzionamento atta ad imprimere alla rete dei riferimenti di tensione e frequenza al fine di sostenere l'adeguata alimentazione dei carichi ed il collegamento alla rete di ulteriori impianti di generazione.

5.4 DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI CONTROLLO INTEGRATO SCI

Il sistema SCI è il sistema di controllo e supervisione d'impianto, avente funzioni SCADA e di automazione di stazione, in grado di interfacciare le Unità di Accumulo del SANC con i sistemi centrali di Terna ai fini della conduzione e del controllo, nonché interfacciare tra loro gli apparati di controllo delle varie macchine e apparecchiature in sito, come PCS controller, BMS, MT controller, SA Controller, etc.

Il Battery Management System (BMS), deputato alla gestione e alla diagnostica degli assemblati batterie, dialoga esclusivamente con il relativo PCS Controller per ciascuna UAC, mentre tutti i PCS Controller dell'impianto SANC, così come tutti i dispositivi di comando e controllo del quadro MT, dialogano con il sistema SCI, che provvede al coordinamento dei vari convertitori secondo le indicazioni ricevute da SCCT (quali ad esempio il programma di produzione o le parametrizzazioni richieste per le regolazioni di tensione

e frequenza). L'interfaccia di SCI verso il Sistema di Controllo e Conduzione Terna (SCCT) è garantita da Remote Terminal Unit (RTU).

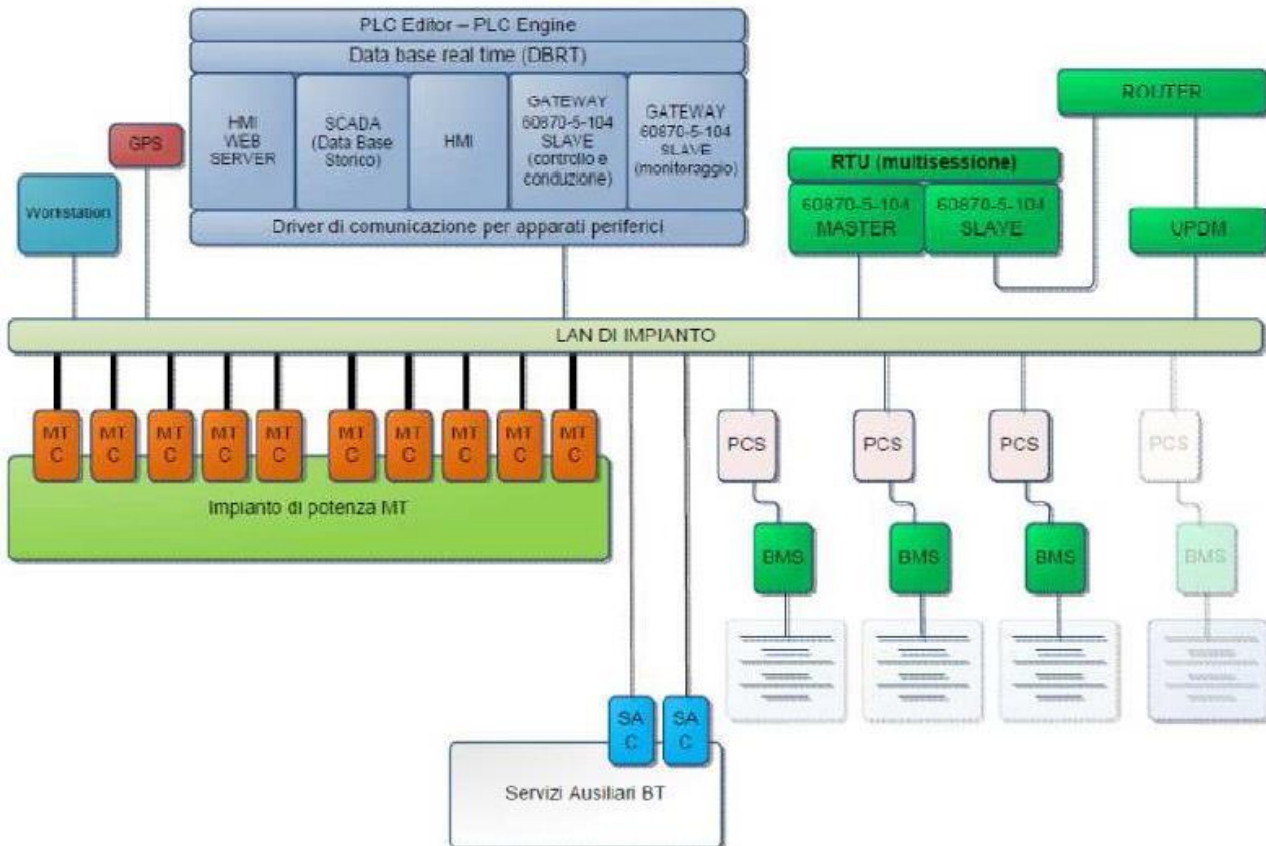


Figura 20 – Architettura del Sistema di Controllo Integrato SCI

L'architettura del sistema di controllo degli impianti Energy Intensive è fortemente centralizzata. Le Unità di Accumulo si interfacciano attraverso i PCS Controller con SCI mediante protocollo IEC 60870-5-104, mentre gli MT Controller e gli SA Controller dialogano tramite protocollo IEC 61850. L'architettura della rete LAN utilizzata dal sistema SCI per l'interfacciamento con gli apparati è progettata per garantire un'elevata ridondanza e affidabilità.

La rete LAN è costituita da tre livelli differenti connessi tra di loro. Il primo livello (root) connette i sistemi centrali in modalità duale (Station Computer, HMI Workstation, RTU); il secondo livello (ring) realizza la distribuzione mista (radiale e ad anello) verso il terzo livello costituito da switch periferici che collegano gli apparati delle sezioni di impianto (MT Controller, SA Controller, PCS Controller) raggiunti sempre da due canali di trasmissione a garanzia della massima disponibilità richiesta.

In ciascuna stazione di accumulo è inoltre installata un'Unità Periferica di Difesa e Monitoraggio (UPDM), destinata a eseguire le funzioni di distacco automatico, telescatto, monitoraggio segnali e misure e, in genere, tutte le attività sugli impianti che permettono il controllo in emergenza del sistema elettrico. Per garantire la massima rapidità di intervento l'UPDM attua direttamente, mediante segnali analogici, sui PCS controllers, sullo SCI e sugli interruttori generali MT le azioni comandate dal sistema centrale di difesa e monitoraggio

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

(SCDM). Le informazioni relative allo stallo di connessione AT e al trasformatore AT/MT sono inviate all’SCCT mediante il sistema di protezione comando e controllo (SPCC) della stazione AT della RTN, dotato della sua RTU.

L’operatore può, quindi, controllare dal Sistema Centrale Terna SCCT il programma di produzione e i principali parametri di regolazione di ogni singola UAC. Il sistema di automazione e controllo propriamente detto è affiancato inoltre da un sistema di monitoraggio, che consente la supervisione e la diagnostica a distanza dei vari apparati periferici del sistema SCI e dell’impianto di accumulo nel suo insieme.

La conduzione e il controllo di una singola UAC può avvenire, in maniera mutuamente esclusiva, in sito a livello di PCS-Controller o a livello di SCI, oppure da remoto dai centri di teleconduzione e controllo: dai suddetti tre livelli è possibile attivare o disattivare servizi (e, quindi, eventuali regolatori primari) oppure impostare i set-point per le parametrizzazioni degli stessi. A livello di PCS-Controller, è possibile controllare e condurre la UAC direttamente dalla relativa postazione HMI. Tale livello di conduzione gode di “priorità” rispetto a tutti gli altri livelli, ovvero dalla HMI del PCS-C è sempre possibile, tramite selezione del token di comando, assumere i privilegi per la conduzione locale della UAC. Viceversa, i livelli di conduzione “da distante” (SCI) o “da remoto” necessitano del passaggio di consegna manuale al livello di conduzione più “esterno” per ottenere la piena conduzione della singola UAC. In funzione del verso di passaggio del token di comando tra i sistemi di controllo, si attivano automaticamente funzioni di sovrascrittura delle parametrizzazioni tra i sistemi di controllo stessi, nonché funzioni di inizializzazione a valori di default di alcuni parametri e funzioni di blocco tra le HMI delle varie console di comando, al fine di garantire sempre la conoscenza dello stato, da parte dell’operatore che al momento possiede i privilegi di conduzione, delle impostazioni presenti al livello della macchina attuatrice dei comandi. Come mostrato nella figura a seguire, la gestione della singola UAC a livello di conduzione locale da SCI avviene navigando in maschere dedicate allo “stato”, all’impostazione “comandi e parametrizzazione delle funzioni”, alle “misure”, agli “eventi”, agli “allarmi” e al “monitoraggio e trend grafici”.

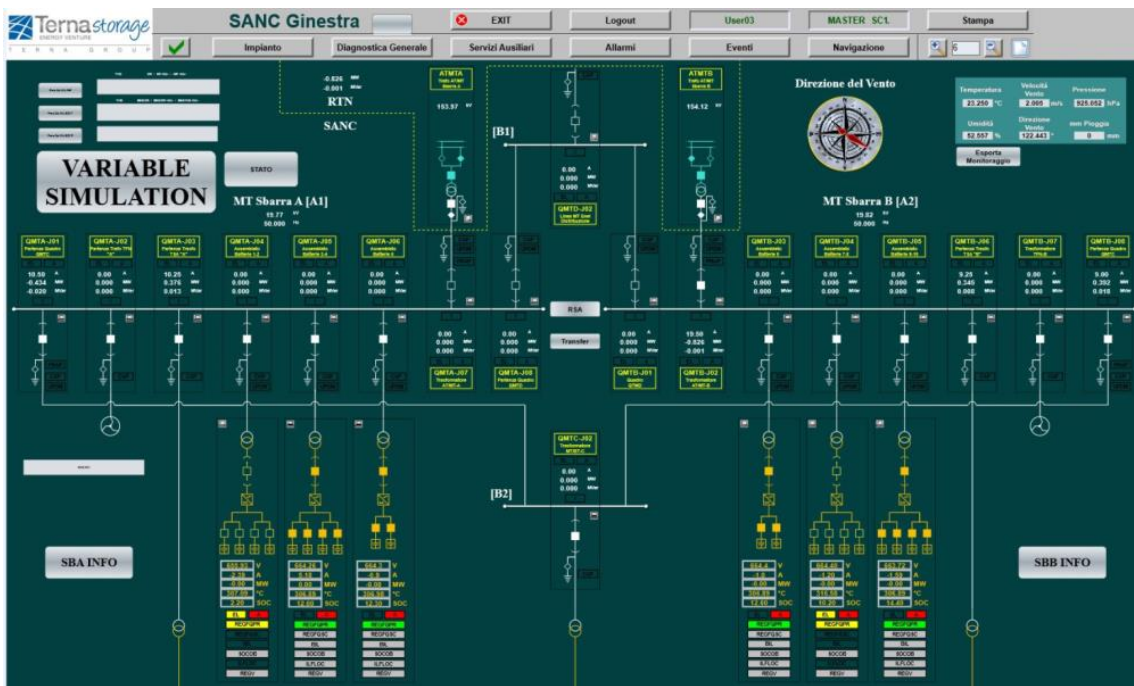


Figura 21 – Vista principale da HMI di SCI dello schema unifilare di impianto

Attraverso il sistema SCADA, il sistema locale dialoga con il sistema di controllo e conduzione di Terna. Grazie a un opportuno trattamento sintetico a livello di SCI dei segnali generati dai sistemi e dalle macchine in campo ai fini della trasmissione delle informazioni al Centro, nonché attraverso una progettazione ad hoc della maschere delle console dei Sistemi Centrali, l’operatore di sala può condurre e controllare in sicurezza da remoto l’impianto SANC e le singole Unità di accumulo, pur avendo a disposizione un minor dettaglio informativo rispetto a quanto disponibile in conduzione locale dal sito.

6. DESCRIZIONE GENERALE DELL’INTEGRAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO

6.1 DYNAMIC THERMAL RATING

Le due porzioni di rete e relative dorsali eoliche “Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito” e “Bisaccia 380-Benevento 2” sono dotate di installazioni del dispositivo Dynamic Thermal Rating (DTR) aventi l’obiettivo di massimizzare l’utilizzabilità degli asset grazie a una stima in tempo reale del rating massimo effettivo, nel rispetto dei vari vincoli di sicurezza.

Il calcolo è effettuato utilizzando misure locali come input principali (elenco esemplificativo e non esaustivo):

- La temperatura del conduttore nelle campate considerate più critiche;
- Le variabili meteo;
- I parametri elettrici della linea (configurazione e corrente transitante).

La rilevazione puntuale della temperatura nelle campate critiche viene eseguita tramite un sensore connesso direttamente sul conduttore.



Figura 22 - DTR: sensore di misura

Al sensore si affianca una serie di rilevatori dei parametri meteo, installati sui sostegni: i valori da essi rilevati sono inviati a un server centrale di Terna. Nella foto seguente è riportato il layout dell'installazione dell'hardware di misura.

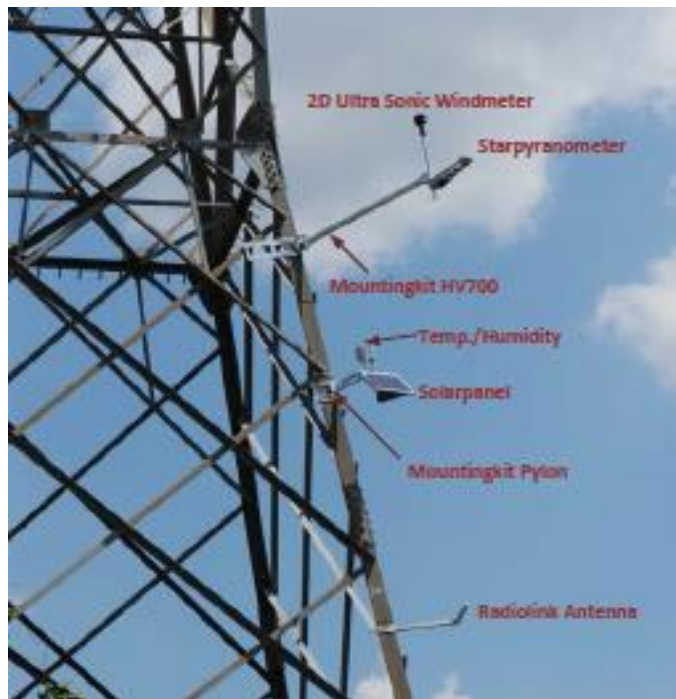


Figura 23 - DTR: sensori meteo

Il sistema di elaborazione centrale calcola ciclicamente il valore di corrente massima che garantisce, in un tempo massimo impostato, il rispetto della temperatura limite in termini di franco per ogni campata. Ciò significa che l'operatore ha a disposizione un tempo predefinito per attuare le opportune contromisure,

senza violare i limiti di franco della linea. La corrente limite calcolata viene comunque limitata ad un valore ritenuto cautelativo per la linea in base alle sue attuali condizioni ed è resa disponibile all’effettivo esercizio della rete da parte delle Sale Controllo.

Architettura Generale Sistema

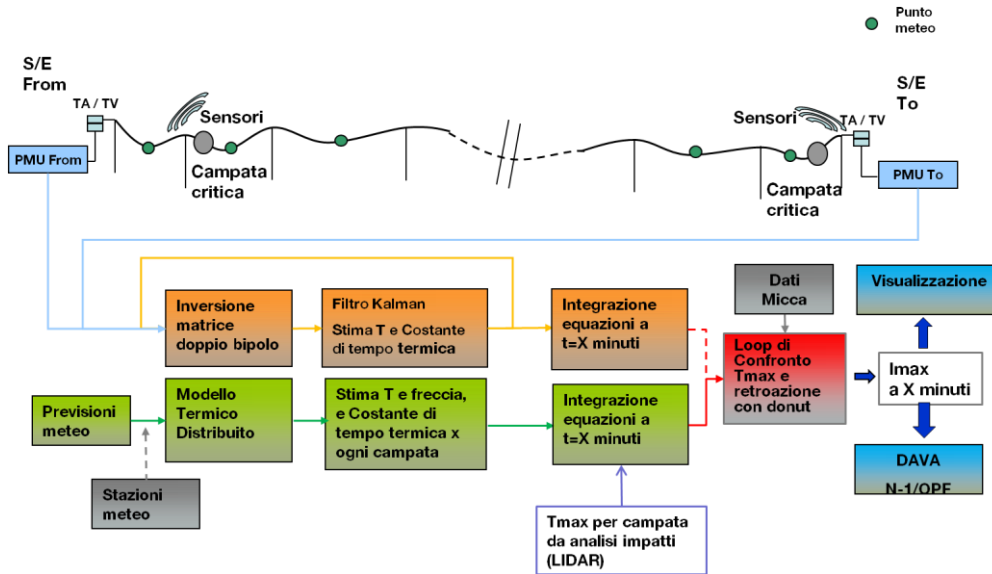


Figura 24 – DTR: architettura generale di sistema

Il processo di calcolo si basa sull’utilizzo di due distinti e indipendenti modelli: uno principale e responsabile degli output veri e propri, il **modello termico delle linee elettriche**, e un secondo, sperimentale e di backup al precedente, di tipo **elettrico**. Il modello termico è applicato ad un sistema distribuito, ossia consente di stimare, puntualmente campata per campata le variabili di output di seguito riportate. L’impostazione è quella di un classico problema di ottimo vincolato, ove i vincoli sono costituiti dalla temperatura massima associata al franco massimo ammissibile nel rispetto dei vincoli di sicurezza per ogni campata. Le variabili di ingresso sono la corrente di linea e tutte le variabili meteo previste e misurate; l’uscita è la temperatura stimata attuale e finale del conduttore e la corrente limite a cui si può portare.

Il **modello termico**, adotta i seguenti input:

- ✓ Informazioni geo-referenziate linea
- ✓ Informazioni su conduttore
- ✓ Limiti di campata (Temperatura massima o freccia massima)
- ✓ Condizioni ambientali per ogni campata
- ✓ Corrente

Generando i seguenti output:

- ✓ Per ogni campata:
 - Temperatura
 - Freccia

- Tensione meccanica
- ✓ Corrente massima per i prossimi 30' minuti

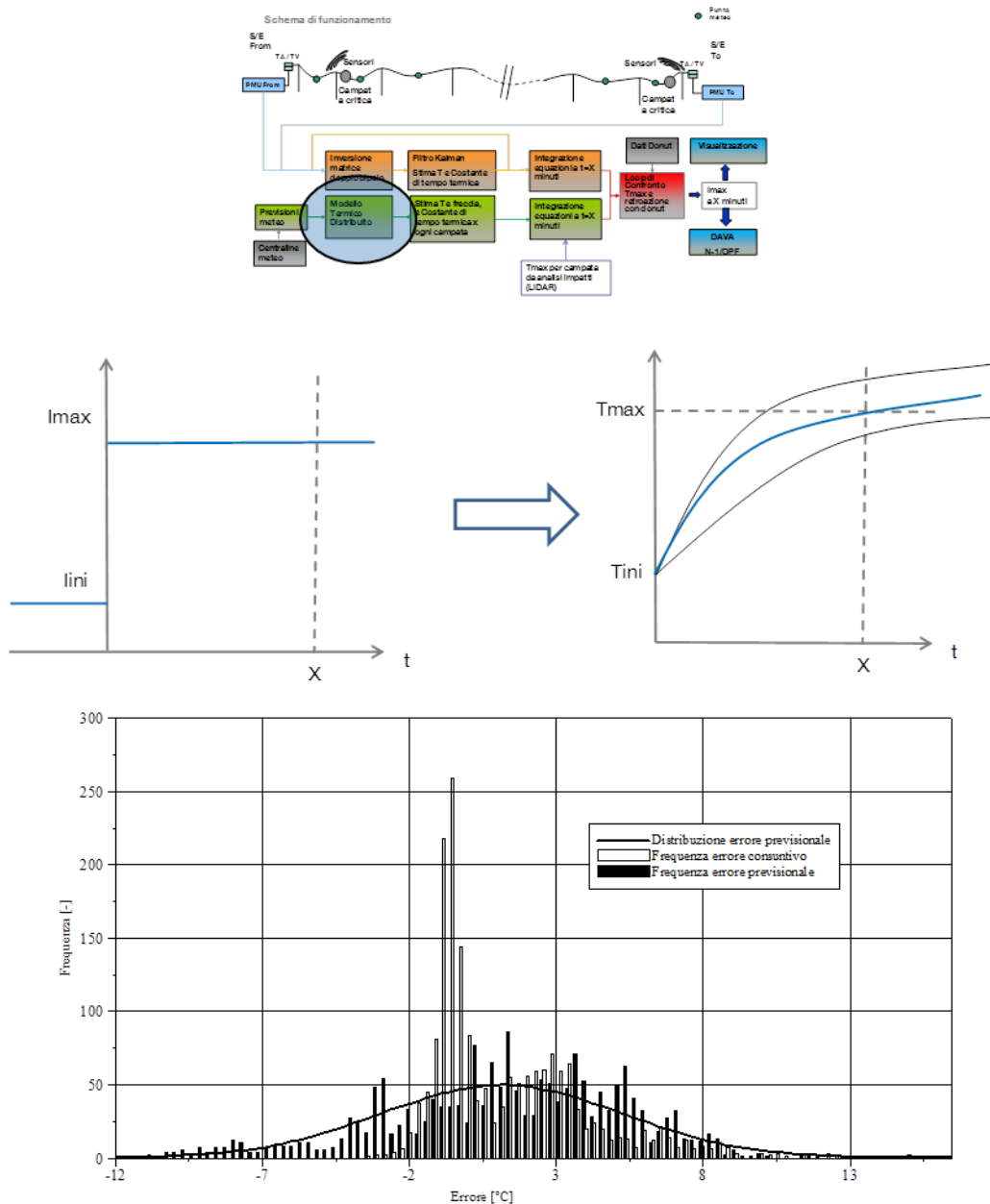


Figura 25 – Il modello termico: stima della precisione

Il modello sviluppato si è rivelato intrinsecamente molto preciso in termini di previsione della condizione effettiva del conduttore: gli errori presenti sulla stima della temperatura di campata sono essenzialmente legati alle incertezze sui parametri meteo utilizzati nel calcolo. Da un'analisi statistica effettuata su alcune campate monitorate per un certo periodo, si è notato come la distribuzione degli errori fra la temperatura misurata e quella stimata utilizzando come input i valori meteo previsionali avesse deviazione standard

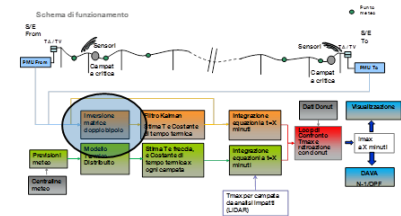
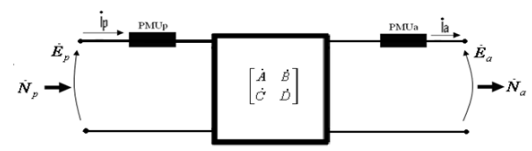
inferiore a 4°C, mentre utilizzando come input i valori rilevati da una stazione meteorologica installata sul sostegno più vicino la deviazione standard si riducesse ad un valore inferiore a 2°C, di fatto paragonabile con la precisione di misura dei sensori (circa 1,5 °C).

Il **modello elettrico**, invece, è così caratterizzato:

- Utilizzo di sincro-fasori di corrente e tensione da Phasor Measurement Unit (PMU) come input
- Stima dei parametri di linea basati su logiche di Kalman filter
- Stima resistenza elettrica di linea
- Confronto su altri parametri invarianti con la temperatura
- Temperatura media da relazione resistenza elettrica su temperatura conduttore

Tale modello è basato sulle sole grandezze elettriche agli estremi e non necessita né di informazioni meteorologiche né di sensori sul conduttore. Nella ricerca di metodologie innovative è stato quindi sviluppato e confrontato con quello termico. I due modelli sono comparabili in termini di precisione su linee con condizioni di posa e ambientali quasi uniformi lungo il tracciato, mentre in caso di linee costruite in aree a orografia complessa, quello termico risulta più preciso e affidabile.

Si è pertanto preferito utilizzare come metodo principale per l'esercizio il modello termico, utilizzando quello elettrico come backup.



