

**ADDENDUM AL REPORT DI ESERCIZIO  
DEL I ANNO 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 – 31/12/2016*

## SOMMARIO

1.	OGGETTO .....	3
2.	ALLEGATI.....	3
3.	DEFINIZIONI ED ACRONIMI.....	3
4.	MODALITA' OPERATIVE DI ESERCIZIO NEL PERIODO DI TELECONDUZIONE .....	4
4.1	PERIODI DI ASSERVIMENTO AI SERVIZI DI RETE .....	4
4.2	FREQUENZE DI PRELIEVO E IMMISSIONE .....	7
4.3	FLUSSI DI ENERGIA ATTIVA SCAMBIATA CON LA RETE.....	10
4.3.1	GINESTRA.....	11
4.3.2	FLUMERI.....	13
4.3.3	SCAMPITELLA.....	14
4.4	FLUSSI DI ENERGIA REATTIVA SCAMBIATA CON LA RETE.....	15
5.	INDICATORI PRINCIPALI DI PERFORMANCE DI ESERCIZIO.....	16
5.1	PREMESSA.....	16
5.2	RENDIMENTI DI BATTERIE, UAC E IMPIANTO NEI PERIODI DI RIFERIMENTO .....	16
5.2.1	GINESTRA.....	17
5.2.2	FLUMERI.....	17
5.2.3	SCAMPITELLA.....	18
5.3	RISULTATI PROVE DI CARICA/SCARICA.....	19
6.	INTEGRAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO NELLA RTN .....	20
6.1	MANCATA PRODUZIONE RESIDUA DA FRNP .....	20
6.2	DYNAMIC THERMAL RATING .....	20
6.3	APPLICATIVO PREVISIONI FRNP .....	23
6.4	FLUSSI DI POTENZA RILEVANTI MISURATI IN RETE .....	25
7.	ANOMALIE e guasti RICONTRATI nel periodo di esercizio.....	27
7.1	PRINCIPALI TIPOLOGIE DI EVENTI RICONTRATI ED AZIONI CORRETTIVE ADOTTATE .....	27
7.1.1	GINESTRA.....	28
7.1.2	FLUMERI.....	30
7.1.3	SCAMPITELLA.....	31
7.2	PRECISAZIONI SUI COSTI SOSTENUTI PER LE MANUTENZIONI PROGRAMMATE E STRAORDINARIE	

	<b>ADDENDUM AL RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE ANNO 2016 – PROGETTI ENERGY INTENSIVE</b>	31/07/2017
		Rev.00

## 1. OGGETTO

Il presente documento è un Addendum integrativo al documento pubblico *“Report di Esercizio del primo anno di Sperimentazione – anno 2016 – Progetti Pilota di accumulo di tipo Energy Intensive”*, pubblicato da Terna in riferimento alla divulgazione dei risultati della sperimentazione dei Progetti Pilota di sistemi di accumulo Terna di tipo Energy Intensive, denominati “A1”, “A2”, “B1”, “B2”, “C1” e “C2”, per l’anno di esercizio 2016.

La finalità del documento è quella di integrare le evidenze riportate nel documento suddetto mediante ulteriori analisi volte a meglio caratterizzare la descrizione dell’esercizio e le relative performance delle Unità di Accumulo di cui i Progetti Pilota si costituiscono.

## 2. ALLEGATI

Ad integrazione dei contenuti del presente documento, si allega il documento *“Esito Prove KPI”*, nel quale vengono riportati i risultati di alcune prove di performance condotte su Unità di Accumulo degli impianti SANC oggetto del rapporto.

## 3. DEFINIZIONI ED ACRONIMI

Per le definizioni e gli acronimi riportati in tale documento si rimanda al par. 2 *“Glossario”* del documento *“Report di Esercizio del primo anno di Sperimentazione – anno 2016”*.

	<b>ADDENDUM AL RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE ANNO 2016 – PROGETTI ENERGY INTENSIVE</b>	31/07/2017
		Rev.00

## 4. MODALITA' OPERATIVE DI ESERCIZIO NEL PERIODO DI TELECONDUZIONE

### 4.1 PERIODI DI ASSERVIMENTO AI SERVIZI DI RETE

#### **Oggetto**

Di seguito si riporta un quadro riepilogativo sintetico delle modalità operative di esercizio a cui sono stati asserviti i tre impianti SANC, durante il periodo di teleconduzione 01/01/2016 – 31/12/2016.