Equazione bipolo

$$\begin{bmatrix} \dot{E}_p \\ \dot{I}_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_a \\ I_a \end{bmatrix}$$

Kalman filter

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{X}}(k+1) = \dot{\mathbf{X}}(k) + v(k) \\ \dot{Y}(k) = [1 \quad -Z_p(k) \cdot Z_a(k)] \cdot \dot{\mathbf{X}}(k) + w(k) \end{cases}$$

Equazione Resistenza vs temperatura

$$T(k) = T_0 + \frac{1}{\alpha} \cdot \left[\frac{R(k)}{k_f(I(k)) \cdot R_{cc}(T_0)} - 1 \right]$$

Figura 26 – Il modello elettrico: il sistema di equazioni

Si deve segnalare come il DTR possa incrementare la corrente massima trasportabile in sicurezza dalla linea di un valore massimo dell'ordine del 30%, in uno scenario estivo, e di circa il 10% in quello invernale.

UBICAZIONE GEOGRAFICA ED ELETTRICA DEL DTR

Le due porzioni di rete e relative dorsali eoliche “Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito” e “Bisaccia 380- Benevento 2” di competenza delle installazioni dei tre progetti pilota SANC sono complessivamente dotate di tre applicazioni dei sistemi di DTR. Nello specifico:

1. Dorsale “Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito”, linea Benevento 2 – Foiano BN
2. Dorsale “Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito”, linea Benevento 2 – Montefalcone
3. Dorsale “Benevento 2 – Bisaccia 380”, linea Bisaccia – Bisaccia 380

Una schematizzazione dell’ubicazione geografica ed elettrica, a scopi esemplificativi, è rappresentata dalla Figura 27. Si precisa che sono presenti, nella RTN, altre installazioni DTR, non oggetto di questa analisi.

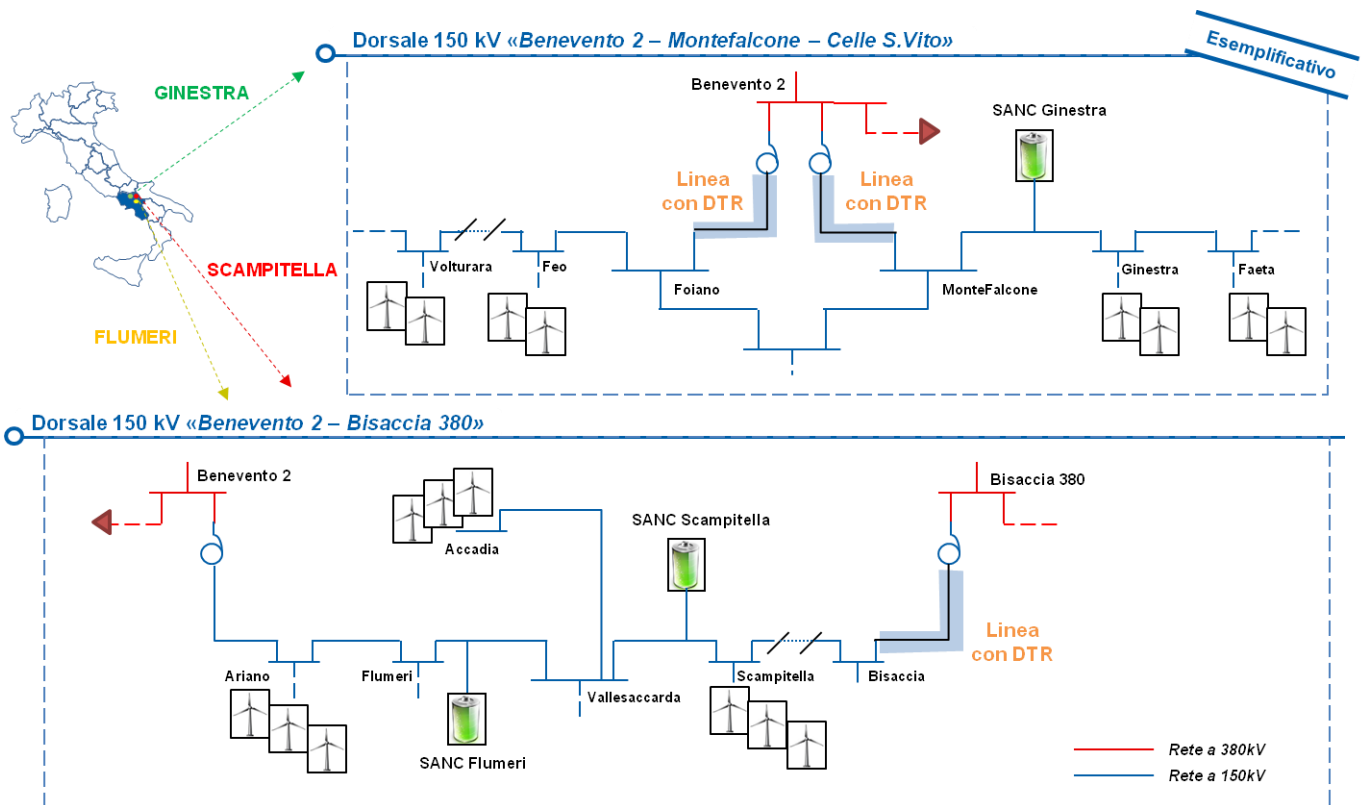


Figura 27. Ubicazione geografica ed elettrica DTR

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

6.2 APPLICATIVO PREVISIONI FRNP

IL PROCESSO DI PREVISIONE

L'utilizzo dei sistemi di accumulo dei progetti pilota prevede un forte grado di integrazione con i sistemi di previsione di produzione eolica. Infatti, l'attivazione della fase di predisposizione delle Unità di Accumulo (fase di scarica) al fine della successiva attivazione di fasi di carica per riduzione di MPE viene sancita dagli esiti delle previsioni di produzione eolica: il coordinamento di tali sistemi abilita la massimizzazione della riduzione di MPE.

Da sottolineare come nel corso del 2017 Terna abbia modificato il modello previsionale. L'attuale servizio prevede la fornitura dei dati di previsione a livello di Unità di Produzione, UP, e di aggregato zonale per ciascun periodo orario (MWh/h), calcolata sulla base della capacità installata, relativa a ciascuna UP, comunicata periodicamente da Terna.

Accanto al valore atteso della produzione eolica a livello UP, è generata anche la relativa incertezza, valutata su più intervalli di confidenza, tarati a diversi livelli: 80%, 90% e 95% per ciascun periodo orario.

La fornitura delle previsioni di produzione viene effettuata più volte al giorno (4 volte al giorno) e ha una profondità temporale superiore alle 24 ore.

Nell'ambito dell'esercizio dei SANC, così come nel seguito riportato, la disponibilità di previsioni eoliche, aggregate per dorsale, permette all'operatore di sala, in occasione di un incipiente fronte di congestione, e, laddove non sussista la condizione di congestione in atto, di predisporre prioritariamente i SANC in scarica, con l'esplicita finalità di raggiungere il SOC più adeguato per la successiva azione di mitigazione (in linea generale lo stato di accumulatori completamente scarichi).

INDICATORI STATISTICI DELLE PREVISIONI

Il modello di previsione di immissione eolica, è, come segnalato nei report pubblici 2016 e 2017, variato nel corso nel secondo anno di sperimentazione; in particolare, quello in forza nel 2016 è stato contraddistinto da un errore medio annuo di previsione pari al 18%¹ del totale del consuntivo di immissione stesso (perimetro Italia), mentre quello in esercizio a partire dal febbraio 2017 da un valore pari al 15%^{1,2}.

L'analisi delle statistiche su base Zona di Mercato e mese di competenza, conduce a dedurre le considerazioni che seguono. Lo strumento di previsione per le zone CSUD e SUD, riferendosi ad esempio alla previsione media su base mensile, determina valori medi che seguono la dinamica della ventosità, caratterizzata da più alti valori invernali, tipicamente nel primo trimestre dell'anno, seguiti da una flessione estiva e dalla

¹ Valore pubblicato nel "Rapporto sul Dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili" ai sensi dell'Articolo 31 comma 1 dell'Allegato A alla Deliberazione ARG/elt 5/10.

² Valore annuo, comprensivo del contributo dato dal precedente modello per il mese di gennaio 2017

successiva ripresa di intensità nell'ultimo periodo dell'anno (cfr. Figura 28, Figura 29, Figura 30 e Figura 31 contenenti l'andamento mensile delle previsioni medie e dei relativi intervalli di confidenza al 90%³).

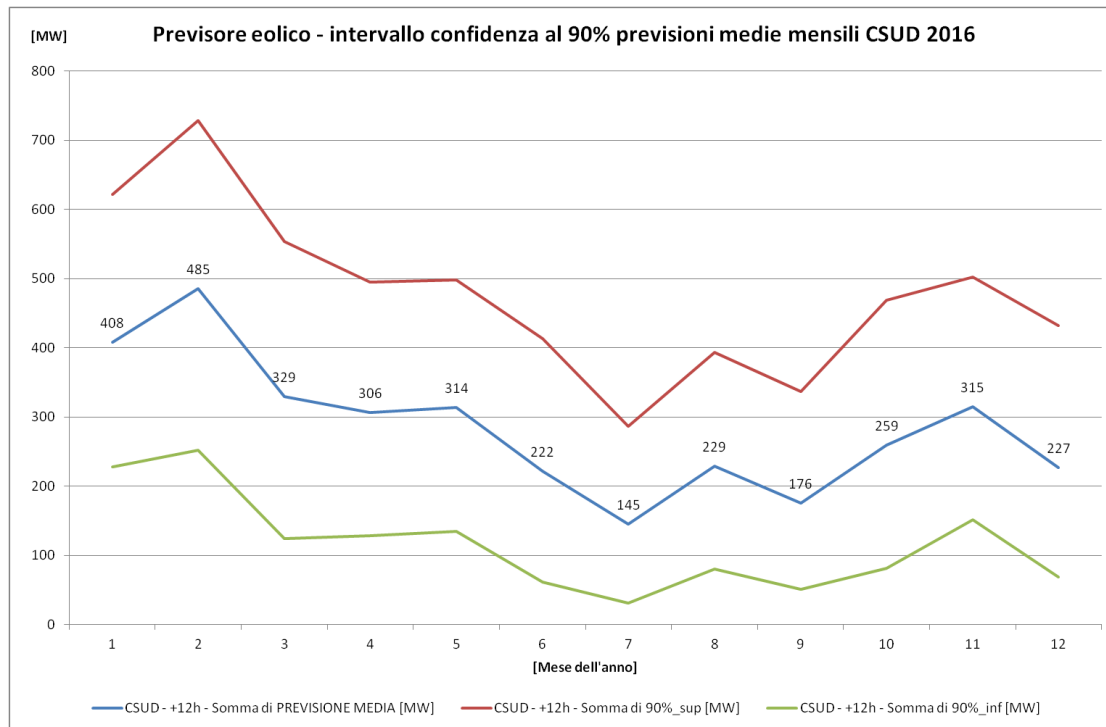


Figura 28 - Previsione eolica media e intervallo di confidenza al 90% (CSUD anno 2016)

³ I grafici proposti contengono i valori e l'andamento dell'intervallo di confidenza al 90%: s'intende la fascia entro cui, nel 90% dei casi, si registrano i corrispondenti consuntivi delle previsioni medie zonali. Tale fascia dà misura dell'ampiezza della distribuzione dei possibili errori di previsione

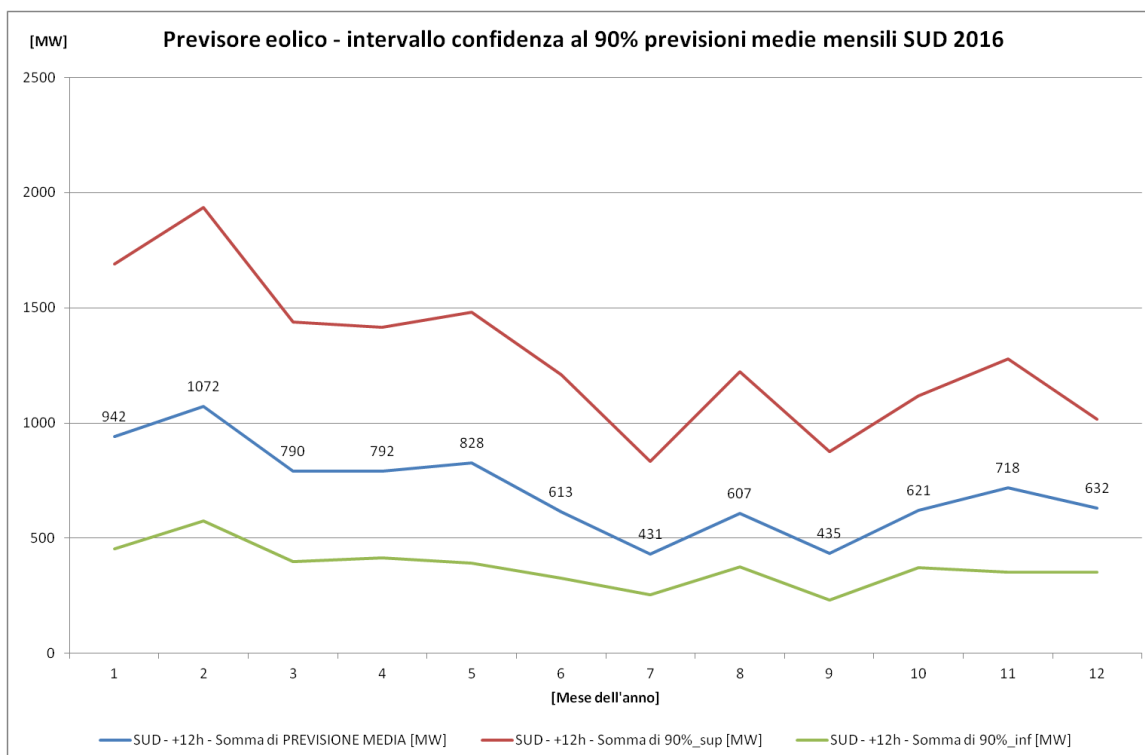


Figura 29 - Previsione eolica media e intervallo di confidenza al 90% (SUD anno 2016)

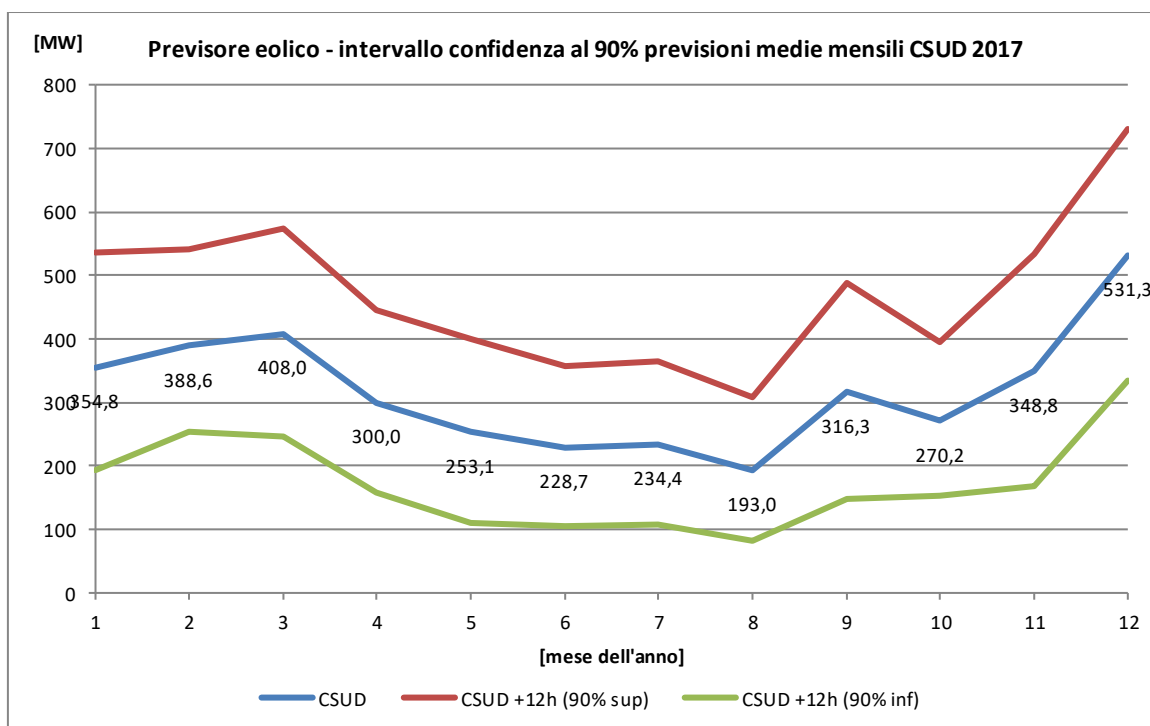


Figura 30 - Previsione eolica media e intervallo di confidenza al 90% (CSUD anno 2017)

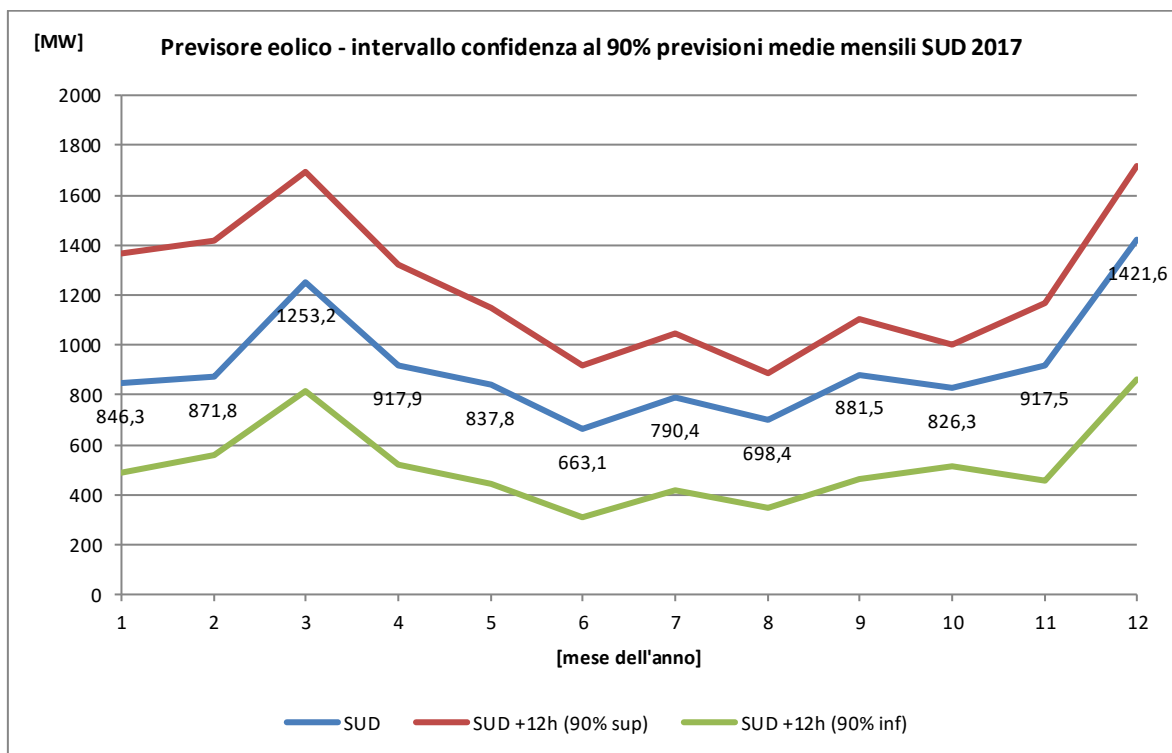


Figura 31 - Previsione eolica media e intervallo di confidenza al 90% (SUD anno 2017)

Per i dettagli sulle analisi presentate, si rimanda al paragrafo “Applicativo previsioni FRNP” contenuto nei rispettivi report annuali 2016 e 2017.

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

7. MODALITA' DI CONDUZIONE E DISPACCIAMENTO DEI PROGETTI PILOTA DI ACCUMULO

7.1 CONSIDERAZIONI GENERALI SULLA PROGRAMMAZIONE E SUL DISPACCIAMENTO DEI SISTEMI DI ACCUMULO PER LA GESTIONE DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

Il carattere fortemente innovativo della possibile integrazione dei sistemi di accumulo con il Sistema Elettrico Nazionale (SEN) ha reso necessaria un'adeguata fase di sviluppo e sperimentazione, al fine di rendere le applicazioni, per le quali si intendono dedicare i progetti pilota di accumulo, opportunamente integrate nei processi già consolidati e regolati della programmazione e del dispacciamento delle risorse.

In particolare, l'integrazione di dette applicazioni con gli attuali strumenti di controllo della rete ha richiesto l'ingegnerizzazione e l'implementazione di adeguati metodi e processi opportunamente testati: si tratta tuttavia di una fase di sperimentazione, attraverso la quale poter valutare e implementare eventuali migliorie nella metodologia e organizzazione del lavoro.

7.1.1 RIDUZIONE DI MPE PER CONGESTIONI LOCALI

La gestione della rete in presenza di congestione locale dovuta alla produzione eolica avviene secondo le istruzioni e disposizioni operative esistenti, prevedendo assetti di configurazione magliata o radiale indipendentemente dai criteri di attivazione dei sistemi di accumulo, sempre nell'ottica di massimizzare la produzione da FRNP e fermo restando i requisiti minimi di sicurezza di gestione del SEN.

La gestione dei SANC avviene mediante una fase di predisposizione (scarica), una fase di attuazione (carica) e una fase di rilascio (scarica), così come specificato nel seguito, considerando per ciascuna delle tre fasi suddette una **gestione equivalente con rete magliata**, ovvero considerando in modo convenzionale, come condizioni di trigger dell'attivazione delle fasi suddette, quelle che si avrebbero assumendo in ipotesi una rete sempre magliata.

Detto che l'esercizio della rete è indipendente dall'attivazione dei SANC, la richiesta di inserzione in carica per mitigazione MPE si manifesta al superamento delle condizioni di assetto di esercizio con rete magliata, con il conseguente passaggio a quello radiale (scenario tipico di aumento delle condizioni di ventosità e del possibile manifestarsi di esigenze di limitazione della produzione eolica). Le fasi di predisposizione e rilascio, invece, si attuano tipicamente a fronte di assetti di rete magliata, oppure in scenari di decrescita tendenziale dell'immissione eolica e transizione dall'esercizio radiale a quello magliato.

In dettaglio, si descrivono di seguito le azioni intraprese in caso di congestione prevista, in atto e terminata, e le condizioni operative che attivano tali azioni, considerando che, in linea di principio, la fase di predisposizione e di rilascio non saranno mai eseguite in presenza di MPE e che a tale gestione si riserva ampio spazio di esercizio, non altrimenti allocato alla sperimentazione di altri servizi o assetti di esercizio:

i. CONGESTIONE PREVISTA

Predisposizione del sistema di accumulo (fase di scarica): sulla base della previsione di eolico, in funzione dell'attuale stato di carica (SOC) delle UAC da azionare e del valore di SOC individuato per

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

garantire l'efficacia del servizio (batteria scarica), la predisposizione è attivata al verificarsi di entrambe le seguenti condizioni:

- a) superamento di un valore di soglia di potenza totale prevista immessa sulla direttrice, strettamente correlato al rischio di congestione locale sullo scenario previsionale;
- b) mancato superamento di un valore di soglia di potenza totale, tale da determinare uno scenario di congestioni in atto del quale risulta essere interessata la direttrice in tempo reale.