#### **Metodologia di analisi**

Le modalità operative di esercizio vengono rappresentate dal consuntivo delle ore mensili a cui ciascun impianto SANC viene asservito ai principali 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 in maniera simultanea tra essi, 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 simultaneamente più di una funzione di dispacciamento, 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 cerca di limitare il contributo per altri servizi andando ad impostare opportunamente limitazioni ai relativi contributi di potenza attiva, attuando opportune parametrizzazioni.

Ad esempio, quando sussiste esigenza di ridurre 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 mantenere la funzionalità attiva di servizi meno prioritari pur modulando i relativi contributi (agendo sulle opportune 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 vengono attivate in parallelo.

<b>GINESTRA SANC</b>			
<b>Periodo temporale</b>	<b>Asservimento al servizio di regolazione primaria</b>	<b>Asservimento al servizio di regolazione secondaria</b>	<b>Attivazione riduzione MPE</b>
	[h]	[h]	[h]
GENNAIO	126	126	0
FEBBRAIO	237	237	89
MARZO	404	428	93
APRILE	256	341	113
MAGGIO	575	382	120
GIUGNO	588	224	77
LUGLIO	669	564	42
AGOSTO	744	380	93
SETTEMBRE	683	400	16
OTTOBRE	739	493	80
NOVEMBRE	326	163	52
DICEMBRE	709	530	41
<b>TOTALE</b>	<b>6055</b>	<b>4267</b>	<b>816</b>

Tabella 1 – Fasi di asservimento/utilizzo dei servizi nel periodo di riferimento 01/01/2016-31/12/2016 (GINESTRA SANC)

<b>FLUMERI SANC</b>			
<b>Periodo temporale</b>	<b>Asservimento al servizio di regolazione primaria</b>	<b>Asservimento al servizio di regolazione secondaria</b>	<b>Attivazione riduzione MPE</b>
	[h]	[h]	[h]
GENNAIO	724	724	26
FEBBRAIO	442	442	76
MARZO	698	544	74
APRILE	525	166	105
MAGGIO	490	292	166
GIUGNO	720	393	85
LUGLIO	598	530	27
AGOSTO	743	523	89
SETTEMBRE	720	436	33
OTTOBRE	674	459	65
NOVEMBRE	672	441	70
DICEMBRE	740	570	38
<b>TOTALE</b>	<b>7747</b>	<b>5519</b>	<b>854</b>

Tabella 2 – Fasi di asservimento/utilizzo dei servizi nel periodo di riferimento 01/01/2016-31/12/2016 (FLUMERI SANC)

SCAMPITELLA SANC			
Periodo temporale	Asservimento al servizio di regolazione primaria	Asservimento al servizio di regolazione secondaria	Attivazione riduzione MPE
	[h]	[h]	[h]
GENNAIO	0	0	31
FEBBRAIO	61	62	77
MARZO	467	318	83
APRILE	632	174	109
MAGGIO	684	419	97
GIUGNO	708	388	74
LUGLIO	475	404	44
AGOSTO	744	524	94
SETTEMBRE	720	396	28
OTTOBRE	743	486	83
NOVEMBRE	559	306	83
DICEMBRE	742	545	36
<b>TOTALE</b>	<b>6535</b>	<b>4022</b>	<b>839</b>

Tabella 3 - Fasi di asservimento/utilizzo dei servizi nel periodo di riferimento 01/01/2016-31/12/2016 (SCAMPITELLA SANC)

Analizzando i parziali, emerge un'attivazione sistematica della regolazione primaria di frequenza, con valore minimo annuale, tra i tre impianti, pari a circa 68%. La regolazione secondaria di frequenza è stata attivata, mediamente, nel 52% del periodo, mentre l'asservimento alla mitigazione MPE è pari a circa il 10% dell'anno.

I dati annuali riportati possono essere utilizzati per caratterizzare il funzionamento tipico convenzionale di un impianto in asservimento ad uno dei servizi di rete suddetti solo utilizzando alcune accortezze.