L'operatore di sala attua opportunamente la predisposizione. Terminata la predisposizione al raggiungimento del SOC desiderato, il sistema di accumulo rimane in stand-by al valore di SOC obiettivo previsto. Qualora possibile, la fase di predisposizione dovrà essere attuata considerando di raggiungere il valore di SOC obiettivo con sufficiente anticipo sulla previsione di attivazione della fase di carica.

ii. CONGESTIONE IN ATTO

Mitigazione della congestione (fase di carica): l'operatore di sala gestisce il sistema di accumulo per la mitigazione della congestione. L'attuazione è avviata convenzionalmente al superamento del valore di soglia di potenza totale, indicativo di uno scenario di congestione in atto, misurata in punti predeterminati della direttrice su cui insiste l'impianto. Fin tanto che sussiste la condizione suddetta, ovvero l'esigenza di ridurre il transito sulla dorsale utilizzando unità di accumulo in prelievo, l'attivazione della fase di carica potrà essere mantenuta fino al raggiungimento della completa carica.

iii. CONGESTIONE TERMINATA

Predisposizione a nuovo servizio (generalmente fase di scarica parziale o totale): individuato il SOC da raggiungere (in funzione del servizio previsto successivamente), l'operatore di sala predispose il sistema di accumulo. L'attuazione è avviata convenzionalmente quando la potenza totale misurata in punti predeterminati della direttrice su cui insiste l'impianto è inferiore a un valore di soglia tale per cui non sussista la condizione di congestione in atto e non se ne determini una nuova invertendo la fase di scambio dei SANC (possibile scenario da carica per mitigazione a scarica di predisposizione). L'attuazione è effettuata solo se non è previsto a breve un nuovo incremento della produzione eolica tale da comportare il raggiungimento della soglia di cui al precedente punto a).

La mitigazione della congestione locale, insieme a quella relativa alla congestioni fra Zone di Mercato, ha priorità assoluta su tutti gli altri servizi e può essere attivata in qualsiasi momento, anche in assenza di previsione.

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

7.1.2 RIDUZIONE DI MPE PER VINCOLI DI SISTEMA

L'utilizzo dei sistemi di accumulo per mitigazione delle congestioni è riservato solo al caso di possibile limitazione della produzione da FRNP, pertanto, ai fini del calcolo della Mancata Produzione da FRNP evitata, non è considerato l'utilizzo del sistema di accumulo per risolvere congestioni di altra natura, laddove queste non siano determinate, in tutto o in parte, da produzione FRNP. In caso di conflittualità fra esigenze dovute a congestione locale e quelle del SEN, si privilegia l'utilizzo del SANC per la prima tipologia di mitigazione. Si riportano di seguito le azioni da intraprendere in caso di esigenza prevista, in atto e terminata:

I. MITIGAZIONE MPE PREVISTA PER ESIGENZE DI SISTEMA

Predisposizione del sistema di accumulo (fase di scarica): in D-1, in caso di congestioni tra Zone di Mercato con possibili limitazioni di eolico o di riserva terziaria allocata su eolico, la Sala Controllo verifica l'assenza di conflittualità della stessa con l'attività in atto dei SANC. Terminata la fase di predisposizione, il sistema di accumulo rimane in stand-by al valore di SOC obiettivo previsto. Qualora possibile, la fase di predisposizione dovrà essere attuata considerando di raggiungere il valore di SOC obiettivo con sufficiente anticipo sulla previsione di attivazione della fase di carica (ad esempio indicativamente circa due ore prima).

II. MITIGAZIONE MPE IN ATTO PER ESIGENZE DI SISTEMA

Utilizzo del sistema di accumulo in concomitanza con richiesta attivazione MPE (fase di carica): la Sala Controllo, in assenza di conflittualità della fase richiesta con l'attività già in atto dei SANC, attiva in carica le unità di accumulo. Fin tanto che sussiste la condizione suddetta, ovvero l'esigenza di ridurre il transito sulla dorsale utilizzando le unità di accumulo in prelievo, l'attivazione della fase di carica potrà essere mantenuta fino al raggiungimento della completa carica.

III. MITIGAZIONE MPE TERMINATA PER ESIGENZE DI SISTEMA

Predisposizione a nuovo servizio (generalmente fase di scarica parziale): la Sala Controllo individua il SOC da raggiungere e predisporre a tal fine i dovuti comandi verso le unità di accumulo qualora sussista assenza di conflittualità degli stessi con l'attività in atto dei SANC.

7.1.3 REGOLAZIONE SECONDARIA DI FREQUENZA

L'utilizzo in regolazione secondaria non è programmato, ha carattere sperimentale e si caratterizza come l'asservimento dei SANC alla ricezione ed esecuzione del livello di regolazione secondaria inviato dal regolatore nazionale, avendo come finalità la verifica della compatibilità dell'erogazione del servizio con tali tecnologie.

La regolazione secondaria di frequenza viene sperimentalmente attivata in via separata rispetto al servizio di mitigazione della MPE. Il servizio viene attivato in assenza di esigenza di mitigazione di congestioni locali o per ridurre la mancata produzione da FRNP per vincoli di sistema e comunque espletato in tutte le sue fasi senza che sia compromessa alcuna azione legata alla mitigazione di MPE: è attivabile solo in finestre

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

temporali debitamente disaccoppiate rispetto a un nuovo fronte di congestione da FRNP e tali per cui sia possibile sospendere per tempo per la regolazione secondaria f-P garantendo alle UAC un'adeguata fase di predisposizione.

Il servizio può prevedere una fase preliminare di predisposizione e successive fasi di ripristino dello stato di carica in valori non prossimi alla saturazione.

7.1.4 REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA

La regolazione primaria di frequenza è un servizio mantenuto sempre attivo per tutte le unità di accumulo costituenti l'impianto SANC. Sono opportunamente trattati e tracciati eventuali casi in cui, in via eccezionale, si debba procedere alla disattivazione del servizio.

In termini di margini di potenza dedicati al servizio, si segnala come, in generale, siano sempre disponibili, quelli tra il punto di lavoro (determinato, ad esempio, dal valore di potenza erogato in una scarica di predisposizione) e la massima potenza di scarica o carica, a seconda del tipo di regime di frequenza.

7.1.5 RISERVA TERZIARIA E BILANCIAMENTO

Nel corso della sperimentazione, avendo comunque l'obiettivo di verificarne la fattibilità tecnica dell'implementazione e dell'esercizio sui sistemi di accumulo, il servizio non è mai stato attivato date le priorità riconosciute nell'ambito della sperimentazione (e.g. mitigazione MPE e regolazione di frequenza).

7.1.6 UTILIZZO DEL DYNAMIC THERMAL RATING

Gli esiti dei calcoli del DTR sono correntemente impiegati dagli applicativi di EMS Terna e nel telecontrollo da parte delle sale controllo e conduzione.

In generale i nuovi limiti di corrente delle linee, ricalcolati dinamicamente, sono impiegati secondo il seguente procedimento:

- Il limite di corrente DTR non può determinare riduzioni nel rating delle portate amperometriche degli elettrodotti: quelle massime di sicurezza rappresentano in ogni caso il valore di soglia inferiore nell'effettivo esercizio degli stessi
- Il limite superiore di effettivo esercizio può essere cautelativamente limitato entro valori massimi di maggior cautela, in ragione delle effettive condizioni al contorno
- Il ricalcolo DTR, in generale, determina un aumento del rating di capacità di trasporto degli elettrodotti costituenti la sezione critica delle semi-dorsali eoliche su cui esso è installato, rispetto ai valori nominali statici

La procedura che beneficia in maniera diretta dei nuovi valori, sfruttando l'integrazione dei sistemi, è quella di calcolo della sicurezza di rete N-1. Tuttavia, anche il calcolo della sicurezza di rete N può trovare benefici dall'impiego del DTR in particolari assetti.

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

Infatti, il DTR può determinare benefici in termini di riduzione di Mancata Produzione Eolica anche su porzioni di rete afferenti a quella in cui esso è presente, avendo valenza di poter incrementare la capacità di trasporto di una dorsale in condizioni N ed in condizioni N-1: in condizioni di rete N-1 (es. evento rappresentato da uno scatto linea in una porzione di rete) si può determinare una redistribuzione dei flussi energetici tra porzioni tra loro afferenti. La presenza del DTR può essere benefica quindi nel favorire la possibilità di massimizzare lo sfruttamento delle linee delle porzioni afferenti.

I nuovi valori sono disponibili in visualizzazione sui tool presenti nelle Sale Controllo e quindi funzionali all'attività di telecontrollo: un possibile utilizzo è quindi rappresentato dalla possibilità di sfruttare in tempo reale, in uno scenario di alta ventosità, una portata massima incrementata per effetto del DTR tale da annullare o ridurre la necessità di ricorrere a comandi di riduzione della produzione eolica per congestione locale. Altri possibili utilizzi sono invece rivolti alle analisi ed ai calcoli off-line per la valutazione della sicurezza degli assetti di rete, effettuati sia ai fini della programmazione di breve termine sia del dispacciamento.

a) .

8. DESCRIZIONE DEL PERIODO DI ESERCIZIO DEI PROGETTI PILOTA

8.1 APPROCCIO ALLA SPERIMENTAZIONE

Il biennio di sperimentazione è stato orientato a soddisfare, da un lato, le prescrizioni derivanti del quadro regolatorio, asservendo l'esercizio degli impianti, *in via prioritaria*, alla massimizzazione della mitigazione della mancata produzione eolica e dall'altro a sperimentare gli assetti d'esercizio riconoscendo come primaria l'esigenza di acquisire informazioni sulla tecnologia e sui possibili benefici da essa ottenibili.

Oltre ai riscontri di carattere quantitativo legati alle prestazioni di un dato servizio di rete, la strategia impiegata nel biennio ha contribuito alla conduzione d'indagini tecniche volte all'arricchimento del *know-how* specialistico nella gestione dei SANC (spendibile per l'intera vita operativa degli asset), generalizzando la validità dei risultati delle analisi così che si possa *prescindere*, per quanto possibile, dal modello operativo *sino* a questo momento adottato.

Il **modello** di sperimentazione è stato basato sui seguenti punti cardine:

- a) Il monitoraggio dei sistemi per un periodo temporale adeguato, costituendo uno storico di misurazioni che contenga periodi simili ripetuti più volte nel tempo (favorendo, in questo modo, le analisi comparate e misurando le variazioni *nel tempo*);
- b) La conduzione di analisi comparate basate sul monitoraggio di diversi impianti (tecnologicamente simili), ingaggiati in condizioni operative differenti, in termini di assetto e calibrazione dei servizi, con l'obiettivo di misurare chiaramente la differenza nei valori degli indicatori di prestazione;

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

- c) La messa in parallelo delle sequenze di esercizio, sfruttando la disponibilità di 3 impianti SANC, con l'obiettivo di massimizzare il numero di assetti testati a parità di tempo;
- d) L'opportuna distribuzione dello svolgimento dei test su ciascuno dei 3 impianti, perseguendo l'obiettivo di garantire, da un lato, l'adeguata rappresentatività del singolo test e dall'altro quello di esplorare quanto più adeguatamente possibile la numerosità/molteplicità che i principali assetti di esercizio possono esibire;
- e) La predisposizione di opportune fasi di funzionamento tali da permettere il raggiungimento dei valori massimi di rendimento ammessi dalla tecnologia:
 - o Osservando, per periodi temporali estesi e a fronte di attivazioni su *reali* esigenze operative (dissimili dai cicli di omologazione rispetto ai quali le tecnologie adottate sono state accreditate dei valori di rendimento "di targa"), gli stati di massimo rendimento consentiti dalla tecnologia;
 - o Caratterizzando i principali parametri operativi in tale regime di funzionamento;
 - o Individuando chiaramente gli assetti e le sequenze operative che ne permettono il raggiungimento.
- f) Il campionamento degli opportuni stati funzionamento, compresi nello spazio di quelli ammissibili per la tecnologia (e.g. diverse calibrazioni della semibanda di regolazione secondaria f-P), tra quelli a massimo rendimento e quelli a più bassi valori;

L'adozione di un approccio a carattere predittivo, puntando, in ogni caso, a generalizzare il legame tra assetti/parametri di funzionamento e gli indicatori di prestazione che ne derivano

8.2 EVENTI PRINCIPALI RISCONTRATI

Il periodo di sperimentazione ha permesso di raccogliere, in termini di valori di disponibilità, gli andamenti semestrali e per singolo impianto che seguono. Si rimanda al capitolo "*Descrizione del periodo di esercizio dei progetti pilota*" dei rispettivi report annuali per ulteriori dettagli.

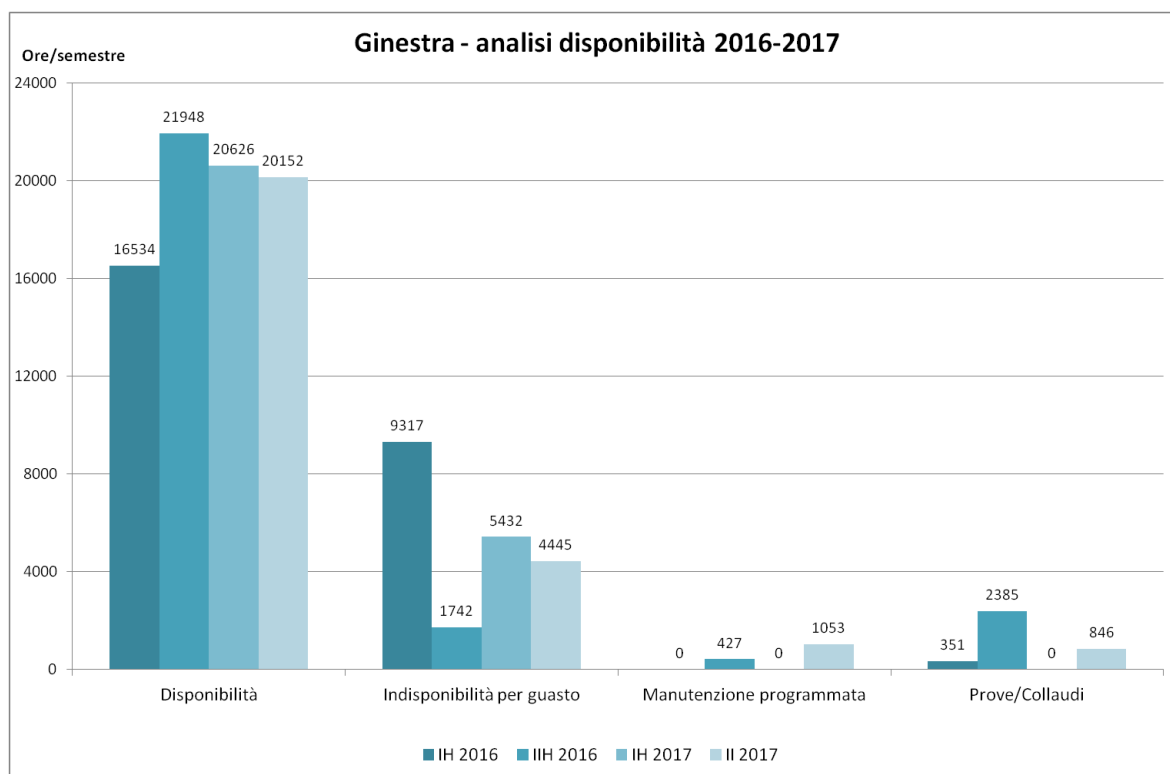


Figura 32. Ginestra, dati di disponibilità

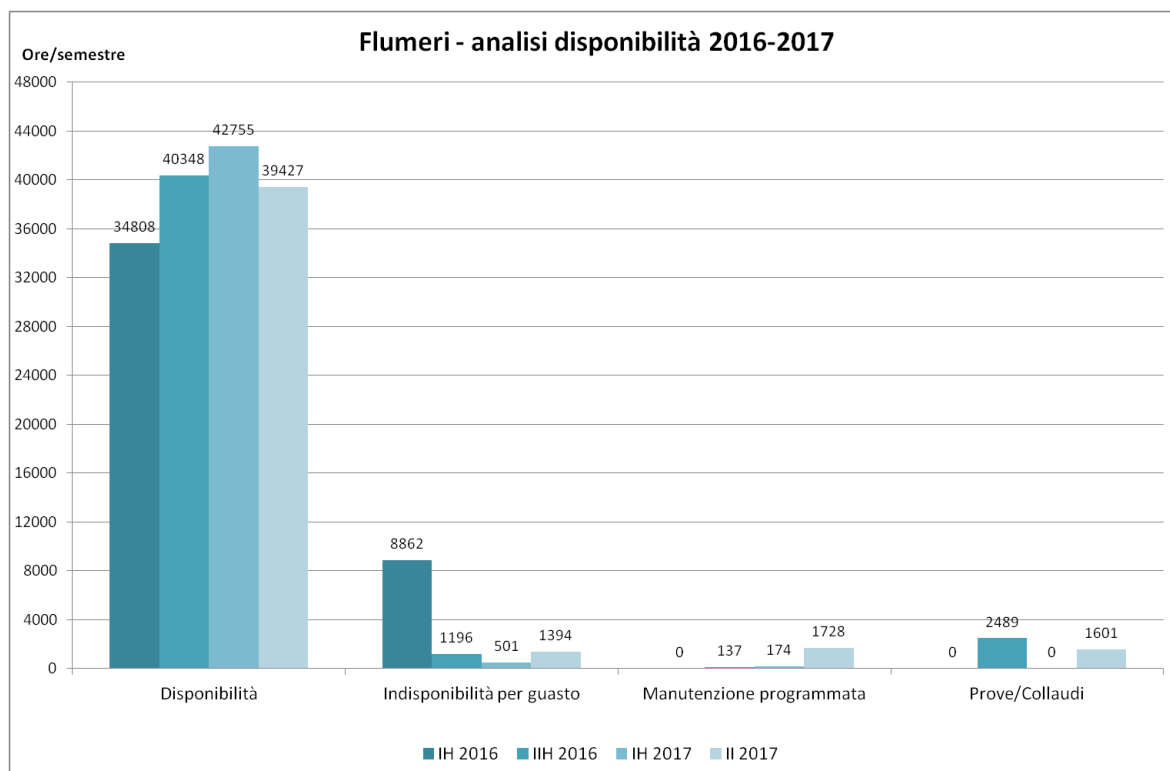


Figura 33 Flumeri, dati di disponibilità

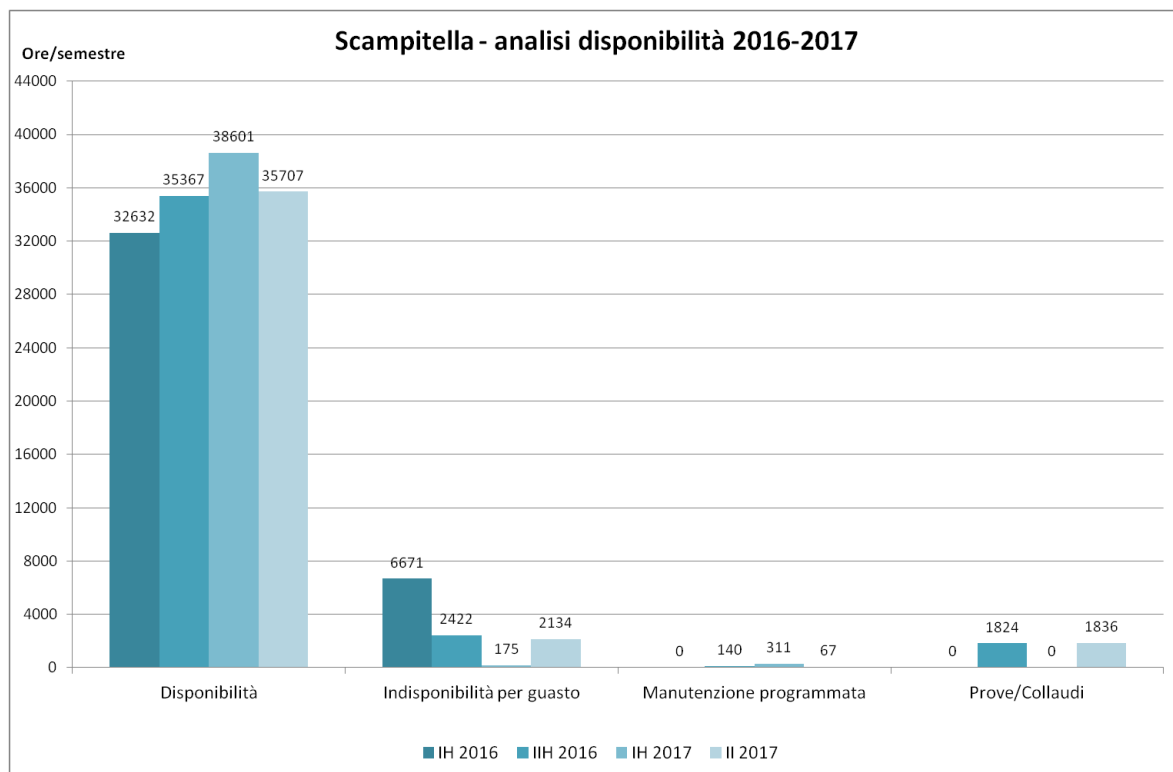


Figura 34. Scampitella, dati di disponibilità

L'analisi critica, a fine biennio, dei livelli di disponibilità degli impianti, può essere rappresentata come segue:

- L'utilizzo di tecnologie innovative in esercizio ha sicuramente richiesto una particolare attenzione sul fronte della manutenzione: i livelli di disponibilità sono aumentati, nel passaggio dal 2016 al 2017, del 6,3% per Ginestra, del 9,7% per Flumeri e del 9,6% per Scampitella. Emerge, in tal senso, l'efficacia degli interventi di riparazione messi in campo a fronte del manifestarsi di un consistente numero di guasti da "mortalità infantile" (al 2016 è imputabile il 63,6% del totale delle ore di fuori servizio nel biennio di sperimentazione, il 42,2% solo nel 1H);
- Incide sensibilmente lo svolgimento di "Prove e collaudi", in generale non legate a guasti di elementi d'impianto ma richieste dal capitolato tecnico (e.g. rilevamento degli indicatori KPI)
- I livelli di disponibilità tra i vari componenti d'impianto possono risultare sostanzialmente differenti: gli assemblati batteria hanno esibito tra i più alti valori di affidabilità, mentre il PCS e l'interfacciamento logico/di comunicazione tra i vari elementi d'impianto hanno determinato un numero consistente di ore di guasto;
- Importante è l'impatto dell'esecuzione del piano di manutenzione programmata sulle diverse componenti d'impianto.

L'andamento, su base semestrale e per impianto, è rappresentato da [da inserire grafici tratti dagli annuali]

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

Nello specifico, il componente maggiormente affetto da guasti, il PCS, ha condotto alla registrazione dei seguenti eventi:

- anomalie e guasti del sistema di raffreddamento dei convertitori statici (perdite di liquido refrigerante, rotture di componenti del circuito, etc.);
- sensibilità ai disturbi del sistema di comunicazione e degli interfacciamenti tra schede *embedded* dei singoli convertitori statici (es. Unit Control Board dei chopper) e schede del PCS (es. scheda “System”) o del PCS-Controller;
- sensibilità ai disturbi del BUS DC intermedio del PCS; anomalie provocate da errori di comunicazione tra le schede dei singoli convertitori statici e quelle delle batterie;
- intervento protezioni (fusibili) dei filtri LC di rete AC.

I malfunzionamenti per anomalie sui sistemi o sulle logiche software attinenti ai sistemi di controllo in impianto (BMS, PCS-Controller o SCI), oltre a essere risultati tra le principali cause di fuori servizio, sono certamente da segnalare come tra quelli maggiormente impattanti, in confronto, ad esempio, con i guasti di carattere puramente hardware, sul ripristino dell’esercizio, in quanto devono essere *sistematicamente* trattati:

- imponendo il fuori-servizio di tutte le Unità di Accumulo laddove gli eventi osservati possano determinare incertezze sul mantenimento dei dovuti livelli di sicurezza nella gestione e nell’esercizio dell’impianto;
- emulando, per quanto possibile, condizioni reali di esercizio al fine di identificare le cause dell’anomalia e le eventuali interazioni con altre logiche di funzionamento;
- eseguendo sessioni di prove con test di non regressione, essendo le correzioni o le soluzioni migliorative, per le maggior parte delle cause, a carattere invasivo sulle logiche già collaudate e rilasciate in produzione.

Nel resto del paragrafo sono riportate, invece, le cause di guasto, in numero di ore assolute e in % sul totale biennale, per impianto e singola voce di fuori servizio.

Si ricorda come, in conformità alle ipotesi adottate nei precedenti report annuali, tutte le tabelle del presente capitolo conteggiano un’ora di fuori servizio per ogni ora di indisponibilità di ciascuna UAC⁴ costituente il dato impianto.

⁴ Per le sole tabelle contenenti il numero di ore assolute, le celle con valori nulli sottintendono l’assenza di fuori servizio per la corrispondente voce.

GINESTRA SANC

SANC	Ginestra				
Ore guasto semestrali	I SEMESTRE 2016	II SEMESTRE 2016	I SEMESTRE 2017	II SEMESTRE 2017	Totale complessivo
Altro ⁵	875	102	0	0	977
Anomalia Batterie	0	0	56	126	182
Anomalia circuito di raffreddamento PCS	1179	982	0	0	2161
Anomalia HW PCS	0	0	3244	2752	5996
Anomalia HW resto d'impianto	0	0	43	918	961
Anomalia RTU	1220	0	0	0	1220
Anomalia SW PCS	0	424	177	32	633
Anomalia SW resto d'impianto	0	0	5	460	465
Anomalia Teleconduzione (SANC o UAC)	4506	0	0	0	4506
Cause esterne al SANC	0	0	1907	157	2064
Manutenzione ordinaria/straordinaria	0	0	0	1053	1053
Prove/Collaudi	351	2812	0	846	4009
Rottura Fusibili PCS	1146	234	0	0	1380
Sovratensione BUS PCS	391	0	0	0	391
Totale complessivo	9668	4554	5432	6344	25998

Tabella 6 - Ginestra storico di cause d'indisponibilità (in ore)

SANC	Ginestra				
Ore guasto semestrali	I SEMESTRE 2016	II SEMESTRE 2016	I SEMESTRE 2017	II SEMESTRE 2017	Totale complessivo
Altro	3,37%	0,39%	0,00%	0,00%	3,76%
Anomalia Batterie	0,00%	0,00%	0,22%	0,48%	0,70%
Anomalia circuito di raffreddamento PCS	4,53%	3,78%	0,00%	0,00%	8,31%
Anomalia HW PCS	0,00%	0,00%	12,48%	10,59%	23,06%
Anomalia HW resto d'impianto	0,00%	0,00%	0,17%	3,53%	3,70%
Anomalia RTU	4,69%	0,00%	0,00%	0,00%	4,69%
Anomalia SW PCS	0,00%	1,63%	0,68%	0,12%	2,43%
Anomalia SW resto d'impianto	0,00%	0,00%	0,02%	1,77%	1,79%
Anomalia Teleconduzione (SANC o UAC)	17,33%	0,00%	0,00%	0,00%	17,33%
Cause esterne al SANC	0,00%	0,00%	7,34%	0,60%	7,94%
Manutenzione ordinaria/straordinaria	0,00%	0,00%	0,00%	4,05%	4,05%
Prove/Collaudi	1,35%	10,82%	0,00%	3,25%	15,42%
Rottura Fusibili PCS	4,41%	0,90%	0,00%	0,00%	5,31%
Sovratensione BUS PCS	1,50%	0,00%	0,00%	0,00%	1,50%
Totale complessivo	37,19%	17,52%	20,89%	24,40%	100,00%

Tabella 7 - Ginestra storico di cause d'indisponibilità (in % del totale biennale)

FLUMERI SANC

⁵ Nella voce "Altro" sono conteggiate, complessivamente, le motivazioni di fuori servizio la cui incidenza percentuale di guasto sia inferiore all'1% o cause di guasto la cui dinamica ha determinato il fuori servizio contemporaneo o consequenziale di più componenti.

SANC	Flumeri				
Ore guasto semestrali	I SEMESTRE 2016	II SEMESTRE 2016	I SEMESTRE 2017	II SEMESTRE 2017	Totale complessivo
Altro	2694	325	0	0	3019
Anomalia Batterie	0	0	0	102	102
Anomalia HW PCS	0	0	360	1056	1416
Anomalia HW resto d'impianto	0	0	0	0	0
Anomalia servizi di rete SCI	367	0	0	0	367
Anomalia SW PCS	0	871	131	236	1238
Anomalia SW resto d'impianto	0	0	0	0	0
Anomalie SCI	3717	0	0	0	3717
Cause esterne al SANC	0	0	10	0	10
Manutenzione ordinaria/straordinaria	0	0	174	1728	1902
Prove/Collaudi	0	2626	0	1601	4227
Rottura Fusibili	1157	0	0	0	1157
Sovratensione bus DC PCS	927	0	0	0	927
Totale complessivo	8862	3822	675	4723	18082

Tabella 8 - Flumeri storico di cause d'indisponibilità (in ore)

SANC	Flumeri				
Ore guasto semestrali	I SEMESTRE 2016	II SEMESTRE 2016	I SEMESTRE 2017	II SEMESTRE 2017	Totale complessivo
Altro	14,90%	1,80%	0,00%	0,00%	16,70%
Anomalia Batterie	0,00%	0,00%	0,00%	0,56%	0,56%
Anomalia HW PCS	0,00%	0,00%	1,99%	5,84%	7,83%
Anomalia HW resto d'impianto	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Anomalia servizi di rete SCI	2,03%	0,00%	0,00%	0,00%	2,03%
Anomalia SW PCS	0,00%	4,82%	0,72%	1,31%	6,85%
Anomalia SW resto d'impianto	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Anomalie SCI	20,56%	0,00%	0,00%	0,00%	20,56%
Cause esterne al SANC	0,00%	0,00%	0,06%	0,00%	0,06%
Manutenzione ordinaria/straordinaria	0,00%	0,00%	0,96%	9,56%	10,52%
Prove/Collaudi	0,00%	14,52%	0,00%	8,85%	23,38%
Rottura Fusibili	6,40%	0,00%	0,00%	0,00%	6,40%
Sovratensione bus DC PCS	5,13%	0,00%	0,00%	0,00%	5,13%
Totale complessivo	49,01%	21,14%	3,73%	26,12%	100,00%

Tabella 9 - Flumeri storico di cause d'indisponibilità (in % del totale biennale)

SCAMPITELLA SANC

SANC	Scampitella
------	-------------

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

Ore guasto semestrali	I SEMESTRE 2016	II SEMESTRE 2016	I SEMESTRE 2017	II SEMESTRE 2017	Totale complessivo
Altro	2136	39	0	0	2175
Anomalia Batterie	0	0	0	0	0
Anomalia circuito di raffreddamento PCS	115	0	0	0	115
Anomalia HW PCS	0	0	0	1896	1896
Anomalia HW resto d'impianto	0	0	4	95	99
Anomalia LAN PCS	653	986	0	0	1639
Anomalia reset PCS da remoto	186	0	0	0	186
Anomalia SW gestione UAE SCI	402	0	0	0	402
Anomalia SW PCS	0	0	162	143	305
Anomalia SW resto d'impianto	0	0	0	0	0
Cause esterne al SANC	0	0	9	0	9
Manutenzione ordinaria/straordinaria	0	0	311	67	378
Prove/Collaudi	0	1964	0	1836	3800
Rottura Condensatori PCS	171	783	0	0	954
Rottura Fusibili PCS	3008	614	0	0	3622
Totale complessivo	6671	4386	486	4037	15580

Tabella 10 - Scampitella storico di cause d'indisponibilità (in ore)

SANC	Scampitella				
Ore guasto semestrali	I SEMESTRE 2016	II SEMESTRE 2016	I SEMESTRE 2017	II SEMESTRE 2017	Totale complessivo
Altro	13,71%	0,25%	0,00%	0,00%	13,96%
Anomalia Batterie	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Anomalia circuito di raffreddamento PCS	0,74%	0,00%	0,00%	0,00%	0,74%
Anomalia HW PCS	0,00%	0,00%	0,00%	12,17%	12,17%
Anomalia HW resto d'impianto	0,00%	0,00%	0,03%	0,61%	0,64%
Anomalia LAN PCS	4,19%	6,33%	0,00%	0,00%	10,52%
Anomalia reset PCS da remoto	1,19%	0,00%	0,00%	0,00%	1,19%
Anomalia SW gestione UAE SCI	2,58%	0,00%	0,00%	0,00%	2,58%
Anomalia SW PCS	0,00%	0,00%	1,04%	0,92%	1,96%
Anomalia SW resto d'impianto	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Cause esterne al SANC	0,00%	0,00%	0,06%	0,00%	0,06%
Manutenzione ordinaria/straordinaria	0,00%	0,00%	2,00%	0,43%	2,43%
Prove/Collaudi	0,00%	12,61%	0,00%	11,78%	24,39%
Rottura Condensatori PCS	1,10%	5,03%	0,00%	0,00%	6,12%
Rottura Fusibili PCS	19,31%	3,94%	0,00%	0,00%	23,25%
Totale complessivo	42,82%	28,15%	3,12%	25,91%	100,00%

Tabella 11 - Scampitella storico di cause d'indisponibilità (in % del totale biennale)

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

8.3 ESEMPIO SEQUENZE OPERATIVE DI ESERCIZIO NEL PERIODO DI TELECONDUZIONE

L'analisi di esercizio, orientata a estrapolare dai profili di attivazione in carica e scarica degli impianti l'attuazione delle sequenze operative conduce a dedurre la sovrapposizione degli effetti riconducibili al set di servizi di rete, e relativa calibrazione, in quel momento attivo; valgono, in generale, queste osservazioni di carattere *qualitativo*:

- La mitigazione MPE (locale e di sistema) è tale da richiedere, tipicamente, scariche di predisposizione e cariche in mitigazione alla potenza massima;
- La regolazione secondaria f-P, invece, è tale da richiedere una elevata modulazione del carico, nel campo \pm semibanda (SB); in questo caso la potenza richiesta al sistema di accumulo (che sia di carica o scarica) può distribuirsi sull'intera capability messa a disposizione per il servizio (e di estremi P set-point \pm SB).

I grafici e le analisi proposte per il 2016 e 2017, oltre che confermare la suddetta analisi qualitativa, contribuiscono a misurare quantitativamente l'impatto della calibrazione della SB e, quindi, del rapporto che si instaura tra i contributi complessivi dei servizi di mitigazione MPE e regolazione f-P.

La Figura 35 e Figura 36 (che, data la continuità nei valori registrati nel biennio, riportano, *per semplicità*, il solo andamento 2017) evidenziano i due fenomeni:

- La polarizzazione, *agli estremi*, del numero prevalente (relativo, laddove ricondotto alla mitigazione MPE, a un numero di attivazioni più ridotto) di attivazioni di fasi di carica o scarica: verso la fascia a 1÷3 ore per la modulazione in secondaria e 8 o 11 per le fasi di scarica e carica per mitigazione MPE;
- Al decrescere del valore configurato di SB, la curva di "potenza media" guadagna crescente pendenza nel senso dei periodi orari maggiori: chiaro è il contributo dei volumi ciclati *spostati* maggiormente agli estremi della capability (ai valori più alti, per mitigazione, e bassi per secondaria, in ragione di valori di SB decrescenti) e, quindi, *meno distribuiti* nella porzione centrale della capability stessa.

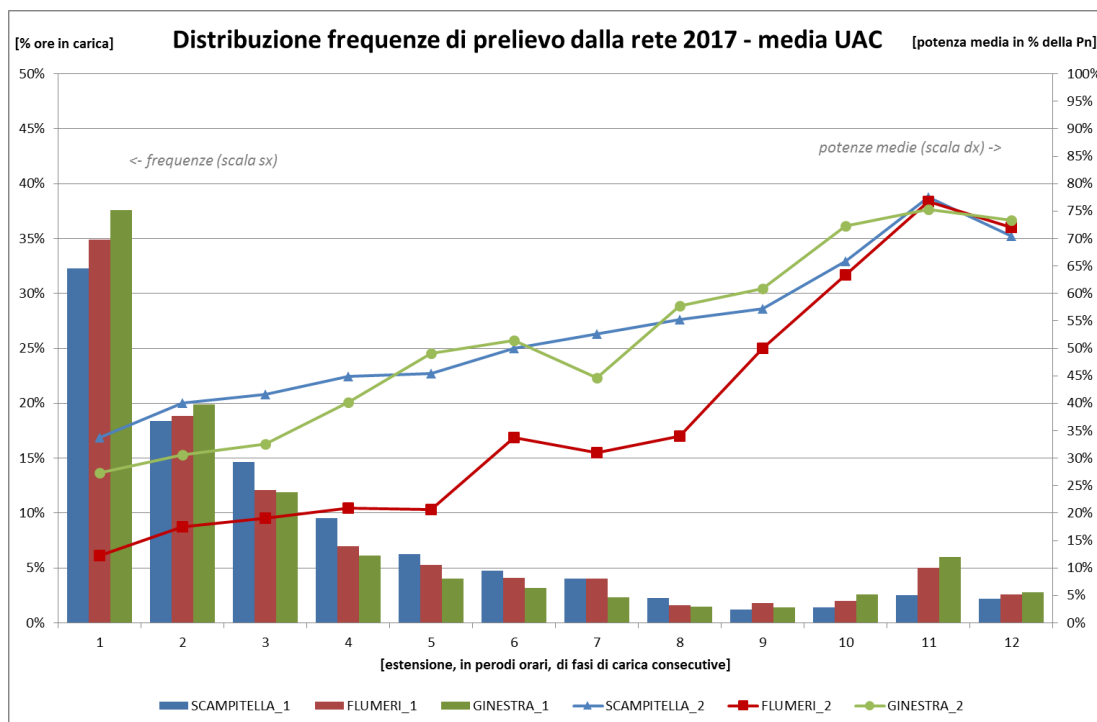


Figura 35 – Frequenza di carica SANC 2017

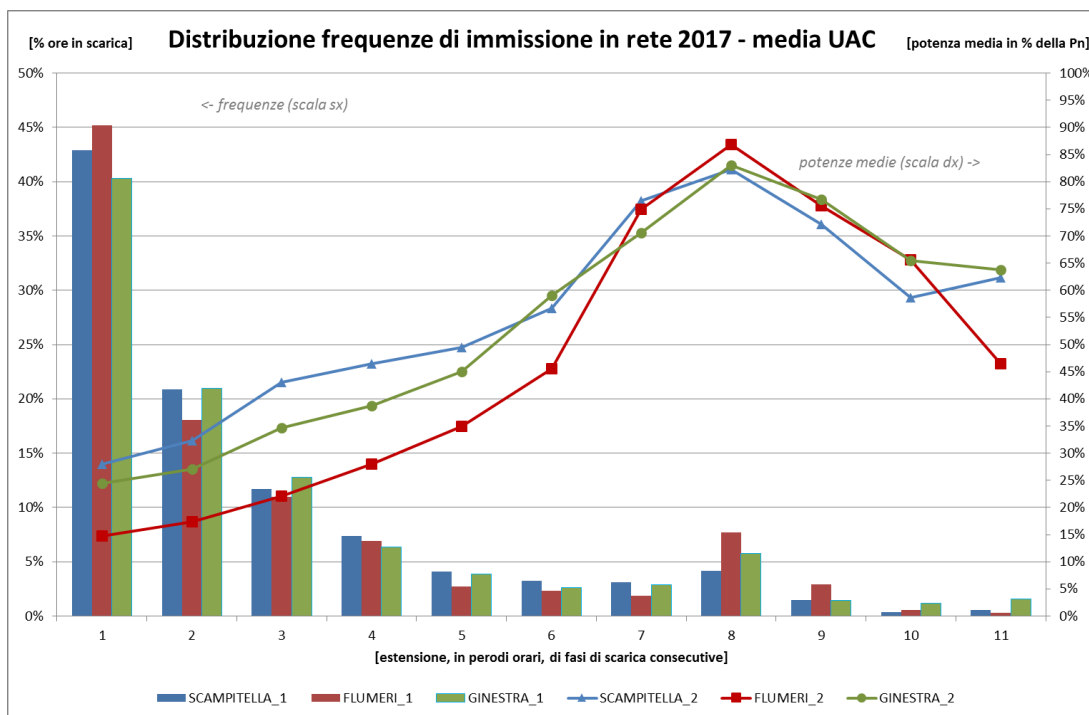


Figura 36 – Frequenza di scarica SANC 2017

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

8.4 BENEFICI NEL PERIODO DI TELECONDUZIONE

8.4.1 PREMESSA

La valutazione dei benefici conseguiti nel periodo di teleconduzione 01/01/2016 – 31/12/2017 viene condotta sulla base dei seguenti criteri:

- *Per il beneficio di Riduzione MPE:* il beneficio è rappresentato dal conteggio dell'energia prelevata dalla Rete dalle Unità di Accumulo durante le attivazioni di fasi di carica in ore in cui le UAC sono disponibili all'esercizio e sussiste la suddetta esigenza;
- *Per il beneficio associato al Dynamic Thermal Rating:* il beneficio è rappresentato dal calcolo dei volumi di MPE evitata effettivamente imputabili all'aumento del rating di capacità di trasporto degli elettrodotti costituenti la sezione critica delle semi-direttrici su cui i sistemi sono stati installati;
- *Per il beneficio di asservimento alla regolazione secondaria potenza/frequenza:* il beneficio è rappresentato dal conteggio dell'energia scambiata in valore assoluto con la Rete, nettato del valore di centro banda assegnato da un programma di potenza, nelle ore in cui le UAC vengono asservite dall'operatore di Sala al servizio omonimo;
- *Per il beneficio di asservimento alla regolazione primaria di frequenza:* il beneficio è rappresentato dal conteggio delle ore di disponibilità delle UAC al servizio omonimo, ovvero in cui le UAC sono disponibili all'esercizio ed è attiva, a livello di UAC, la funzione di asservimento alla regolazione primaria di frequenza.

8.4.2 BENEFICIO DI RIDUZIONE MPE

Di seguito si riporta il dettaglio del beneficio di Riduzione MPE per ogni impianto SANC, in riferimento sia alla MPE per congestioni locali che alla MPE per soddisfacimento di Vincoli di Sistema. Insieme ai volumi globali di energia assorbita per riduzione MPE vengono riportati anche i dettagli relativi ai progetti pilota (insieme delle UAC connesse alle semisbarre MT).

Dai consuntivi di seguito rappresentati emerge una sostanziale prevalenza di volumi di energia riconducibili alla mitigazione MPE per congestioni locali rispetto a quella per vincoli di sistema (sia per ripristino dei margini di riserva a scendere che per congestione tra zone di mercato).

Le motivazioni attengono a più aspetti del consuntivo di esercizio e della fenomenologia di accadimento di congestioni tra zone di mercato e sono così schematizzabili:

- Sia durante il 2016 che il 2017, i volumi di MPE, su entrambe le dorsali (presidiate da Ginestra e Flumeri-Scampitella), per “Ripristino margini di riserva terziaria” sono nulli;
- la congestione tra zone di mercato, cui contribuisce la generazione eolica installata sulle dorsali suddette, è di solito concomitante con la congestione locale o si manifesta compiutamente subito a seguire: nel primo caso, i volumi di attivazione sui SANC sono contati come “mitigazione MPE per congestioni locali” mentre nel secondo, tipicamente, si configura uno stato di accumulatori completamente carichi (avendo precedentemente fronteggiato una congestione locale) a fronte del perdurare della necessità di assorbimento per mitigazione.

GINESTRA SANC

La tabella seguente mostra il dato complessivo dell’energia assorbita per riduzione MPE nel biennio di riferimento per l’impianto GINESTRA SANC. Insieme ai GWh totali, sono riportati i valori relativi ai due progetti pilota, A1 e A2.

Beneficio Riduzione Mancata Produzione Eolica nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2017 (GINESTRA SANC)			
Energia prelevata dalla RTN per la riduzione MPE	SANC	A1	A2
Riduzione MPE per Congestioni locali [GWh]	10,783	5,267	5,515
Riduzione MPE per Vincoli di Sistema [GWh]	0,546	0,294	0,242
Riduzione MPE complessiva [GWh]	11,329	5,561	5,757

Tabella 12 - Beneficio Riduzione MPE su dorsale critica nel periodo di riferimento 01/01/2016-31/12/2017 – GINESTRA SANC

Come riportato in Tabella 12, Ginestra ha contribuito alla riduzione di MPE con **11,329 GWh** assorbiti globalmente nel biennio 2016-2017: la riduzione di MPE per vincoli di sistema somma a 0,546 GWh; questa

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

evenienza è dipesa principalmente dal numero e dalla sequenza temporale con cui si sono manifestate le due esigenze di rete (mitigazione MPE per congestioni locali e di sistema).

Dall'analisi emerge un sostanziale allineamento tra i volumi accreditati ai progetti A1 e A2.

FLUMERI SANC

Analogamente al caso di Ginestra, di seguito vengono riportati i dati relativi all'energia assorbita per riduzione MPE nel biennio di riferimento per l'impianto Flumeri SANC. Insieme ai GWh totali, sono inseriti valori relativi ai due progetti pilota, B1 e B2.

Beneficio Riduzione Mancata Produzione Eolica nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2017(FLUMERI SANC)			
Energia prelevata dalla RTN per la riduzione MPE	SANC	B1	B2
Riduzione MPE per Congestioni locali [GWh]	11,62	5,678	5,942
Riduzione MPE per Vincoli di Sistema [GWh]	0,772	0,399	0,372
Riduzione MPE complessiva [GWh]	12,392	6,078	6,313

Tabella 13 - Beneficio Riduzione MPE su dorsale critica nel periodo di riferimento 01/01/2016-31/12/2017 (FLUMERI SANC)

La tabella precedente mostra come l'impianto di Flumeri abbia contribuito alla riduzione di MPE con l'assorbimento di **12,392 GWh** di cui 0,772 GWh ascrivibili ai vincoli di sistema; anche in questo caso, la motivazione è da ricondursi principalmente al numero e alla sequenza temporale con cui si sono manifestate le due distinte esigenze di rete (valendo tale considerazione anche per Scampitella SANC).

SCAMPITELLA SANC

Il contributo alla mitigazione della Mancata Produzione Eolica da parte dell'impianto SCAMPITELLA SANC è riportato nella Tabella 14: sono riportati sia i GWh complessivi assorbiti dall'impianto che quelli relativi ai due progetti pilota, C1 e C2.

Beneficio Riduzione Mancata Produzione Eolica nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2017(SCAMPITELLA SANC)			
Energia prelevata dalla RTN per la riduzione MPE	SANC	C1	C2
Riduzione MPE per Congestioni locali [GWh]	9,885	5,552	4,334
Riduzione MPE per Vincoli di Sistema [GWh]	0,766	0,416	0,349
Riduzione MPE complessiva [GWh]	10,652	5,968	4,684

Tabella 14 - Beneficio Riduzione MPE su dorsale critica nel periodo di riferimento 01/01/2016-31/12/2017 (SCAMPITELLA SANC)

L'impianto, durante l'arco del biennio, ha assorbito **10,652 GWh** per la riduzione di MPE, di cui 0,766 GWh per vincoli di sistema.

I valori accreditati ai due progetti pilota sono sostanzialmente allineati anche in considerazione della differente taglia tra il C1 e C2 (in un rapporto pari a 125%).

8.4.3 BENEFICI ASSOCIATI ALLA REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA

La rendicontazione del servizio viene resa attraverso l'informazione delle ore in cui il servizio viene mantenuto attivo su almeno un'Unità di Accumulo disponibile all'esercizio. In generale, tuttavia, l'attivazione è estesa al massimo numero di Unità disponibili, considerata la valenza e il pregio del servizio. Tale valutazione viene effettuata utilizzando i seguenti dati prelevati dal Sistema di Controllo SCCT:

- stato di attivazione della funzione "regolazione primaria di frequenza";
- il segnale di stato "marcia avanti PCS" della UAC attivo

La presenza di entrambi i segnali in stato attivo discrimina le ore di asservimento effettive al servizio di regolazione.

Inoltre, analogamente a quanto previsto per la regolazione secondaria, la rendicontazione viene additionally integrata con l'informazione dei valori assunti dalle parametrizzazioni standard del servizio, delle misure di potenza e di energia scambiate dalla singola UAC con la RTN, delle misure di frequenza su rete AT.

Il valore dell'energia scambiata con la RTN per tale servizio, però, risulta quantitativamente ridotto, per via della natura del servizio, e non rappresenta un indicatore efficace nella valutazione dell'effettivo beneficio. Pertanto, il beneficio viene rappresentato come ore di asservimento delle Unità di Accumulo alla funzione "regolazione primaria di frequenza".

La parametrizzazione del servizio è identica tra i 3 SANC, e rappresentata nella successiva tabella.