Ad esempio, considerato che i tre impianti sono caratterizzati ciascuno da circa 6 GWh/anno di mitigazione MPE (cfr. relativo report pubblico) e che le ore di attivazione per il suddetto servizio sono circa 800 l'anno, emergerebbe una potenza media in carica per l'esecuzione di una fase di mitigazione di MPE pari a circa il 60% della taglia nominale di impianto. Tuttavia, l'attivazione di una fase di carica per riduzione di MPE viene effettuata da Terna quasi sempre alla massima potenza attiva disponibile e, data la durata media dei fronti di congestione eolica (superiore alle 10 ore sulle dorsali della sperimentazione), sino al raggiungimento dello stato di accumulatori completamente carichi (SOC 100%). Tale discrepanza viene giustificata dalle seguenti considerazioni:

- per cariche complete, ovvero fino al 100% SOC, il valore di potenza in carica, tipicamente imposto al valore nominale dall'operatore, viene automaticamente modulato in riduzione dai sistemi di controllo delle batterie per effetto dell'attivazione della fase cd. "supplementary charging" (cfr. report pubblico), mediamente di durata pari a circa 2 ore e necessaria a portare le Unità di accumulo da un SOC circa pari a 95% fino al 100%. Tale evenienza porta a riscontrare un valor medio di potenza attiva in carica pari a circa 2,0 MW per una UAC di taglia nominale di 2,4 MW,

	<b>ADDENDUM AL RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE ANNO 2016 – PROGETTI ENERGY INTENSIVE</b>	31/07/2017
		Rev.00

scambiato nell'arco di 10 ore circa, quando l'operatore attua una fase di carica a potenza nominale per una mitigazione di MPE condotta da 0% fino a 100% SOC.

- il rapporto suddetto non tiene conto della taglia di impianto effettivamente disponibile all'atto dell'attivazione di una fase di mitigazione di MPE. In questo senso, il rapporto tra riduzione di MPE annua consuntivata e numero di ore di funzionamento registrato per tale servizio dovrebbe essere confrontato con il valore di potenza media annua disponibile dell'impianto in luogo della taglia nominale;
- in misura minore rispetto agli altri punti, sussiste l'evenienza di cariche complete per mitigazione MPE a partire da SOC iniziali superiori allo 0%; queste casistiche sono relative a fasi consecutive di presenza di MPE intervallate da periodi di tempo non sufficientemente lunghi da consentire una scarica completa per accogliere l'incipiente nuova presenza di MPE. In tali casi, con il raggiungimento della carica completa, si amplifica l'incidenza percentuale, sul valore medio in potenza, del completamento della supplementary charging.

## 4.2 FREQUENZE DI PRELIEVO E IMMISSIONE

### **Oggetto**

Di seguito si riporta un'analisi statistica che, su base annuale, utilizza i consuntivi delle singole sequenze di attivazione di fasi di carica e di scarica consecutive degli impianti SANC per calcolare la distribuzione della frequenza dei periodi di immissione o prelievo in/dalla RTN degli impianti.

### **Metodologia di calcolo**

L'analisi correla, a livello di impianto SANC, il numero di ore consecutive in cui è stata consuntivata una fase (di carica o di scarica), denominato anche "periodo" di una fase, con:

- il numero delle occorrenze annue registrate, espresso in percentuale delle ore totali annue per tipologia di fase (carica o scarica);
- il valore medio della potenza attiva scambiata per tale tipologia di fase, espresso in percentuale della taglia nominale dell'impianto.

Ciascun periodo di una fase è identificato dalla sua durata complessiva, espressa in numero di ore, ovvero dal numero di ore consecutive tra l'inizio e la fine del periodo di immissione (scarica) o prelievo (carica).

Tale analisi permette di desumere il legame di correlazione tra:

- I dati di targa degli impianti, in riferimento alla capacità energetica nominale ed alla potenza attiva nominale di carica e di scarica;
- La tipologia e la dinamica di asservimento ai servizi di rete (principalmente mitigazione MPE e la sperimentazione del servizio di regolazione secondaria f-P);
- La calibrazione dei parametri caratteristici delle funzioni di dispacciamento (e.g. semibanda di regolazione secondaria f-P).