Parametro	Calibrazione	Unità di misura	Significato
Set-point di frequenza	50	Hz	Valore nominale della frequenza di rete
Banda morta	20	mHz	Parametro prescritto dall'Allegato A15 del codice di rete
Banda morta isteresi	50%	% banda morta	Valore del parametro impiegato per introdurre il meccanismo di isteresi nella gestione del contributo di regolazione primaria
Statismo	2%	%	Parametro prescritto dall'Allegato A15 del codice di rete
Limite regolazione P max	200%	% cap. ist.	Valore massimo del contributo di primaria per sottofrequenze
Limite Regolazione P min	-200%	% cap. ist.	Valore massimo del contributo di primaria per sottofrequenze
Tempo di risposta	1	secondi	Intervallo di tempo massimo entro cui il sistema è in grado di erogare il contributo richiesto

Tabella 15 – Valori assunti dalle parametrizzazioni del servizio di regolazione primaria

Si segnala che la taratura del valore di statismo impostato (pari al 2%) determina, a parità di altre condizioni, un contributo in potenza attiva almeno pari al doppio di quello degli impianti termici e idroelettrici.

Di seguito viene riportato, per i singoli impianti SANC, il numero di ore di attivazione del servizio in esame.

GINESTRA SANC

Come sopra specificato, il beneficio viene computato tramite il numero di ore di asservimento al servizio di regolazione primaria di frequenza:

Numero di ore di asservimento al servizio di regolazione primaria di frequenza nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2017 (GINESTRA SANC)				
	2016		2017	
PERIODO TEMPORALE	n° ore	% di attivazione	n° ore	% di attivazione
GENNAIO	126	17%	152	20%
FEBBRAIO	237	34%	664	99%
MARZO	404	54%	704	95%
APRILE	256	36%	488	68%
MAGGIO	575	77%	744	100%
GIUGNO	588	82%	360	50%
LUGLIO	669	90%	419	56%
AGOSTO	744	100%	727	98%
SETTEMBRE	683	95%	720	100%
OTTOBRE	739	99%	250	34%
NOVEMBRE	326	45%	709	98%

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE			10/10/2018
				Rev.00

DICEMBRE	709	95%	744	100%
TOTALE	6055		6681	

Tabella 16 – Numero ore e percento sul totale delle ore mensili di asservimento alla regolazione primaria di frequenza nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2017 (GINESTRA SANC)

FLUMERI SANC

Di seguito il riepilogo del numero di ore di attivazione del servizio in esame; il valore percentuale è riferito al totale mensile/annuale.

Numero di ore di asservimento al servizio di regolazione primaria di frequenza nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2017(FLUMERI SANC)				
PERIODO TEMPORALE	2016		2017	
	n° ore	% di attivazione	n° ore	% di attivazione
GENNAIO	724	97%	467	63%
FEBBRAIO	442	63%	672	100%
MARZO	698	94%	711	96%
APRILE	525	73%	482	67%
MAGGIO	490	66%	744	100%
GIUGNO	720	100%	715	99%
LUGLIO	598	80%	535	72%
AGOSTO	743	100%	735	99%
SETTEMBRE	720	100%	720	100%
OTTOBRE	674	91%	743	100%
NOVEMBRE	672	93%	712	99%
DICEMBRE	740	99%	744	100%
TOTALE	7747		7980	

Tabella 17 – Numero ore e percento sul totale delle ore mensili di asservimento alla regolazione primaria di frequenza nel periodo 01/01/2016-31/12/2017 (FLUMERI SANC)

SCAMPITELLA SANC

La Tabella 18 mostra le ore effettive di asservimento al servizio, sia in termini assoluti che percentuali (rispetto al totale mensile/annuale), per l'impianto Scampitella SANC.

Numero di ore di asservimento al servizio di regolazione primaria di frequenza nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2017(SCAMPITELLA SANC)				
PERIODO TEMPORALE	2016		2017	
	n° ore	% di attivazione	n° ore	% di attivazione
GENNAIO	0	0%	490	66%
FEBBRAIO	61	9%	672	100%
MARZO	467	63%	709	95%
APRILE	632	88%	482	67%
MAGGIO	684	92%	743	100%
GIUGNO	708	98%	715	99%
LUGLIO	475	64%	535	72%
AGOSTO	744	100%	735	99%
SETTEMBRE	720	100%	720	100%
OTTOBRE	743	100%	743	100%
NOVEMBRE	559	78%	517	72%
DICEMBRE	742	100%	742	100%
TOTALE	6535		7803	

Tabella 18 – Numero ore e percento sul totale delle ore mensili di asservimento alla regolazione primaria di frequenza nel periodo 01/07/2016-31/12/2016 (SCAMPITELLA SANC)

8.4.4 BENEFICI ASSOCIATI ALLA REGOLAZIONE SECONDARIA FREQUENZA/POTENZA

In questa sezione verranno riportati i riscontri derivanti dalla attivazione della regolazione secondaria f-P sui 3 impianti in termini di numero di ore di attivazione del servizio stesso nel biennio 2016-2017.

A titolo informativo, vengono di seguito riportati i valori assunti dalle parametrizzazioni del servizio, secondo una strategia unica per i 3 SANC:

Parametro	Calibrazione	Unità di misura	Significato
Semibanda	Variabile nel range 20-100%*	% capa. ist.	Valore massimo del contributo, centrato rispetto al punto di lavoro, del servizio di regolazione secondaria di frequenza

Tabella 19 – Parametrizzazione del servizio di regolazione secondaria P/f

* Durante l'Operation, il valore di semibanda è stato adattato secondo le esigenze del Dispacciamento in tempo reale.

Si fa comunque presente, come, in linea generale, lo scenario più frequente di esercizio degli impianti in regolazione secondaria f-P, ha previsto un valore di centro banda paria 0 MW in abbinamento al dato valore di semibanda.

GINESTRA SANC

Nella tabella seguente sono disponibili il dettaglio mensile e il valore globale nel biennio, sia in termini assoluti che in percentuale rispetto al totale mensile/annuale, delle ore di attivazione del servizio in esame:

Numero di ore di asservimento al servizio di regolazione secondaria di frequenza nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2017(GINESTRA SANC)				
PERIODO TEMPORALE	2016		2017	
	n° ore	% di attivazione	n° ore	% di attivazione
GENNAIO	126	17%	100	13%
FEBBRAIO	237	35%	476	71%
MARZO	428	58%	562	76%
APRILE	341	47%	282	39%
MAGGIO	382	51%	554	74%
GIUGNO	224	31%	312	43%
LUGLIO	564	76%	324	43%
AGOSTO	380	51%	562	76%
SETTEMBRE	400	56%	496	69%
OTTOBRE	493	66%	208	28%
NOVEMBRE	163	23%	549	76%
DICEMBRE	530	71%	600	81%
TOTALE	4267		5025	

Tabella 20 – Numero ore e per cento sul totale delle ore mensili di asservimento alla regolazione frequenza/potenza (GINESTRA SANC)

Nell’arco del periodo di riferimento, quindi, l’impianto è stato asservito al servizio di regolazione secondaria per **9292 ore**, scambiando complessivamente un’energia pari a **16,418 GWh**, ottenuta come somma in valore assoluto dell’energia immessa e prelevata dal SANC.

FLUMERI SANC

Come nel caso di Ginestra, di seguito vengono riportate le ore di asservimento al servizio di regolazione secondaria f-P consuntivate per l’impianto di Flumeri.

Nella tabella seguente sono disponibili il dettaglio mensile e il valore globale annuale, sia in termini assoluti, sia in percentuale rispetto al totale.

Numero di ore di asservimento al servizio di regolazione secondaria di frequenza nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2017(FLUMERI SANC)				
PERIODO TEMPORALE	2016		2017	
	n° ore	% di attivazione	n° ore	% di attivazione
GENNAIO	724	98%	362	49%
FEBBRAIO	442	66%	497	74%
MARZO	544	73%	571	77%
APRILE	166	23%	279	39%
MAGGIO	292	39%	573	77%
GIUGNO	393	54%	659	91%
LUGLIO	530	71%	466	63%
AGOSTO	523	70%	621	84%
SETTEMBRE	436	61%	521	72%
OTTOBRE	459	62%	641	86%
NOVEMBRE	441	61%	474	66%
DICEMBRE	570	77%	473	64%
TOTALE	5519		6137	

Tabella 21 – Numero ore e percento sul totale delle ore mensili di asservimento alla regolazione frequenza/potenza (FLUMERI SANC)

Nella finestra temporale gennaio 2016 – dicembre 2017 l’impianto è stato asservito al servizio in esame per **11656 ore**, durante le quali ha contribuito alla regolazione secondaria f-P scambiando con la rete un’energia pari a **9,176 GWh** (ottenuta come somma in valore assoluto dell’energia immessa e prelevata dal SANC).

SCAMPITELLA SANC

La tabella seguente mostra il beneficio in termini di ore di attivazione della regolazione secondaria frequenza/potenza relativo all'impianto Scampitella SANC.

Nella tabella seguente sono disponibili il dettaglio mensile e il valore globale, sia in termini assoluti, sia in percentuale rispetto al totale mensile/annuale.

Numero di ore di asservimento al servizio di regolazione secondaria di frequenza nel periodo 01/01/2016 - 31/12/2017(SCAMPITELLA SANC)				
PERIODO TEMPORALE	2016		2017	
	n° ore	% di attivazione	n° ore	% di attivazione
GENNAIO	0	0%	403	54%
FEBBRAIO	62	9%	483	72%
MARZO	318	43%	507	68%
APRILE	174	24%	280	39%
MAGGIO	419	56%	556	75%
GIUGNO	388	54%	667	92%
LUGLIO	404	54%	445	60%
AGOSTO	524	71%	607	82%
SETTEMBRE	396	55%	483	67%
OTTOBRE	486	65%	611	82%
NOVEMBRE	306	43%	430	60%
DICEMBRE	545	73%	611	82%
TOTALE	4022		6083	

Tabella 22 – Numero ore e per cento sul totale delle ore mensili di asservimento alla regolazione frequenza/potenza (SCAMPITELLA SANC)

Nell'arco del biennio l'impianto è stato asservito al servizio in esame per **10105 ore**, durante le quali ha contribuito alla regolazione secondaria f-P per un totale di energia scambiata con la rete pari a **26,978 GWh**, ottenuta come somma in valore assoluto dell'energia immessa e prelevata dal SANC.

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

8.4.5 SINTESI DEL PERIODO DI ASSERVIMENTO AI SERVIZI DI RETE

Oggetto

Di seguito si riporta un quadro riepilogativo delle modalità operative tramite le quali sono stati eserciti i tre impianti SANC nel periodo di teleconduzione 01/01/2016– 31/12/2017.

Metodologia di analisi

Le modalità operative di esercizio vengono rappresentate tramite il consuntivo delle ore mensili in cui ciascun impianto SANC viene asservito ai servizi di rete oggetto della sperimentazione, ovvero:

- servizio di regolazione primaria di frequenza;
- servizio di regolazione secondaria di frequenza (cd. regolazione potenza/frequenza f-P);
- mitigazione della Mancata Produzione Eolica.

Tali servizi di rete possono essere erogati da ciascuna Unità di Accumulo (UAC) singolarmente oppure simultaneamente, attraverso l'attivazione, da remoto oppure da locale, dell'omonima funzionalità di dispacciamento implementata nei sistemi di conduzione e controllo.

Il conteggio complessivo delle ore di asservimento ad uno specifico servizio viene riportato a livello di impianto SANC, considerando di conteggiare un'ora di asservimento quando sussiste almeno una UAC dell'impianto in condizioni di disponibilità e con la relativa funzione attiva. In considerazione dell'evenienza di poter attivare per ciascuna UAC più di una funzione di dispacciamento simultaneamente, è possibile registrare e quindi consuntivare, per una stessa ora del periodo di riferimento, più di un servizio attivo.

Risultati e commenti

In condizione ordinarie di esercizio, quando sussiste esigenza di mitigazione della mancata produzione eolica, l'operatore gestisce il contributo richiesto in potenza dagli altri servizi agendo opportunamente sulle rispettive parametrizzazioni o disattivandone l'operatività.

Ad esempio, quando sussiste esigenza di mitigare la mancata produzione eolica, la funzionalità di regolazione secondaria f-P può essere disattivata o mantenuta attiva ma con valori di semibanda nulli o ridotti, in maniera da limitare i contributi per tale servizi e ridurre possibili interferenze con l'asservimento della UAC alla mitigazione di MPE.

La possibilità di non disattivare servizi meno prioritari, modulandone i relativi contributi (agendo, per esempio, sulle parametrizzazioni), rappresenta una tipologia di assetto strettamente funzionale alla sperimentazione, in quanto permette la verifica della stabilità e della robustezza dei sistemi di controllo laddove più funzionalità vengano attivate ed esercite in parallelo.

GINESTRA – ore in attivazione riduzione MPE (2016-2017)		
Periodo temporale	2016	2017
GENNAIO	0	34
FEBBRAIO	89	53
MARZO	93	58
APRILE	113	67
MAGGIO	120	86
GIUGNO	77	30
LUGLIO	42	54
AGOSTO	93	55
SETTEMBRE	16	91
OTTOBRE	80	46
NOVEMBRE	52	82
DICEMBRE	41	64
TOTALE	816	720

Tabella 23- Fasi di asservimento/utilizzo dei servizi nel periodo di riferimento 01/01/2016 - 31/12/2017 (GINESTRA SANC)

FLUMERI – ore in attivazione riduzione MPE (2016-2017)		
Periodo temporale	2016	2017
GENNAIO	26	62
FEBBRAIO	76	47
MARZO	74	56
APRILE	105	62
MAGGIO	166	67
GIUGNO	85	28
LUGLIO	27	74
AGOSTO	89	46
SETTEMBRE	33	82
OTTOBRE	65	42
NOVEMBRE	70	27
DICEMBRE	38	61
TOTALE	854	654

Tabella 24 - Fasi di asservimento/utilizzo dei servizi nel periodo di riferimento 01/01/2016-31/12/2017 (FLUMERI SANC)

SCAMPITELLA – ore in attivazione riduzione MPE (2016-2017)		
Periodo temporale	2016	2017
GENNAIO	31	60
FEBBRAIO	77	50
MARZO	83	56
APRILE	109	61
MAGGIO	97	61
GIUGNO	74	28
LUGLIO	44	68
AGOSTO	94	45
SETTEMBRE	28	63
OTTOBRE	83	49
NOVEMBRE	83	42
DICEMBRE	36	50
TOTALE	839	633

Tabella 25 - Fasi di asservimento/utilizzo dei servizi nel periodo di riferimento 01/01/2016-31/12/2017 (SCAMPITELLA SANC)

8.4.6 BENEFICI ASSOCIATI AL DYNAMIC THERMAL RATING

Il beneficio reso dal DTR alla riduzione dei volumi di MPE, per le semi-dorsali in esame, è imputabile alla effettiva concomitanza delle seguenti condizioni d’esercizio della rete:

- Sussistono in tempo reale condizioni favorevoli di temperatura e velocità del vento tali da aumentare il rating di capacità di trasporto delle linee;
- Si verificano esigenze tali da richiedere taglio di produzione eolica.

Si riporta quindi di seguito, per ciascuna delle porzioni critiche 150 kV, il beneficio relativo ai volumi di mitigazione di MPE conseguiti tramite l’utilizzo del DTR nel biennio 2016-2017.

Dorsale	SAVING MPE 2016	SAVING MPE 2017	TOTALE
Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito	37,40 GWh	57,39 GWh	94,79 GWh
Bisaccia – Bisaccia 380	11,58 GWh	7,68 GWh	19,26 GWh

Tabella 26 – Beneficio Riduzione MPE dovuto a sistemi DTR nel periodo di riferimento 01/01/2016-31/12/2017

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

ANALISI DEGLI INCREMENTI DEI LIMITI DI CORRENTE DA DTR

I limiti di corrente delle linee, ricalcolati dinamicamente dal DTR, sono caratterizzati da quanto segue:

- Le portate amperometriche massime di sicurezza rappresentano il valore di soglia inferiore nell'effettivo esercizio degli elettrodotti;
- Il limite superiore di effettivo esercizio può essere prudenzialmente limitato entro valori massimi di maggior cautela, in ragione delle effettive condizioni al contorno;
- Il ricalcolo DTR, in generale e quando sussistono le condizioni ambientali favorevoli, determina un aumento del rating di capacità di trasporto degli elettrodotti costituenti la sezione critica delle semi-dorsali eoliche su cui esso è installato, rispetto ai valori nominali statici.

Un'analisi critica del biennio può certamente condurre alla seguenti deduzioni:

- Il sistema DTR conduce a ricalcoli del rating tali, da un punto di vista statistico, di saturare frequentemente i valori massimi: lo si denota chiaramente dalla distribuzione del numero di campioni per fascia di beneficio: quelli massimi invernali (dell'ordine del +15%) costituiscono ampiamente la popolazione maggiore ($\approx 40\%$ del totale), così come è rilevante il contributo al +135% circa (pari a circa il 20% annuale) degli scenari estivi;
- È chiara la correlazione con la stagionalità: sono gli scenari invernali quelli a maggiore ventosità (quindi con condizioni di maggior favore in termini di massima dissipazione di calore sui conduttori), evenienza, questa, che si riflette, ad esempio, nella statistica del contributo massimo DTR: sono più che doppie le ore invernali con piena saturazione della portata massima in raffronto a quelle estive.

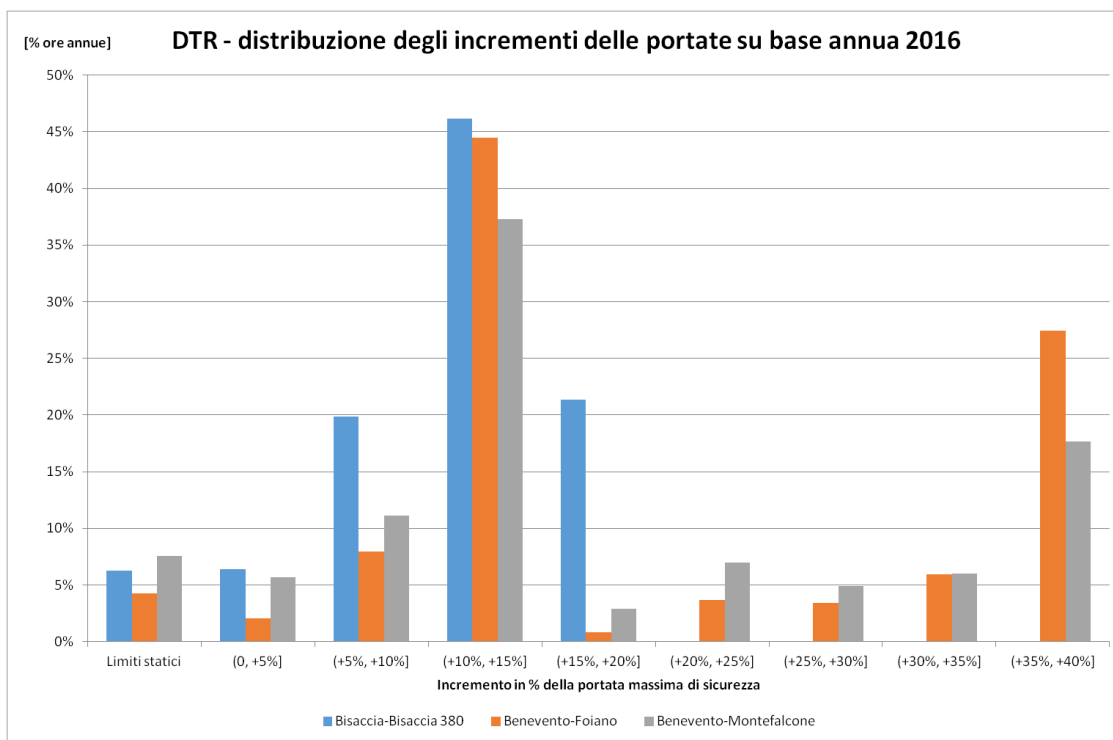


Figura 37 - DTR – distribuzione degli incrementi delle portate nell'anno 2016

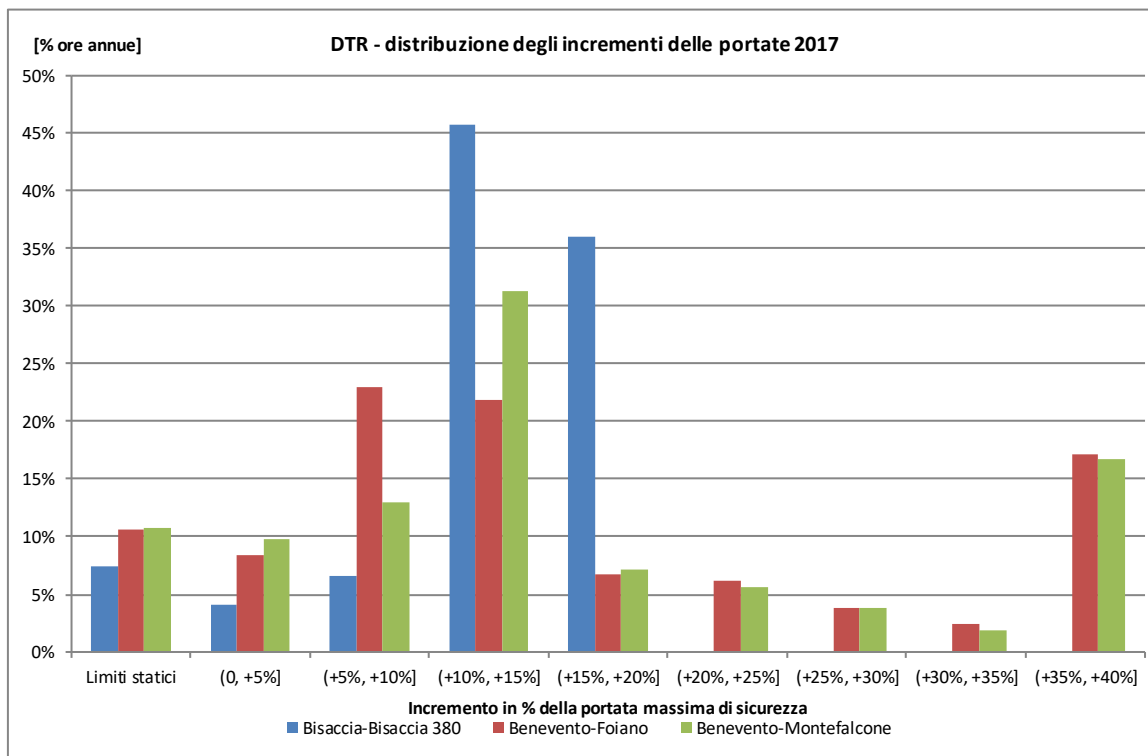


Figura 38- DTR – distribuzione degli incrementi delle portate nell'anno 2017

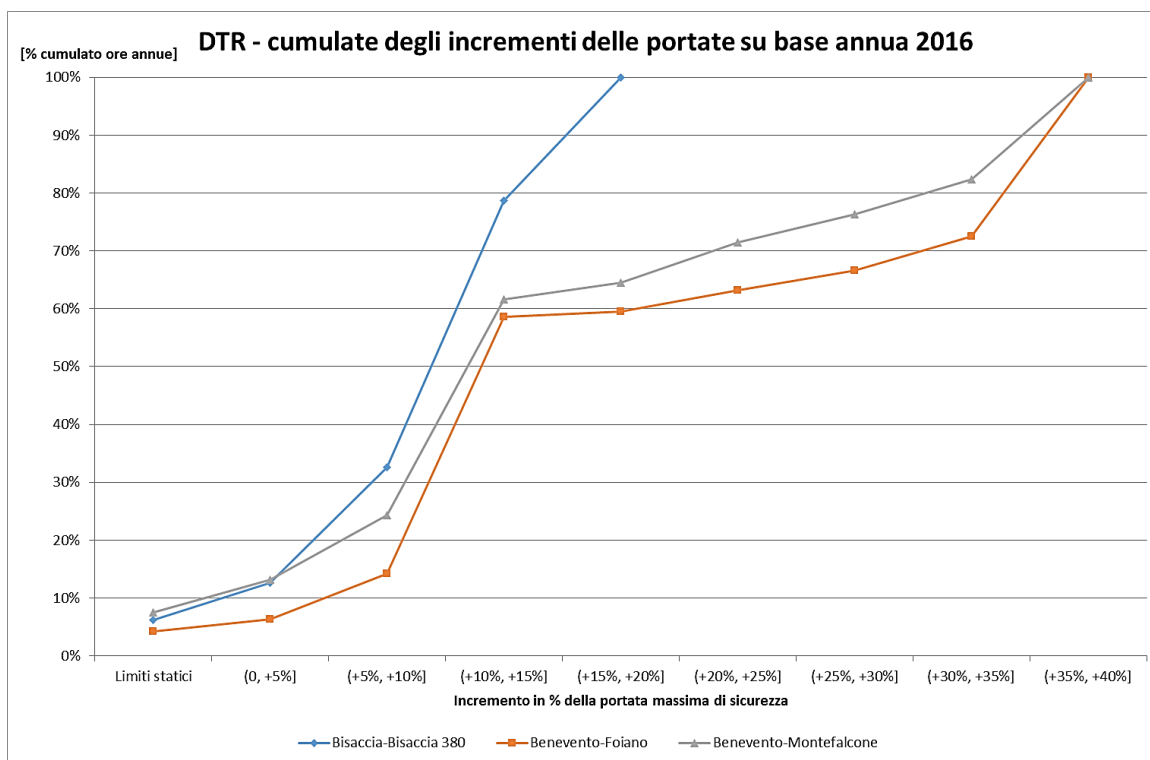


Figura 39 - DTR – cumulate dell'aumento del rating, anno 2016

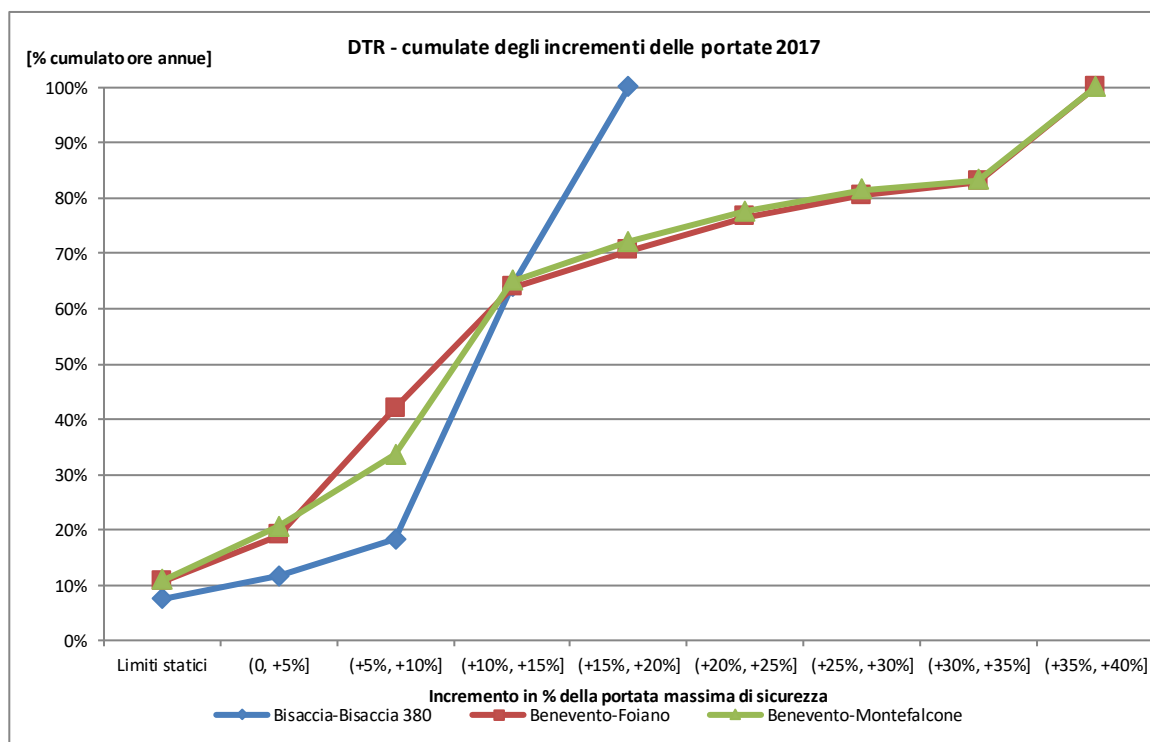


Figura 40 - DTR – cumulate dell'aumento del rating, anno 2017

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

8.5 INDICATORI PRINCIPALI DI PERFORMANCE DI ESERCIZIO

8.5.1 PREMESSA

Le performance di esercizio di un impianto di accumulo sono, in generale, valutate sia in riferimento alle prestazioni (es. tempo di risposta, stabilità della regolazione, etc.) che caratterizzano le Unità di accumulo in termini di dinamica di erogazione di un determinato servizio di rete sia in riferimento alle perdite energetiche di UAC correlate alle fasi in cui esse erogano o si rendono disponibili al servizio.

Nello specifico, le prestazioni in termini di perdite energetiche e rendimento degli impianti SANC sono state calcolate a partire dalle misure di energia sui montanti MT dei due trasformatori AT/MT che collegano gli impianti SANC alla rete AT. Con riferimento a quanto nel seguito indicato, si definiscono:

- Le “Perdite energetiche”, di cui al paragrafo 8.5.2, come il totale dell’energia dissipata dall’intero impianto, calcolate come differenza tra l’energia prelevata e immessa nella rete AT; le perdite energetiche, come riportato nel successivo par. 8.4.2, costituiscono il totale di energia dissipata nel processo di conversione energetica dei sistemi di accumulo e per il sostentamento di tutti i servizi ausiliari di impianto;
- Il “Rendimento complessivo” di impianto SANC, come richiamato nelle conclusioni del capitolo 10, è definito come il rendimento complessivo, ottenuto dal SANC nel periodo di riferimento, nel processo di conversione energetica ed è dato dal rapporto tra l’energia immessa e prelevata dalla RTN.

Si segnala, inoltre, come sia nel seguito analizzato ciascun semestre di esercizio degli impianti SANC con il fine di apprezzare e confrontare le performance su diverse sezioni di impianto, ovvero a livello di singola batteria, di Unità di accumulo e d’intero impianto SANC.

Sono quindi valutati i rendimenti per le suddette sezioni e analizzati in relazione alla disponibilità all’esercizio delle unità di accumulo e ai periodi in cui esse sono asservite a specifici servizi di rete. Difatti alcuni servizi di rete (come la regolazione primaria di frequenza) comportano esigui scambi energetici con la rete se paragonati agli scambi associati ad altri servizi (es. l’asservimento alla regolazione secondaria f-P).

Sono inoltre previste contrattualmente, e con cadenza annuale, sessioni di test⁶, svolte con il coinvolgimento diretto dei fornitori, riservate ai principali componenti delle UAC (batterie e sistemi di conversione) e aventi lo scopo di verificare il mantenimento delle prestazioni nel tempo.

⁶ Anche per l’anno 2017, le prove in oggetto sono state svolte e superate con esito positivo.

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

8.5.2 CARATTERIZZAZIONE PERDITE ENERGETICHE

Le perdite complessive sono calcolate come la differenza tra l'energia integralmente prelevata dalla rete AT, misurata sul lato MT del trasformatore elevatore, e quella restituita in rete.

Negli impianti SANC sono riconducibili a 3 fattori principali:

- perdite energetiche nel processo elettrochimico, calcolate come la differenza tra l'energia rilasciata e quella prelevata dagli assemblati batteria. Tale perdita è nel seguito indicata con il termine "Perdite batterie";
- perdite energetiche nel processo di conversione AC/DC imputabili ad effetto Joule, a perdite di commutazione, etc., calcolate come la differenza tra l'energia prelevata e quella restituita al nodo MT da ciascuna UAC, al netto delle Perdite batterie. Tale perdita è nel seguito indicata con il termine "Perdite PCS";
- consumi energetici delle scaldiglie (alimentate dal quadro BT) per il mantenimento delle batterie nelle condizioni normali di operatività. Tale voce è di seguito indicata con il termine "Consumo scaldiglie batterie".

Oltre a quelle citate, è necessario considerare che in impianto sono presenti ulteriori utenze, per le quali non è rappresentativo fornire separatamente un consumo, come, ad esempio, le apparecchiature ausiliarie asservite agli assemblati batterie (BMS) e ai PCS (PCS - controller e sistemi di raffreddamento), i sistemi per il condizionamento all'interno dei container, l'impianto di illuminazione, gli ausiliari nei quadri MT e BT. L'insieme di tutti questi consumi è nel seguito rappresentato graficamente con il termine "Altri consumi ausiliari SANC".

Le tabelle seguenti mostrano l'entità delle perdite secondo la suddivisione precedentemente esposta, con dettaglio del singolo semestre del biennio 2016-2017.

Riferendosi, ad esempio, alla forbice dei valori 2016÷2017, e analizzandone i parziali, emerge che il principale contributo alle perdite è ascrivibile alle scaldiglie batterie (con un'incidenza media del 54÷57%), seguite dalle perdite batterie, al 19÷21%, perdite PCS al 17% e dal 7÷9% degli ausiliari di impianto.

GINESTRA SANC

SANC	Ginestra			
Valore perdita %	1H 2016	2H 2016	1H 2017	2H 2017
Altri consumi ausiliari SANC	6,8%	11,9%	7,4%	14,8%
Perdite batterie (escluse scaldiglie)	28,7%	19,5%	16,1%	18,6%
Perdite PCS (esclusi ausiliari)	13,8%	17,4%	13,9%	17,1%
Scaldiglie batterie	50,7%	51,3%	62,6%	49,5%
Totale complessivo	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 27 - Incidenza percentuale delle voci di perdita (Ginestra SANC)

FLUMERI SANC

SANC	Flumeri			
Valore perdita %	1H 2016	2H 2016	1H 2017	2H 2017
Altri consumi ausiliari SANC	6,9%	6,6%	4,5%	7,3%
Perdite batterie (escluse scaldiglie)	25,4%	14,0%	14,6%	17,1%
Perdite PCS (esclusi ausiliari)	14,6%	15,4%	14,7%	15,0%
Scaldiglie batterie	53,1%	64,0%	66,2%	60,6%
Totale complessivo	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 28 - Incidenza percentuale delle voci di perdita (Flumeri SANC)

SCAMPITELLA SANC

SANC	Scampitella			
Valore perdita %	1H 2016	2H 2016	1H 2017	2H 2017
Altri consumi ausiliari SANC	7,9%	2,4%	8,8%	11,2%
Perdite batterie (escluse scaldiglie)	24,2%	23,3%	21,3%	32,6%
Perdite PCS (esclusi ausiliari)	10,6%	18,2%	19,3%	18,5%
Scaldiglie batterie	57,3%	56,1%	50,6%	37,7%
Totale complessivo	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 29 - Incidenza percentuale delle voci di perdita (Scampitella SANC)

8.5.3 Rendimenti di batterie, UAC e impianto nei periodi di riferimento

Il calcolo dei rendimenti è realizzato a partire dalla base dati fornita dai contatori installati per la misura delle energie scambiate dagli assemblati batterie, dalle unità di accumulo, dai circuiti d'impianto e feeder principali, nonché delle energie assorbite dai sistemi ausiliari delle batterie, dai convertitori statici e dagli altri apparati e servizi ausiliari di impianto.

Sono riportati nel seguito i valori dei rendimenti calcolati per i tre impianti, suddivisi per semestre, avendo a riferimento la seguente definizione:

- **rendimento di impianto SANC:** rapporto tra l'energia erogata e quella prelevata in rete come misurato al punto di connessione dell'impianto SANC con la Stazione Elettrica di Connessione.

RENDIMENTI SEMESTRALI D'IMPIANTO

Rendimento di impianto [%]	1H 2016	2H 2016	1H 2017	2H 2017
Ginestra	46,1%	52,9%	46,6%	54,0%
Flumeri	47,3%	44,3%	43,8%	44,9%
Scampitella	43,8%	58,0%	58,1%	65,3%

Tabella 30 - Andamento semestrale del rendimento d'impianto

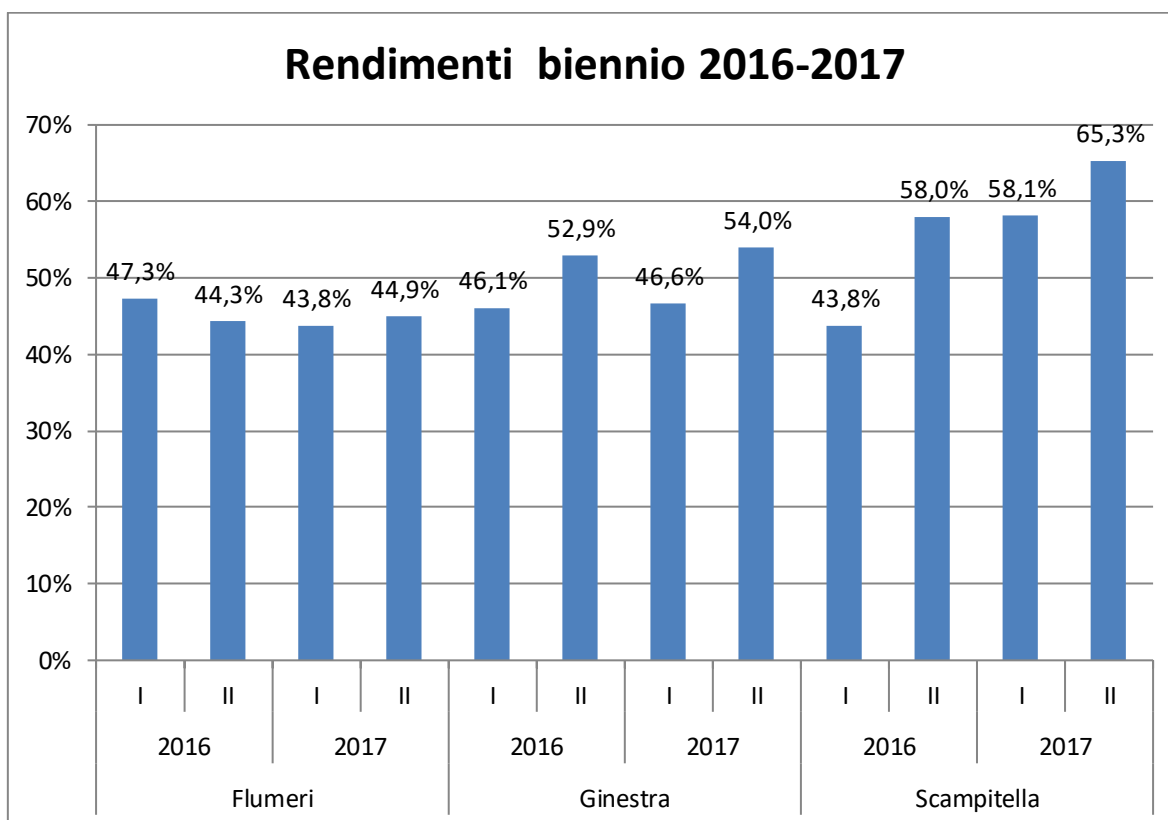


Figura 41 - Andamento semestrale del rendimento d'impianto nel biennio 2016-2017

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

8.5.4 ANALISI DI CORRELAZIONE E SENSITIVITÀ SUGLI INDICATORI DI PERFORMANCE

Le analisi che seguono, a supporto degli approfondimenti tecnici precedentemente esposti, si basano, *per semplicità*, sulle seguenti ipotesi:

- Le analisi sfruttano consuntivi aggregati su base semestrale e per impianto: si prescinde, in tal modo, dallo specifico SANC osservato (in virtù della presenza: delle medesime soluzioni tecnologiche, quali, ad esempio, gli assemblati batteria e l'elettronica di potenza, delle stesse logiche e sequenze di attivazione dei servizi di rete e, infine, della similitudine dei valori d'installato) con l'obiettivo di costituire, nel biennio, una popolazione di campioni quanto più statisticamente rappresentativa;
- Si riconosce, quale principale driver alla base delle analisi, il volume totale semestrale di energia prelevata dalla rete per servizi di rete;
- Si trascurano, in questa prima analisi, gli effetti di *second'ordine*, quali, ad esempio, quelli legati alla stagionalità (in linea generale il processo di mantenimento della temperatura di normale operatività degli assemblati è sfavorito in condizioni invernali), all'incidenza dei fuori servizio (in virtù di livelli medi di disponibilità dell'ordine dell'85%) o alla effettiva sequenza di attivazione dei servizi (come meglio spiegato nel seguito, a parità di volumi ciclati, possono sussistere differenze in termini di rendimento in caso di attivazioni in regolazione secondaria f-P piuttosto che in mitigazione MPE).

È importante, infine, sottolineare come l'obiettivo delle analisi che seguono sia quello di estrapolare gli *andamenti tendenziali* delle variabili di stato degli impianti: nel caso s'intendesse raggiungere maggior accuratezza nella disamina tecnica, sarebbe necessario tenere in considerazione tutte le grandezze *in prima approssimazione* trascurate.

Le figure seguenti contengono grafici del tipo a dispersione (12 osservazioni per grafico: ovvero 4 misurazioni semestrali su una popolazione costituita da 3 SANC), con l'esplicita finalità di apprezzare qualitativamente l'eventuale sussistenza di una correlazione tra i volumi complessivi assorbiti per i servizi di rete e le grandezze operative di volta in volta oggetto del focus. Per questo motivo ciascuna dispersione è corredata da una curva di tendenza che meglio l'approssima: l'intento è quello di fornire visivamente il trend desumibile rispetto al variare dei volumi energetici scambiati per servizi e, quindi, di poter incrociare le linee di tendenza così da apprezzare qualitativamente, eventuali legami di correlazione.

I grafici sono presentati con contenuti incrementali: il legame rendimento/volumi per servizi di rete, primo grafico esposto, costituisce il punto di partenza cui aggiungere, di volta in volta, la dispersione delle altre grandezze analizzate.

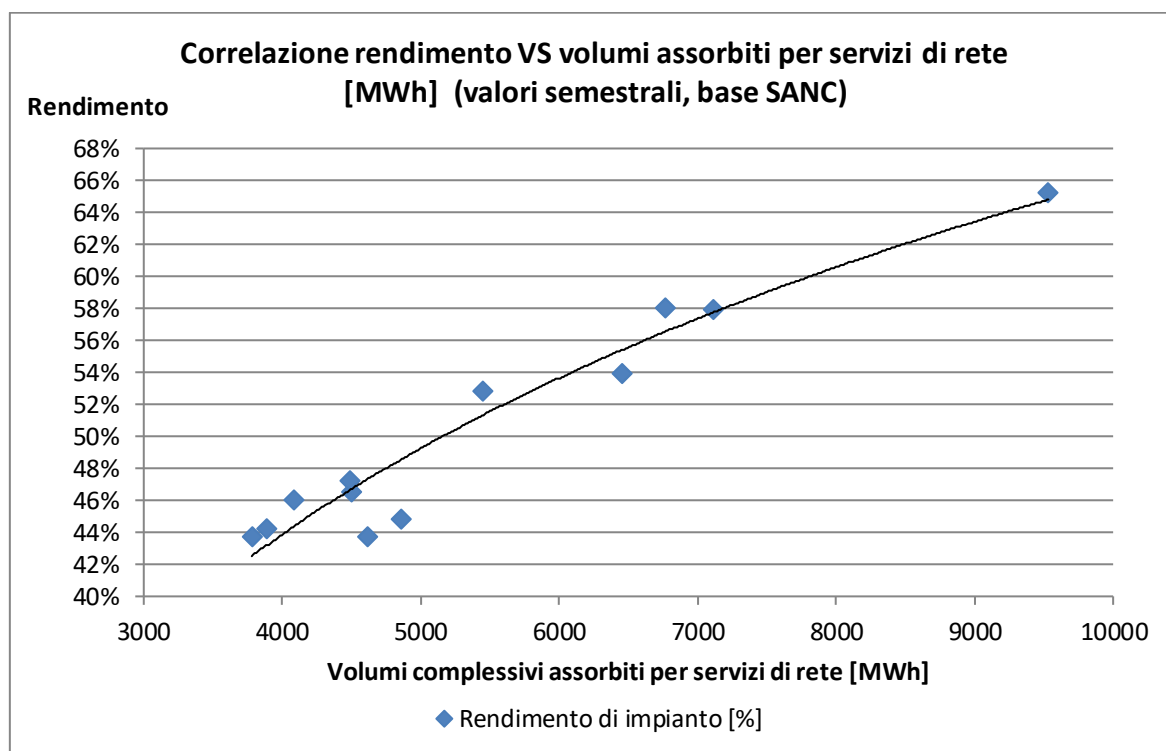


Figura 42 - Correlazione volumi assorbiti VS rendimento (base semestrale)

In Figura 42 è riportato il legame osservato tra il rendimento semestrale d'impianto e i volumi energetici assorbiti. Sono evidenti queste considerazioni:

- Al crescere dei volumi ciclati, il rendimento aumenta con andamento monotono;
- La crescita di quest'ultimo è meno che proporzionale rispetto ai volumi (prefigurando fenomeni di saturazione con avvio a partire da valori di rendimento dell'ordine del 58% circa);
- I massimi valori registrati di rendimento sono stati campionati a fronte di scambi energetici consistenti e dell'ordine di 10 GWh/semestre/SANC (il campionamento a più alto rendimento corrisponde al 2H 2017 di Scampitella, caratterizzato da volumi record nel periodo in secondaria f-P).

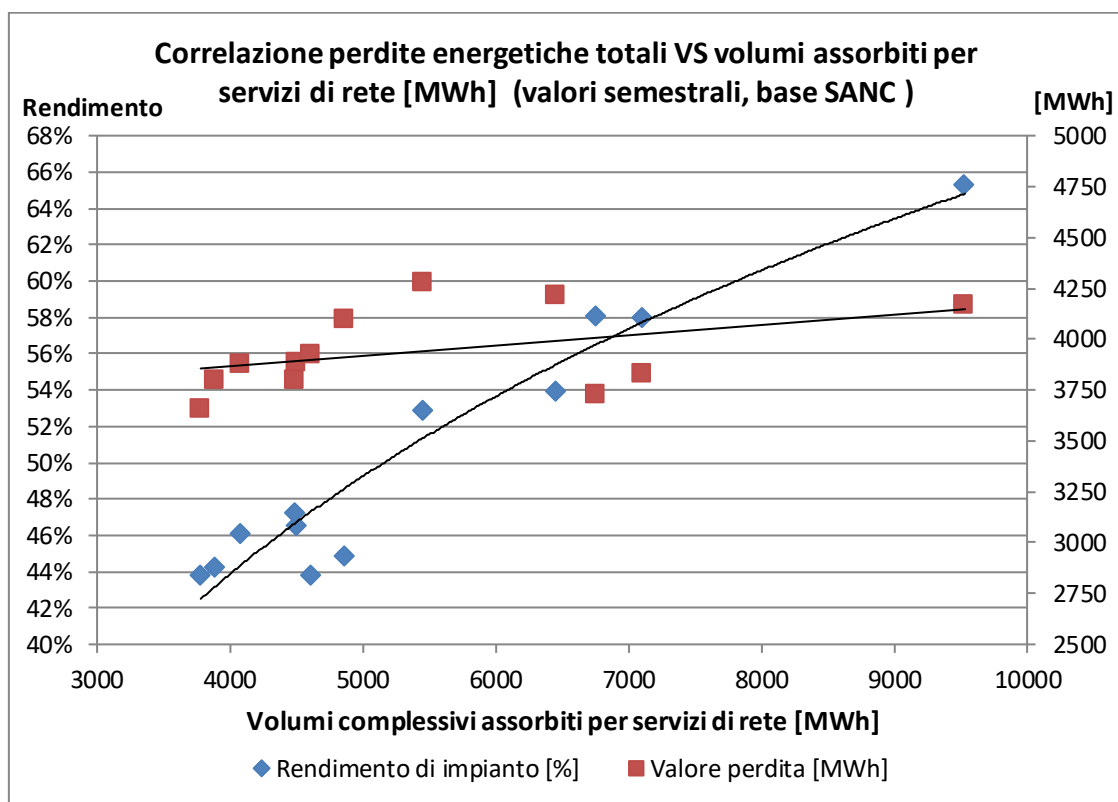


Figura 43 - Correlazione volumi assorbiti VS perdite energetiche totali (base semestrale)

La seconda analisi, supportata dalla Figura 43, propone la misura del legame tra le perdite complessive d'impianto, il rendimento e i volumi per servizi di rete.