L'analisi ha un dettaglio riferito all'impianto SANC nel suo insieme, essendo la dinamica delle singole UAC tra loro simile quando riferita ad analisi di asservimento per esigenze di rete.

La convezione sul passo di campionamento riportata nel grafico è quella del periodo orario: fasi di carica attivate, ad esempio, al minuto 25 del periodo orario 1 e durate consecutivamente 10 ore, sono assegnate al periodo orario 11 dell'asse delle ascisse.

Alla base delle elaborazioni sono utilizzati i valori medi orari di potenza attiva calcolati a partire dai valori di energia quart'orari registrati dai contatori rapportati al quarto d'ora, ed i profili di potenza sono definiti come valori medi orari a partire dai singoli contributi di ciascuna UAC costituente il SANC: quest'ultima elaborazione viene abbinata ad un'azione di interpolazione applicata ai valori di base compresi nella fascia di ore consecutive 4÷6 per la scarica e 6÷9 per la carica, a causa del ridotto numero di campioni corrispondenti (ad esempio dell'ordine del 2% per la fase di scarica a 6 ore o dell'1% per quella a 7 di carica), essendo queste sequenze operative non sistematiche e quindi meno frequenti.

### **Risultati e commenti**

Di seguito si riportano i grafici relativi all'analisi condotta per le fasi di carica e per le fasi di scarica, secondo la metodologia suddetta.