In questo caso possono essere desunte le seguenti considerazioni:

- La variabilità semestrale delle perdite è stata complessivamente limitata entro una forbice dell'ordine di 600 MWh (circa il 15% del valore massimo mai registrato) e con un andamento di debole crescita all'aumentare del ciclaggio: influiscono certamente dei fenomeni di compensazione tra le singole voci di perdita e, in linea generale, l'evenienza per cui l'incidenza delle perdite da cicli di asservimento alla mitigazione MPE sia equamente distribuita tra i semestri;
- Una correlazione, con indici di cross-correlazione intermedi, esibita con i volumi per servizi: è indice di un legame di sensibilità con i volumi in secondaria, tali da minimizzare l'inserzione delle scadiglie (al campionamento dei 10 GWh, ad esempio, pur con volumi ciclanti più che doppi rispetto alla prima parte del campo di misura, si ascrivono perdite *addizionali* dell'ordine di soli 500 MWh ca. su una base di 3750 MWh).

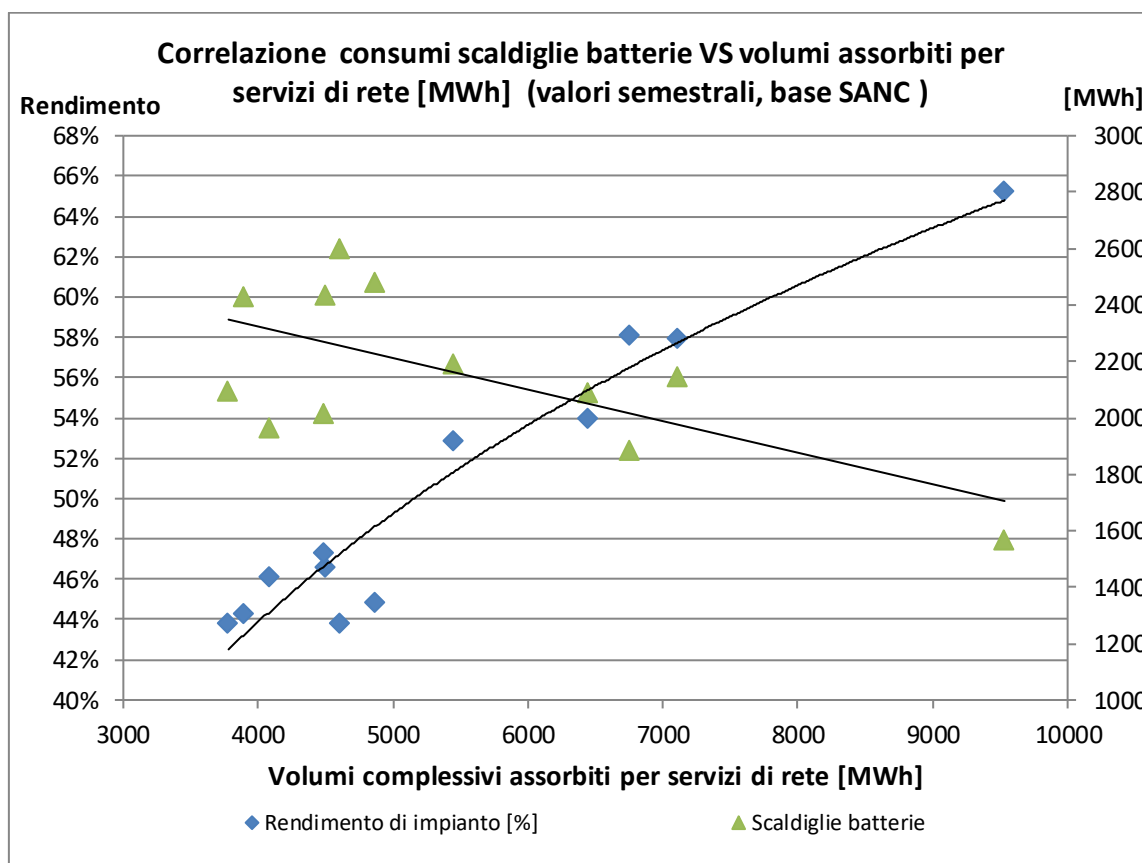


Figura 44 - Correlazione volumi assorbiti VS consumo scaldiglie batterie (base semestrale)

La Figura 44, invece, documenta e misura uno dei principali legami tra le variabili di stato dell'esercizio: il carico derivante dall'inserzione delle scaldiglie batteria, i volumi ciclati e il rendimento accreditato. Come già sottolineato, sussiste un chiaro andamento di proporzionalità inversa con i volumi ciclati: all'aumentare di questi ultimi, indice di una maggiore frequenza e intensità energetica delle sequenze di carica e scarica (quest'ultime responsabili di reazioni esotermiche negli assemblati, tali da contribuire a sostenerne l'auto-mantenimento nel range nominale di temperatura di esercizio e da minimizzare quindi l'inserzione delle scaldiglie), si ottiene una sostanziale riduzione del carico derivante dai riscaldatori degli assemblati.

Nel campo di misura esplorato, compreso tra i 4 e i 10 GWh semestrali assorbiti per servizi, possono manifestarsi riduzioni dell'ordine di 800-1000 MWh tra i valori estremi.

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

I SERVIZI DI RETE E LA SENSITIVITÀ DELLE PARAMETRIZZAZIONI

La seguente sezione del documento intende indagare il legame che si instaura tra l'operatività di un determinato servizio di rete, la sua calibrazione e l'impatto sui volumi energetici ciclati e sul rendimento ottenibile. Un focus particolare è dedicato, inoltre, al profilo d'attivazione delle scaldiglie batterie considerata l'elevata incidenza sul totale delle perdite di cui sono accreditate.

Nelle figure che seguono si confrontano, per ciascuna analisi condotta, il profilo⁷ nel tempo dell'attivazione (in scarica, a valori di "Energia" positivi, e in carica, per quelli negativi) di un dato impianto SANC (primo grafico in alto), con le misure, sincronizzate, della temperatura degli assemblati batteria di una UAC rappresentativa⁸ e dell'andamento del carico *totale* delle scaldiglie batterie (somma dei contributi su base singola UAC).

⁷ Profilo in MWh, avente l'obiettivo di facilitare la visualizzazione e la comprensione degli impatti di ciascuna fase di carica o scarica; i valori si riferiscono all'intero impianto SANC e sono prelevati sul trasformatore elevatore AT/MT: sono compresi, pertanto, gli assorbimenti dei servizi ausiliari cui si ascrive un carico, in alcune fasi costante, dell'ordine delle centinaia di kW.

⁸ È possibile considerare, in prima approssimazione, l'andamento della temperatura di una data UAC come rappresentativo per l'intero impianto date le medesime sequenze di attivazione cui gli assemblati sono sottoposti.

Il servizio di mitigazione MPE

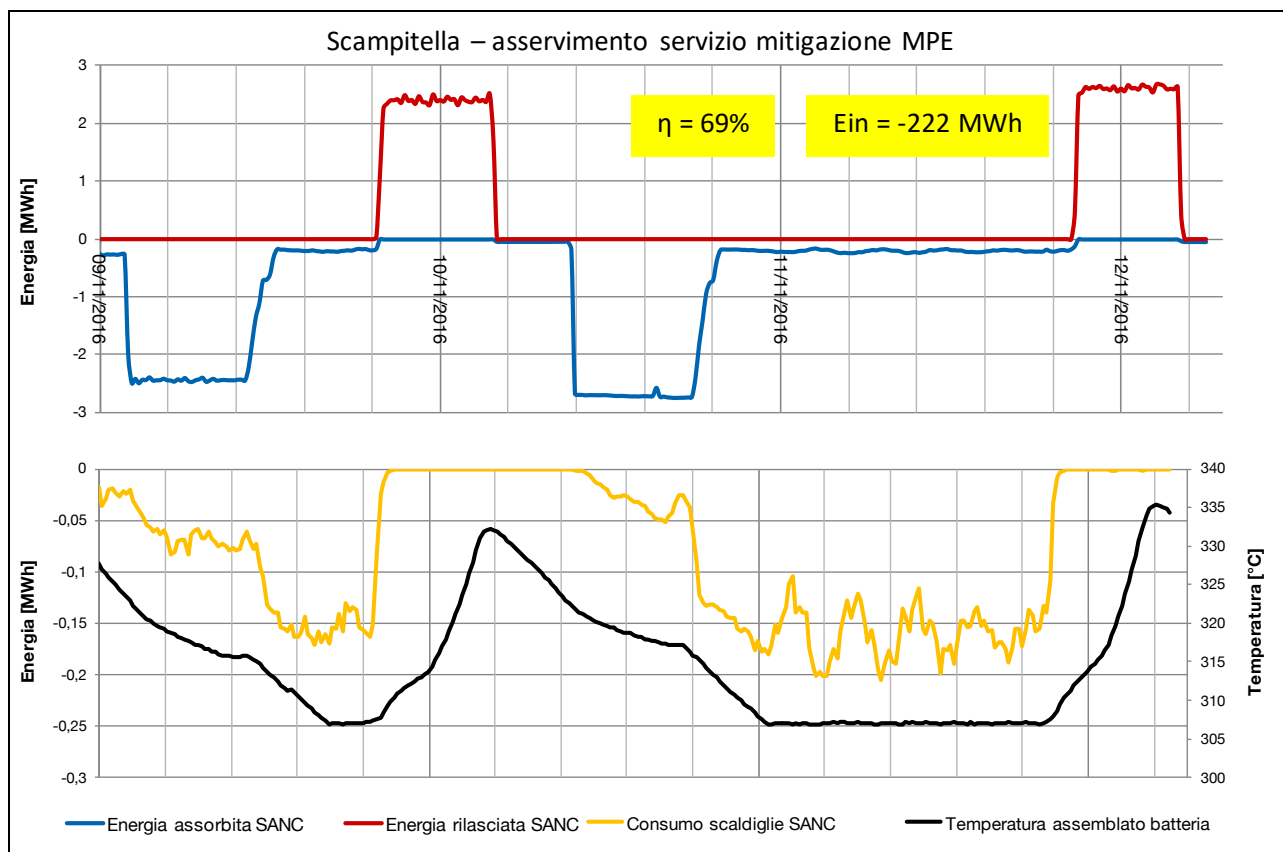


Figura 45 - Scampitella: asservimento al servizio di mitigazione MPE

In Figura 45 è riportata la sequenza d'attivazione di due cicli consecutivi di carica/scarica, per mitigazione MPE, realizzati dall'impianto di Scampitella nell'arco di 80 ore consecutive nel corso del novembre 2016.

Entrambi i cicli sono stati eseguiti alla potenza massima disponibile (nel primo ciclo risultava indisponibile la UAC7, da cui i più bassi valori di potenza, correttamente rientrata per la seconda attivazione), determinando un assorbimento complessivo pari a 222 MWh e un rendimento, calcolato sulle intere 80 ore, pari al 69%.

Si desumono le seguenti considerazioni:

- Una fase completa di scarica di predisposizione, come la prima osservata in figura, eseguita alla potenza massima, è tale da determinare un riscaldamento degli assemblati dell'ordine di 25÷28 °C (circa +2,5÷3,0° di riscaldamento l'ora);
- Nello scenario invernale analizzato l'evenienza di una carica completa, immediatamente successiva a una scarica di predisposizione (tale da elevare la temperatura degli accumulatori a circa 333 gradi celsius), è tale da determinare un raffreddamento di elevata intensità, ma comunque non sufficiente da richiedere l'inserzione delle scaldiglie batterie sino al completamento della fase stessa (risultano infatti spente o entro il carico di 200 kW, per circa 25 ore consecutive, nell'intorno del giorno 10/11);

- Nella prima fase di carica, in assenza di inserzione delle scaldiglie batteria, il raffreddamento determinato dalla reazione endotermica produce una variazione della temperatura degli assemblati dell'ordine di $-1,7^\circ/\text{ora}$;
- Incide la fase di standby, propedeutica alla gestione del successivo fronte di congestione e avvenuta a partire dal giorno 11/11, con l'inserzione delle scaldiglie al carico di circa 600 kW e atta a mantenere la temperatura degli accumulatori al valore di 306 gradi celsius.

Il servizio di regolazione secondaria di frequenza

L'analisi che segue compara gli effetti, a parità delle altre condizioni operative, che diverse calibrazioni della della semibanda di regolazione (SB) possono determinare sui volumi ciclati e sul rendimento operativo.

La Figura 46 e Figura 47 confrontano, sulla medesima settimana di dicembre 2016 (168 ore consecutive), le misure registrate a fronte di una SB fissa al 25% della potenza nominale (Flumeri) con il valore al 100% (Scampitella).

Gli impianti risultano asserviti alla regolazione in parola con set-point di bilanciamento nullo e regolazione primaria attiva (e responsabile di scambi in potenza ed energia trascurabili).

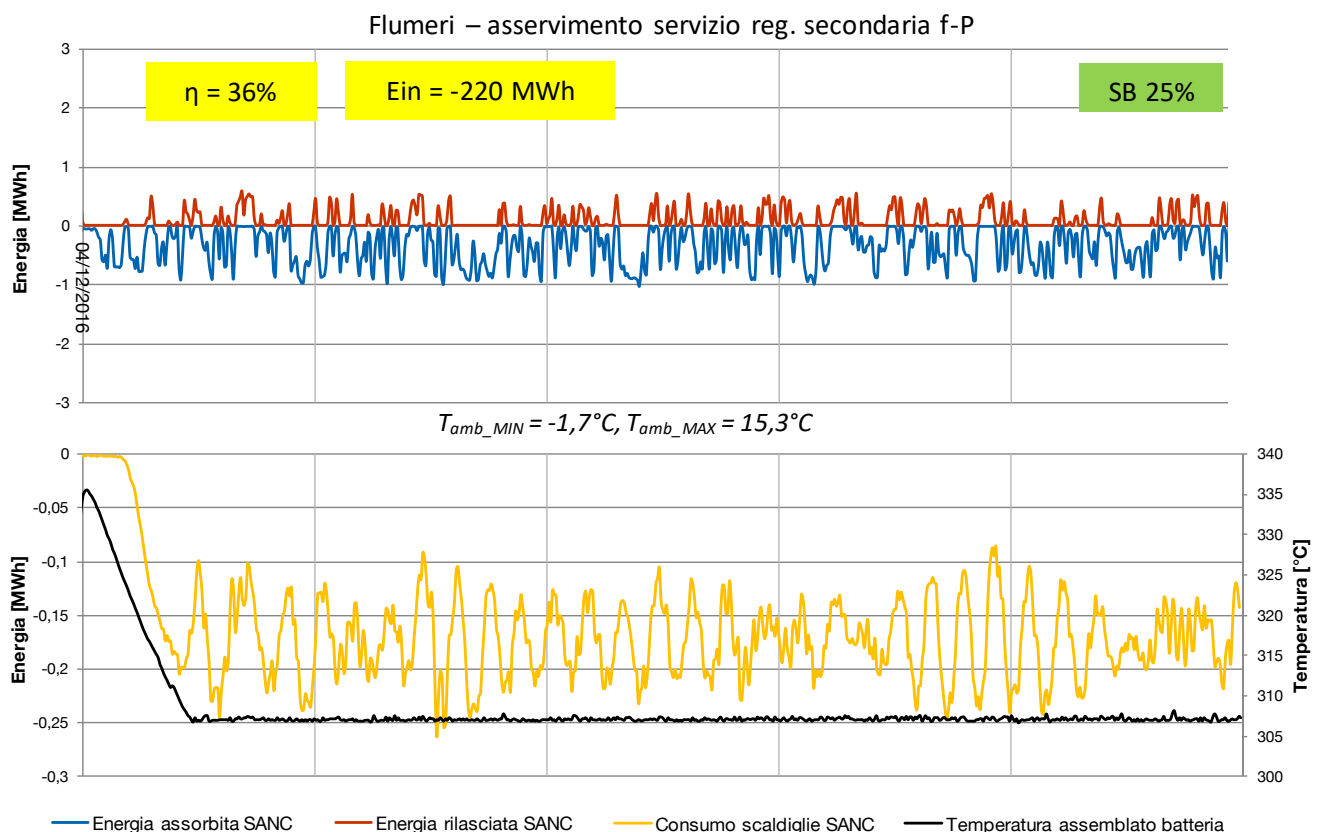


Figura 46 - Flumeri: asservimento servizio reg secondaria

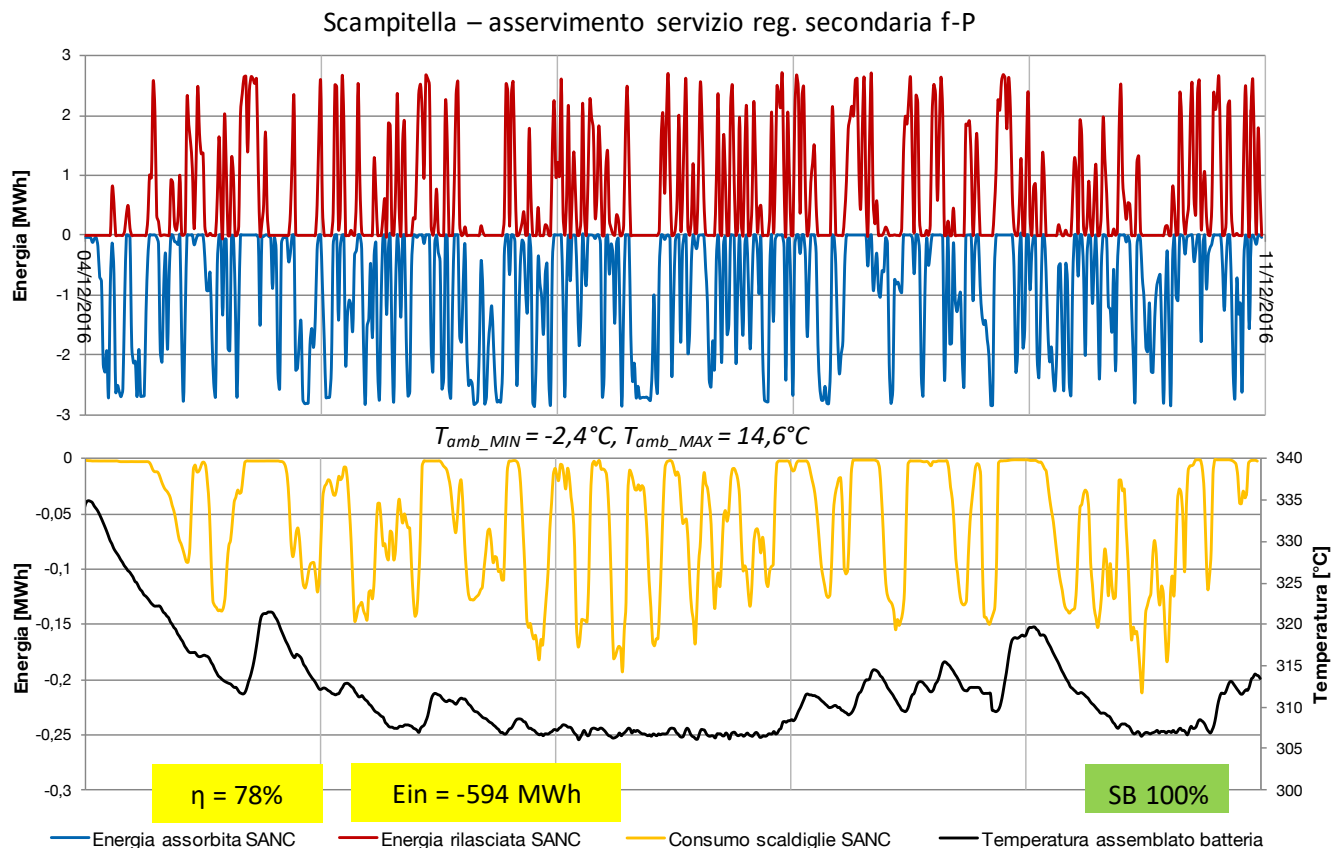


Figura 47 - Scampitella: asservimento servizio reg. secondaria

Gli andamenti riportati evidenziano e misurano una sostanziale differenza di indicatori al variare della SB: da un lato, il rapporto tra le energie assorbite si attesta a un valore dell'ordine di 3 (594 contro 220 MWh complessivamente assorbiti), e dall'altro un rendimento più che doppio in favore dell'impianto a più alta semibanda (36% di rendimento per Flumeri contro il 78% di Scampitella).

È evidente per Flumeri come, la più ridotta modulazione di potenza (determinata da una SB al 25%) determini un maggior raffreddamento degli assemblati batteria (attestato dall'andamento nel tempo della temperatura degli stessi, più sistematicamente allineata al valore di 306 gradi celsius), tale da richiede un assorbimento medio delle scaldiglie dell'ordine di 700 kW contro i circa 300 kW di Scampitella.

Per questo impianto, invece, le più ampie sequenze di carica e scarica, dettate dalla regolazione, permettono di mitigare maggiormente i fenomeni di raffreddamento degli assemblati: si apprezzano, con netta differenza rispetto al caso di Flumeri, momenti con carico nullo delle scaldiglie (eventualità del tutto assente nella fase di regime della regolazione nel primo sito) e concomitanti con le fasi più intense di auto riscaldamento delle batterie (apprezzabili dall'inversione, con risalita, della temperatura), evidentemente causate dalle scariche, a più alta potenza, correlate a valori del segnale di livello superiori al 50%.

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

Emerge quindi, in riferimento a un assetto di esercizio con modulazione di potenza a valore medio nullo (quale ad esempio l'asservimento in regolazione secondaria f-P), un decadimento del rendimento tanto più rapido quanto più a carico parziale siano eseguite le sequenze di carica e scarica.

9. DESCRIZIONE DEI COSTI

Nella tabella seguente si riporta la rendicontazione dei costi di investimento sostenuti da Terna dall'avvio del progetto e fino al 31 dicembre 2019 per i tre progetti pilota di accumulo energetico a batterie: SANC e dispositivi DTR. Tali costi sono comprensivi del costo del personale per lo sviluppo di nuove funzionalità e la verifica delle performance dei sistemi di accumulo.

Costi d'investimento	
Impianto	Progressivo al 2019 [k€]
Ginestra	~54.000
Flumeri	~52.000
Scampitella	~49.000

Tabella 31. Prospetto costi investimento

10. CONCLUSIONI

Il biennio 2016-2017 di esercizio sperimentale per i 6 Progetti Pilota (Ginestra: A1 e A2, Flumeri: B1 e B2 e Scampitella: C1 e C2), è stato fortemente orientato, come già presentato nei competenti report annuali, a:

- Consolidare le procedure operative di utilizzo dei SANC prestando la massima cura a soddisfare le esigenze di rete e a sperimentare i servizi di rete dal carattere innovativo (e.g. regolazione secondaria f-P);
- Standardizzare le effettive sequenze operative, in termini di consecuzione temporale e coordinamento tra i 3 impianti SANC, al sopraccitato protocollo operativo;
- Risolvere progressivamente le principali cause d'indisponibilità, responsabili del fuori servizio di alcuni componenti di impianto;
- Consolidare i livelli di affidabilità, curando l'accrescimento del *know-how* tecnico, sullo storico dei guasti e sulla diagnostica, e sulle procedure manutentive ordinarie/straordinarie.

LE MODALITÀ DELLA SPERIMENTAZIONE

La definizione delle procedure operative ha seguito un percorso, in conformità alla Deliberazione 288/2012/R/eel e alla Determinazione n. 8/12, tale da riconoscere come prioritario l'esercizio continuativo dei SANC per mitigazione della Mancata Produzione Eolica, a complemento delle specificità del Dynamic Thermal Rating, garantendo, nei regimi di bassa ventosità, di avviare la sperimentazione del servizio di regolazione secondaria f-P. L'obiettivo del più alto numero di cicli equivalenti raggiungibili, e, quindi, dei possibili riscontri tecnici desumibili al variare dello stesso, è stato infatti uno dei principali *driver* nei criteri di conduzione e di dispacciamento delle unità di accumulo adottati nel periodo in esame. Il lettore dispone quindi di un'utile comparazione che consente di avere importanti informazioni circa la variabilità del rendimento energetico in correlazione al numero di cicli equivalenti eseguiti. In tal senso le informazioni riportate riescono a fornire un valido supporto per la valutazione del comportamento degli impianti eserciti con un mix di servizi erogati in energia e capacità/disponibilità di potenza, di pratico utilizzo per la realizzazione di eventuali business case.

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

Non da ultimo è stata riconosciuta di particolare valenza tecnica e tecnologica l'attivazione continuativa della regolazione primaria di frequenza: si è, quindi, sperimentato, da un lato, l'assetto sistematico di esercizio con almeno due servizi di rete sempre attivi (es. la mitigazione MPE e la regolazione primaria di frequenza oppure regolazione secondaria f-P e primaria di frequenza) e da un altro, una calibrazione sperimentale, con valore dello statismo del 2%, inferiore rispetto a quanto di competenza del parco di generazione termico e idrico.

In aggiunta al rispetto del succitato quadro regolatorio, l'approccio impiegato nel condurre la sperimentazione è stato tale da orientarla perché si potessero acquisire e divulgare *ulteriori* informazioni, in termini di *know-how* tecnico, sulla gestione dei SANC per *tutta* la vita utile, *prescindendo* dallo specifico modello operativo sino a questo momento adottato.

Importante, infatti, è stata l'opportunità di sperimentare un esercizio dissimile, sebbene a parità di assetti di funzionamento (e.g. tipologia di sequenze operative e servizi di rete attivati), tra i 3 SANC: questo schema e le successive analisi, di tipo *comparato*, hanno permesso di *esplorare* e *misurare* il campo di variabilità in cui si possono collocare gli indicatori di performance al variare degli assetti e delle calibrazioni di esercizio, cercando di generalizzare la valenza tecnica dei risultati stessi.

Pur rispettando, in via prioritaria, l'obbligo di asservimento alla mitigazione MPE (evenienza, come diffusamente presentato nel documento, caratterizzata da un sostanziale allineamento del numero di attivazioni tra gli impianti), l'applicazione di questo schema, avvenuto in finestre temporali debitamente disaccoppiate dai fenomeni di congestione eolica, si è basata nell'assegnare a ciascun impianto SANC un pre-determinato e specifico set di parametrizzazioni dei servizi di rete (e.g. la semibanda della regolazione secondaria f-P), procedendo a confrontare gli effetti sulle prestazioni così ottenibili.

Scampitella, ad esempio, è stata esercita con assetti maggiormente votati alla massimizzazione dei volumi energetici scambiati. Considerato che questa strategia ha consentito il raggiungimento dei più alti valori di rendimento, allineati peraltro a quelli nominali *di targa*, l'impianto è stato, di conseguenza, preso a riferimento per tutte le analisi tecniche condotte, permettendo chiaramente di caratterizzare in termini *relativi* la performance degli altri impianti, aggiudicatari, in virtù di calibrazioni dissimili, di indicatori in generale *inferiori* (quali ad esempio il rendimento e i volumi scambiati).

Questa strategia ha consentito di:

- Esplorare un campo più ampio di possibile funzionamento degli impianti, in virtù del quale, come discusso, Ginestra e Flumeri si saranno poi aggiudicate delle prestazioni operative intermedie in termini di rendimento energetico, in linea generale inferiori rispetto a Scampitella, ma caratterizzate da maggiore capacità/disponibilità di potenza; questo può intendersi come una simulazione di differenti scenari di marcia commerciale, ad esempio in regolazione secondaria f-P, a fronte di diverse parametrizzazioni, che permette di capire qual è l'impatto di una semibanda piena, rispetto a un valore parziale della stessa;
- Misurare chiaramente la correlazione tra gli assetti di esercizio, e relative calibrazioni, e gli indicatori di performance che ne derivano;
- Generalizzare la valenza tecnica dei risultati della sperimentazione, esplorando un insieme di applicazioni più ampio rispetto all'opportunità concessa dall'asservimento alla mitigazione MPE;
- Poter valutare, secondo un approccio *predittivo*, i principali indicatori di esercizio note le condizioni operative cui ciascun impianto potrebbe essere asservito.

Analizzando, da un punto di vista quantitativo, i servizi di rete resi alla RTN, rispetto alle configurazioni tipiche di esercizio, si possono trarre le considerazioni che seguono.

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

I LIVELLI DI DISPONIBILITA'

In riferimento ai livelli di disponibilità, il percorso di crescita, legato alla gestione e alla messa in campo di azioni correttive delle principali cause di avaria occorse a partire dal 2015, è chiaramente misurabile confrontando i valori accreditati agli impianti SANC nel passaggio dal 2016 al 2017: Ginestra, passa da un valore di potenza attiva media sempre disponibile pari a 8,76 MW del 2016 a 9,31 MW del 2017.

Flumeri da 10,27 MW nel 2016 a 11,26 MW nel 2017 mentre Scampitella da 9,29 a 10,18 MW nel 2017.

L'evenienza di una tecnologia e di soluzioni progettuali innovative ha sicuramente richiesto un'attenzione particolare nella gestione e risoluzione dei fuori servizio; analizzando, tuttavia, lo storico biennale (esteso ai 3 SANC date la condivisione di un elevato numero di componenti d'impianto e l'opportunità di costituire uno storico rappresentativo dei guasti) è fondamentale segnalare quanto segue:

- La prevalenza di fuori servizio in corrispondenza del 1H 2016: valgono il 42,2% del totale di ore di indisponibilità biennale (pur comprendendo solo lo 0,6% di ore con Prove e collaudi effettuate nei 24 mesi);
- L'elevata incidenza dei fuori servizio per Prove e collaudi (previste dal capitolato tecnico ai fini dello svolgimento, tra gli altri, dei rilevamenti degli indicatori di *performance*, KPI, o per la calibrazione delle parametrizzazioni d'impianto): rappresentano ampiamente la principale voce di fuori servizio, accreditandosi di un totale pari al 20,2% del totale biennale;
- Tra gli elementi d'impianto, il componente a più bassi livelli di disponibilità è risultato il PCS (40,2% del totale delle ore di fuori servizio biennali), mentre gli assemblati batteria hanno esibito dei livelli di affidabilità decisamente elevati (meno dello 0,5% di ore di guasto sul totale);
- Le azioni manutentive sui PCS hanno permesso la risoluzione dei principali guasti già nel corso del 1H 2016 (i guasti sui fusibili, ad esempio, sono stati completamente risolti nel corso del 2H 2016: 9 a 1 vale il rapporto tra le ore di guasto tra il 1H e il 2H 2016, a testimonianza dell'efficacia degli interventi svolti);
- Le cause di fuori servizio, non imputabili al SANC (e.g. manutenzione sulla porzione di RTN cui gli impianti sono connessi), hanno avuto un'incidenza molto ridotta (3,5% del totale);
- Da tenere in particolare considerazione, inoltre, la gestione dell'interfacciamento *logico* tra le componenti d'impianto fornite da costruttori diversi (e.g. PCS o SCI): le anomalie alla tele conduzione e/o alla gestione software valgono l'11,2% del totale di ore in fuori servizio del biennio;
- L'impatto dell'esecuzione del piano di manutenzione ordinaria (considerato esteso a tutti i componenti d'impianto) non è trascurabile: si segnala, ad esempio, l'evenienza di un fuori servizio prolungato (dell'ordine di 10-14 giorni) da svolgersi al termine dei primi tre anni di operatività sugli assemblati batteria NaS (e tale da determinare un completo fermo impianto) dedicato, quest'ultimo, all'ispezione del vano-accumulatori e alla pulizia/serraggio della relativa morsetteria.

LA MITIGAZIONE MPE

L'asservimento alla mitigazione della MPE mette in evidenza la corretta gestione della contemporaneità e del coordinamento delle fasi di carica dei 3 SANC; due le principali motivazioni da ascrivere:

- Il consolidamento e l'affinamento del processo di dispacciamento;

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

- La localizzazione geografica dei SANC (2 su 3 impianti sono installati, per esempio, sulla stessa dorsale): la dinamica di ventosità misurata, comparando la Benevento 2 – Bisaccia 380 e la Benevento 2 – Celle S. Vito – Volturara, ha esibito un elevato indice di correlazione.

I volumi di MPE evitata sono allineati fra i 3 impianti SANC e sostanzialmente equidistribuiti tra i Progetti Pilota (a testimonianza di condizioni operative omogenee, a parità d’impianto). Ginestra conferma la prestazione del 2016, a 5,67 GWh di mitigazione MPE, anche nel 2017, Flumeri passa dai 6,49 GWh del 2016 a 5,90 GWh nel 2017, Scampitella, invece, da 5,55 a 5,10 GWh nel passaggio dal 2016 a 2017.

Questi consuntivi sono strettamente motivati dalla relazione che si è instaurata tra:

- La dinamica di ventosità manifestatasi in rete: si tratta del principale *driver* da cui dipendono i volumi mitigati (dati i livelli di affidabilità e il processo di dispacciamento), che, peraltro, può esibire elevata variabilità tra semestri (es.: contigui: 1H e 2H 2016 oppure omologhi: 2H 2016 e 2H 2017).
- I livelli di affidabilità degli impianti, e, ovviamente, l’accuratezza del processo di dispacciamento (da ascrivere alla previsione del fronte di congestione eolica, così da predisporre per tempo in scarica gli accumulatori, e alla corretta attivazione, in tempo reale, delle fasi di carica).

Nel corso del biennio le ore complessive di congestione eolica sono risultate sostanzialmente costanti in un raffronto annuale (variazioni relative, nel passaggio dal 2016 al 2017, dell’ordine del +2,9% per la dorsale Benevento 2 - Bisaccia 380 e del -4,1% per la Benevento 2 – Celle S. Vito - Volturara): rilevanti, tuttavia, le variazioni su base semestrale e a parità di anno analizzato (le ore in congestione del 1H 2016 sono state pari, ad esempio, al doppio di quelle manifestatesi nel 2H dello stesso anno) e tra semestri omologhi (riduzione, pari al 30% delle ore in congestione, nel confronto tra i 1H, a sfavore del 2017, aumento, invece, del 60/70%, nel rapporto tra i 2H con il passaggio al 2017).

Il semestre a maggior numero di ore di congestione è stato il 1H 2016 (vale da solo il 35% circa del totale biennale): non è stata favorevole, quindi, la maggior incidenza di eventi di fuori servizio, tipicamente configurabili come “guasti infantili”, verificatasi con l’avvio del biennio di sperimentazione.

LA REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA

- Il servizio di regolazione primaria può essere stabilmente prestato dai SANC anche in abbinamento a uno o più servizi di rete: non si ravvedono, al termine del biennio di sperimentazione, particolari limitazioni nella durata continuativa dello stesso (es. per Flumeri SANC valore medio biennale di ore di attivazione pari al 90%, con ben 14 mesi nel biennio ad attivazione superiore al 95%); nei transitori di frequenza registrati, anche a fronte della calibrazione sperimentale, gli impianti hanno prestato stabilmente il servizio;
- La soluzione tecnologica costituita da un accumulo elettrochimico interfacciato alla rete tramite inverter/raddrizzatore PCS offre prestazioni, in termini di dinamica della risposta, della regolazione primaria, sensibilmente superiori rispetto ai generatori tradizionali.

LA SPERIMENTAZIONE DELLA REGOLAZIONE SECONDARIA F-P

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

- L'asservimento alla regolazione secondaria f-P, a carattere sperimentale, ha esibito una crescita tendenziale del numero delle ore di attivazione nel passaggio dal 2016 al 2017, misurata in un +18% per Ginestra, +11% per Flumeri e +51% per Scampitella, e limitata esclusivamente dai periodi d'indisponibilità e dal numero di avviamenti ammesso dal carattere sperimentale delle attivazioni e dal coordinamento con l'attività principale di mitigazione MPE.
Al termine del biennio di sperimentazione non si ravvedono particolari limitazioni nell'esercizio continuativo e combinato con gli altri servizi (e.g. regolazione primaria);
- Il servizio può essere uno dei principali strumenti abilitanti il raggiungimento di elevati rendimenti operativi: sussiste (come dettagliato in seguito) una relazione, con andamento monotono (a parità di altre condizioni), che lega l'aumento dei valori di semibanda configurata per il servizio ai corrispondenti volumi ciclati e, quindi, al rendimento d'impianto;
- I massimi valori, mensili o semestrali, di rendimento sono stati ottenuti in corrispondenza del maggior numero di attivazioni sperimentali del servizio (cfr. indicatori per Scampitella SANC). Il contributo, in questi termini, dato dalla mitigazione MPE, è sensibilmente più ridotto (la regolazione secondaria è tale da richiedere una modulazione del carico continua e con maggiore variabilità nel tempo rispetto al fronteggiamento delle congestioni eoliche, contraddistinte, invece, da sequenze di scarica di predisposizione e carica di mitigazione più rade nel tempo e, tipicamente, in assenza di modulazione di potenza). Il bilancio complessivo che deriva, per l'appunto, da una regolazione continua del carico per il tramite della secondaria f-P è tale, considerato il susseguirsi di cariche (contraddistinte da una reazione elettrochimica endotermica negli accumulatori NaS) e scariche (esotermica, quindi a favore dell'autosostentamento della temperatura operativa degli stessi, dell'ordine di 300 °C), è tale da minimizzare il numero e l'entità dell'inserzione delle scaldiglie batterie (cui si deve, da sole, più del 50% delle perdite totali d'impianto).

LA CARATTERIZZAZIONE DEL RENDIMENTO E DELLE PERDITE D'IMPIANTO

- Il rendimento complessivo d'impianto è sensibilmente correlato al volume dell'energia ciclata (e, quindi, all'incidenza degli assorbimenti degli ausiliari, in particolare delle scaldiglie degli accumulatori): si consideri il caso di Scampitella che aumenta i volumi di energia prelevata dalla rete (considerati, *per semplicità d'analisi*, come uno tra i principali *driver* abilitanti il raggiungimento di elevati valori di efficienza energetica) del +32,3%, beneficiando di un aumento del rendimento annuale pari al 10,2% (dal 52,0% del 2016 al 62,2% del 2017);
- Ginestra e Flumeri, permettono di confermare la misura, per il tramite dei relativi consuntivi, degli effetti di un esercizio caratterizzato, per il primo impianto, da una sperimentazione della secondaria a semibande variabili (tipicamente ai valori del 25, 50 e 100% della taglia nominale) e per il secondo, da una semibanda costante, ma al valore del 25%.
In entrambi i casi, i volumi ciclati non permettono di replicare la performance di Scampitella (il rapporto tra i volumi complessivamente ciclati in secondaria da Ginestra vale il 61% rispetto al totale di Scampitella, mentre Flumeri raggiunge il valore relativo del 34%); tuttavia, come già indicato in

precedenza, l'esercizio di semibande inferiori al 100% consente di fruire della capacità/disponibilità di potenza contemporaneamente al servizio di regolazione secondaria f/P.

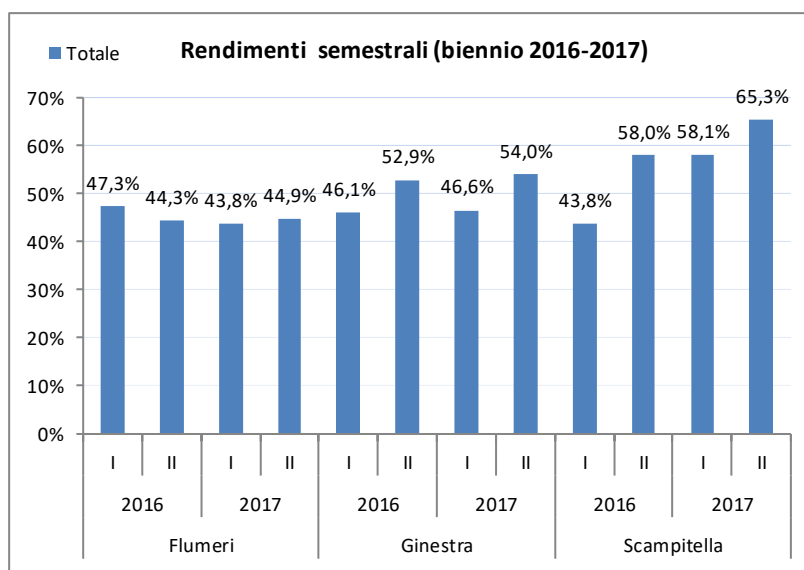


Figura 48. Andamento semestrale rendimento

- Con riferimento alle modalità di ciclaggio e al valore complessivo delle perdite energetiche/consumi dei servizi ausiliari, prevale, in una misura dell'ordine del 55,0%, il consumo delle scaldiglie batteria, seguito dalle perdite di batteria (scaldiglie escluse), al 21,3%, dalle perdite sul PCS (esclusi i relativi servizi ausiliari), al 15,7%, e dai restanti consumi dei servizi ausiliari di impianto, accreditati dell'8% medio di incidenza sul totale. Risulta fondamentale, ai fini di un'analisi compiuta, correlare tali valori agli assetti di esercizio e ai volumi energetici ciclati dagli impianti: Scampitella, ad esempio, ha la più bassa incidenza nel biennio di "perdite da scaldiglie" e la più alta incidenza di "perdite batterie e PCS" in virtù di una maggiore modulazione di potenza tale da ridurre l'inserzione, per l'appunto, dei riscaldatori e di aumentare, al contempo, le corrispettive perdite di conversione "pura" sugli assemblati batteria e sull'elettronica di potenza;

Voce di perdita (% del totale)	Ginestra	Flumeri	Scampitella	Totale complessivo
Scaldiglie batterie	53,5%	61,0%	50,4%	55,0%
Perdite batterie (escluse scaldiglie)	20,7%	17,8%	25,4%	21,3%
Perdite PCS (esclusi ausiliari)	15,5%	14,9%	16,7%	15,7%
Altri consumi ausiliari SANC	10,2%	6,3%	7,6%	8,0%
Totale complessivo biennale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 32. Suddivisione perdite energetiche

- I valori nominali di rendimento sono operativamente raggiungibili: il valore accreditato, per il mese di ottobre 2017, a Scampitella SANC è pari al 71,8% (in leggero aumento rispetto al precedente record mensile, dello stesso impianto, del mese di dicembre 2016): si tratta di un valore prossimo a quello nominale raggiunto su un arco temporale significativo (un mese solare) e con un utilizzo sulle reali esigenze di rete;

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

- Il rendimento è sensibilmente influenzato dall’attivazione delle scaldiglie, correlata quest’ultima al profilo nel tempo della temperatura degli assemblati batteria: la modulazione del carico, con sequenze continuative di carica e scarica, può ridurne tanto più la durata ed entità d’inserzione quanto maggiore è l’ampiezza a cui esse avvengono.

In un ipotetico asservimento in regolazione secondaria f-P, attorno a un set-point di potenza nulla, un assetto maggiormente orientato a preservare la capability in potenza, finalizzato, ad esempio, all’asservimento ad altri servizi di rete secondo schemi di tipo *ad allocazione di capacità*, conduce a una riduzione dei volumi ciclati e, quindi, del rendimento.

In tale scenario, valori di semibanda al 100% della potenza nominale d’impianto, permettono l’aggiudicazione *continuativa* di rendimenti comparabili a quelli del ciclo d’omologazione, mentre, un abbattimento delle stessa, ad esempio al 25%, dimezza l’efficienza complessiva di conversione degli impianti rispetto al dato di targa.

I dati di rendimento complessivo di impianto rappresentati meritano, in ultima analisi, un inquadramento maggiormente rappresentativo in termini di valenza sistemica dell’esercizio degli accumuli elettrochimici in sperimentazione: le perdite energetiche contabilizzate sono state *funzionali* a garantire due tipologie di servizi resi: da un lato tutto quanto ascrivibile alla normale operatività (e quindi alle sequenze di modulazione del carico per esigenze di rete, quali ad esempio i cicli di carica e scarica per mitigazione MPE, accreditabili del corrispettivo rendimento di conversione energetica), misurabile con chiara evidenza per il tramite degli indicatori energetici già rappresentati (quali, ad esempio, i volumi di mitigazione MPE o quelli per regolazione secondaria f-P) e da un altro la *disponibilità continuativa* degli stessi a erogarli: i SANC sono stati, nei periodi di operatività, costantemente disponibili a erogare servizi di rete, alcuni dei quali con calibrazione sperimentale (e.g. regolazione primaria).

Per quest’ultimo scenario può essere fornita la stima di $\approx 70 \text{ kW}^9$ di assorbimenti per sostenere la disponibilità continuativa di $\pm 1 \text{ MW}$ d’impianto SANC ($\approx 800 \text{ kW}$ a fronte di un impianto da $\pm 12 \text{ MW}$).

Si sottolinea, comunque, come le perdite sopra riportate rappresentino gli assorbimenti complessivi prelevati dalla rete di trasmissione in ogni condizione di esercizio ed utilizzo delle unità di accumulo (includendo quindi i periodi di funzionamento per prove e collaudi, indisponibilità, etc).

⁹ Dati medi su scenario invernale, il più oneroso dal punto di vista del sostentamento delle perdite termiche degli assemblati batteria; s’intende l’assorbimento complessivo continuativamente sostenuto, in regime di *stand-by*, per mantenere in servizio e in condizioni di piena e immediata disponibilità il dato valore di potenza.

L'ESERCIZIO SPERIMENTALE IN SINTESI

In ultima analisi, si riportano gli indicatori sintetici di utilizzo dei sistemi di accumulo per asservimento alle esigenze di rete nel periodo di riferimento gennaio 2016 - dicembre 2017:

BIENNIO 2016/2017 – SANC	GINESTRA	FLUMERI	SCAMPITELLA ¹⁰	TOTALE
Disponibilità media (in % taglia nom.)	75,3%	89,7%	90,1%	84,9%
Disponibilità media (MW)	9,04	10,76	9,73	29,53
Perdite energetiche (GWh)	16,27	15,63	15,39	47,29
Rendimento complessivo	50,3%	45,1%	57,8%	51,5%
Rendimento massimo mensile	62,0%	52,6%	71,8%	--
Mitigazione MPE [GWh]	11,33	12,39	10,65	--
Ore attivazione MITIGAZIONE MPE [%] ¹¹	9%	9%	8%	--
Ore attivazione PRIMARIA [%]	73%	90%	82%	--
Ore attivazione SECONDARIA [%]	53%	66%	58%	--

Tabella 33. Fact sheet 2016-2017

BIENNIO 2016/2017 – SANC	GINESTRA		FLUMERI		SCAMPITELLA	
	A1	A2	B1	B2	C1	C2 ¹²
Mitigazione MPE [GWh]	5,56	5,76	6,08	6,31	5,97	4,68

Tabella 34. Volumi mitigazione MPE da SANC

BIENNIO 2016/2017 – Dorsale	Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito	Benevento 2 – Bisaccia 380
Mitigazione MPE – DTR [GWh]	94,79	19,26

Tabella 35. Volumi mitigazione MPE da DTR

¹⁰ Impianto di taglia nominale inferiore rispetto a Ginestra e Flumeri (10,8 contro 12,0 MW)

¹¹ Ore per cui l'impianto è asservito alla mitigazione MPE e in effettivo assorbimento di potenza attiva dalla RTN (non sono conteggiate le ore in cui il fronte di congestione eolica persiste con accumulatori completamente carichi normalizzate sul numero totale di ore del biennio)

¹² Il progetto pilota C2 di Scampitella è di taglia 4,8 contro i 6,0 MW del C1

	RELAZIONE FINALE DELLA SPERIMENTAZIONE – PROGETTI STORAGE ENERGY INTENSIVE	10/10/2018
		Rev.00

CONSIDERAZIONI FINALI

A valle del primo biennio di sperimentazione e per i successivi anni di vita utile residua, si continueranno a sperimentare con i tre impianti SANC i servizi di rete per i quali gli impianti sono destinati, con differenti calibrizioni ed assetti per compararne le performance: nel fare ciò, si cercherà al contempo di migliorare progressivamente i livelli di disponibilità all'esercizio continuativo nonché i rendimenti che andranno a caratterizzare le unità di accumulo.

Si porrà inoltre allo studio l'eventualità di sperimentare il comportamento e le performance degli impianti SANC anche per ulteriori applicazioni innovative, come ad esempio il black-start o il funzionamento in islanding, oppure con innovative modalità di conduzione, comando e controllo (es. gestione virtuale equivalente delle Unità di Accumulo mediante logiche di aggregazione e virtualizzazione).

Si darà infine risalto sempre più all'integrazione di tali sistemi con altri sistemi a disposizione del TSO oltre a quanto già fatto con il Dynamic Thermal Rating e i tool di Previsione Eolica, per vagliarne ogni possibile ulteriore innovativa sinergia con i tool a disposizione dei processi del Dispacciamento.