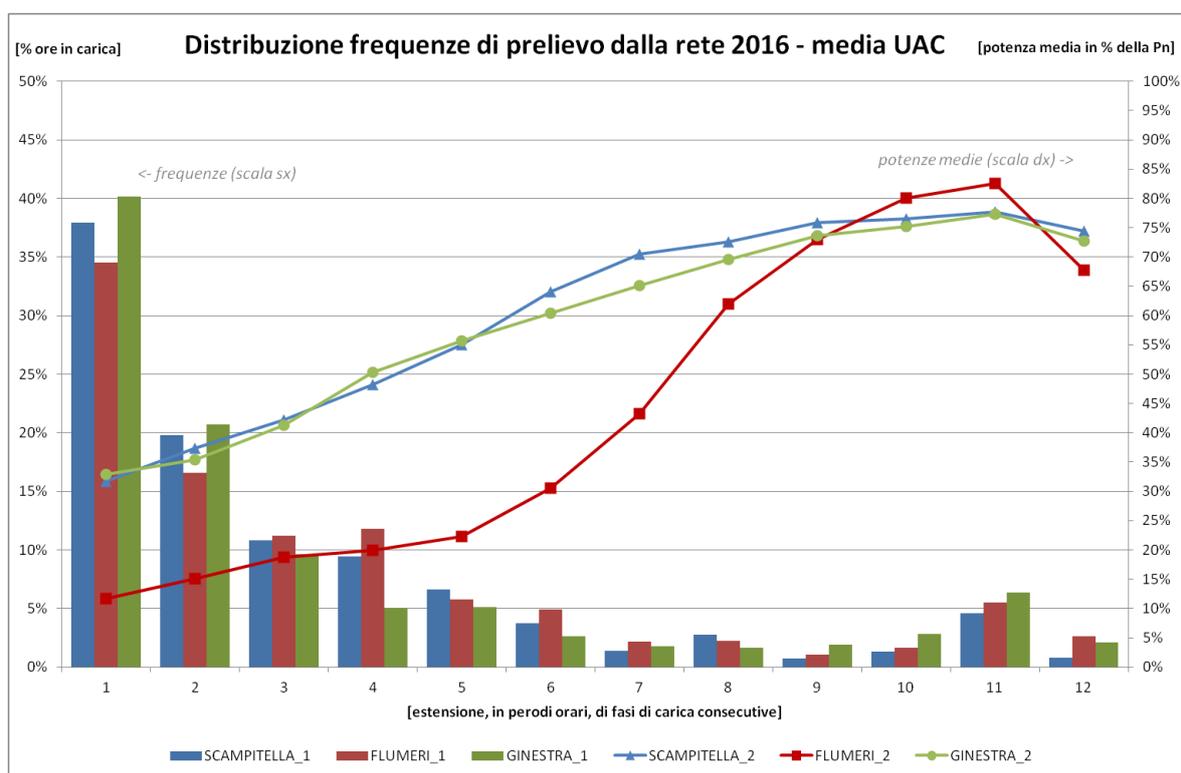


Figura 1 - Distribuzione frequenze di prelievo 2016

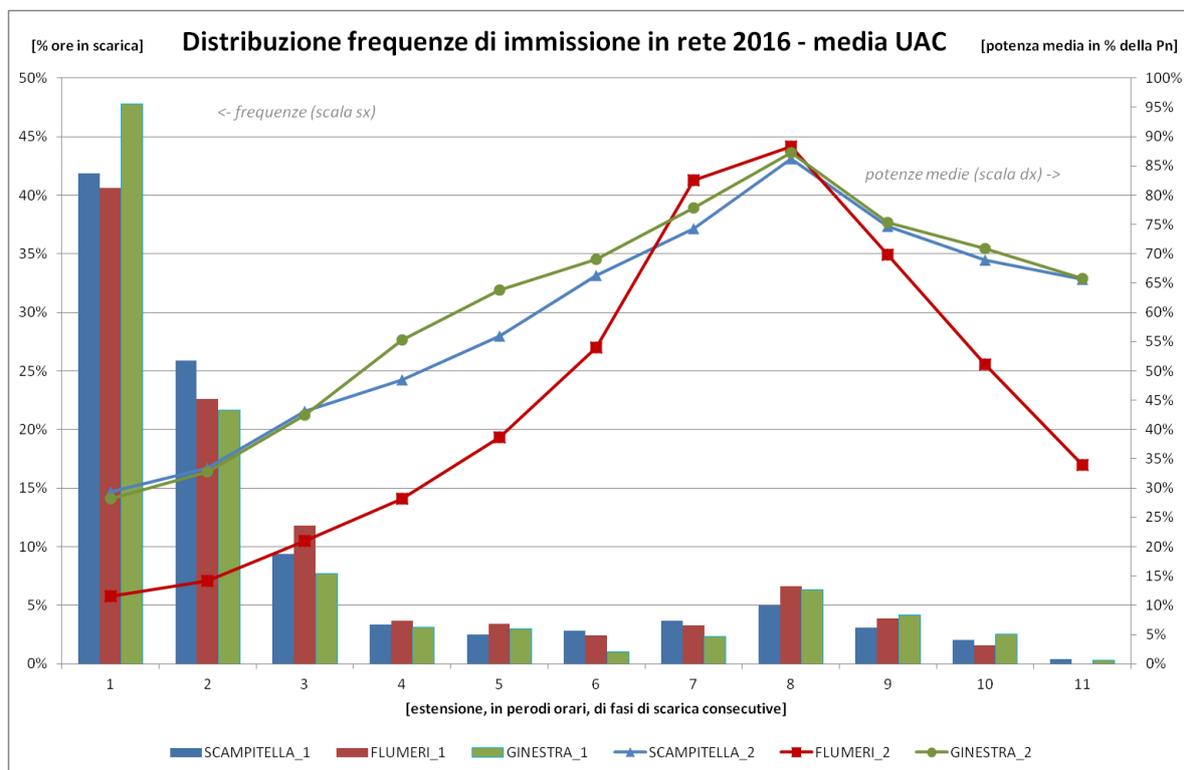


Figura 2 - Distribuzione frequenze di immissione 2016

Per entrambe le fasi valgono le seguenti considerazioni:

- La concentrazione, in termini di valore percentuale sul totale delle ore annue per fase, è polarizzata in due intorni precisi di fasce orarie:
  - Quello compreso in 1÷3 ore per le attivazioni in secondaria, molto frequenti da un punto di vista quantitativo (data la sperimentazione) ancorché caratterizzate da potenze medie inferiori al 43%; la motivazione è che tale servizio richiede una pronunciata modulazione della potenza scambiata;
  - Quelle corrispondenti alle durate tipiche correlate all'asservimento dell'impianto alla mitigazione MPE:
    - i. La scarica profonda per predisposizione, operata tipicamente a potenza nominale, viene eseguita in circa 7,5-8 ore consecutive a partire da accumulatori completamente carichi; dal grafico è possibile desumere tale comportamento, avendosi un picco di occorrenze nell'intorno delle 8 ore, con valore medio di poco inferiore al 90%;
    - ii. La carica per mitigazione di una congestione in atto, di norma eseguita a potenza massima, richiede un tempo necessario alla carica completa pari a circa 10 ore quando lo stato di carica iniziale è pari a 0%. Dal grafico si nota come la fase di carica continuativa più frequente, per le fasi ad elevate escursioni del SOC, sia quella pari ad 11 ore (circa il 6% dei campioni totali) e che il valore medio di potenza sia dell'ordine dell'80% (dettato principalmente dal manifestarsi della

	<b>ADDENDUM AL RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE ANNO 2016 – PROGETTI ENERGY INTENSIVE</b>	31/07/2017
		Rev.00

supplementary charging e della conseguente riduzione automatica di potenza massima in carica).

- I valori di potenza, sia di carica che scarica, superato il picco ammesso dalla capacità energetica (8 o 11 periodi orari, secondo la fase) decrescono di conseguenza;
- I profili di potenza di Ginestra e Scampitella sono del tutto simili: la motivazione è da ricondurre alla standardizzazione delle sequenze operative e alla medesima calibrazione dei servizi (nello specifico della semibanda di regolazione secondaria f-P);
- Per l'impianto di Flumeri compete un profilo di potenza qualitativamente simile, da un punto di vista delle dinamiche desumibili di asservimento ai servizi, ma caratterizzato da valori di potenze medie inferiori esclusivamente per i periodi orari riconducibili alla regolazione secondaria (al netto della rappresentatività statistica del basso numero di occorrenze, per i periodi 1÷4 e superiori alle 11 ore per la carica e per le fasi 1÷3 ore e superiori alle 8 per la scarica). Le motivazioni di tale scostamento tra Flumeri e gli altri due impianti sono da ricondursi ad una diversa calibrazione della semibanda, a valori inferiori rispetto a Ginestra e Scampitella, tale da determinare potenze medie, e quindi volumi energetici scambiati, inferiori.

Si precisa infine che, per l'impianto di Flumeri, il numero molto ridotto di occorrenze di scarica continuativa per valori superiori alle 9 ore rende poco significativo il confronto sullo scostamento tra il valore medio di potenza registrato per questo impianto e gli altri due.

#### 4.3 FLUSSI DI ENERGIA ATTIVA SCAMBIATA CON LA RETE

##### **Oggetto**

In questa sezione vengono presentate analisi statistiche sugli scambi energetici che hanno caratterizzato le UAC degli impianti SANC durante l'esercizio nel periodo di riferimento.

##### **Metodologia di analisi**

Per le analisi sugli scambi energetici si utilizza per ciascun impianto una UAC tipo, presa a campione, essendo le sequenze operative per asservimento ad esigenze di rete le medesime tra le UAC.

Per questo si utilizzano le misure di energia quart'orarie prelevate dai contatori del feeder MT di connessione dalla UAC al quadro MT di impianto, e quindi non viene portato in conto l'assorbimento energetico delle scaldiglie delle batterie costituenti l'UAC in esame (alimentate dal quadro di bassa tensione tramite i feeder dei trasformatori MT/BT dei servizi ausiliari di impianto).

I grafici, distinti tra la fase di carica e la fase di scarica, rappresentano la distribuzione dell'energia scambiata dall'unità di accumulo con la rete: per ogni range di potenza, intesa come valore medio nel quarto d'ora ed espressa in % rispetto a quella nominale, l'altezza degli istogrammi fornisce l'entità dell'energia scambiata in termini percentuali rispetto al totale annuale (rispettivamente in assorbimento ed erogazione, a seconda della fase in esame).

Ogni grafico è corredato di una curva cumulata delle energie percentuali, in grado di evidenziare l'incremento della quota parte di energia scambiata nel passaggio da una fascia di potenza alla successiva.

## Risultati e commenti

Di seguito vengono riportati i risultati per singolo impianto distinti per ciascuna fase di riferimento.

### 4.3.1 GINESTRA

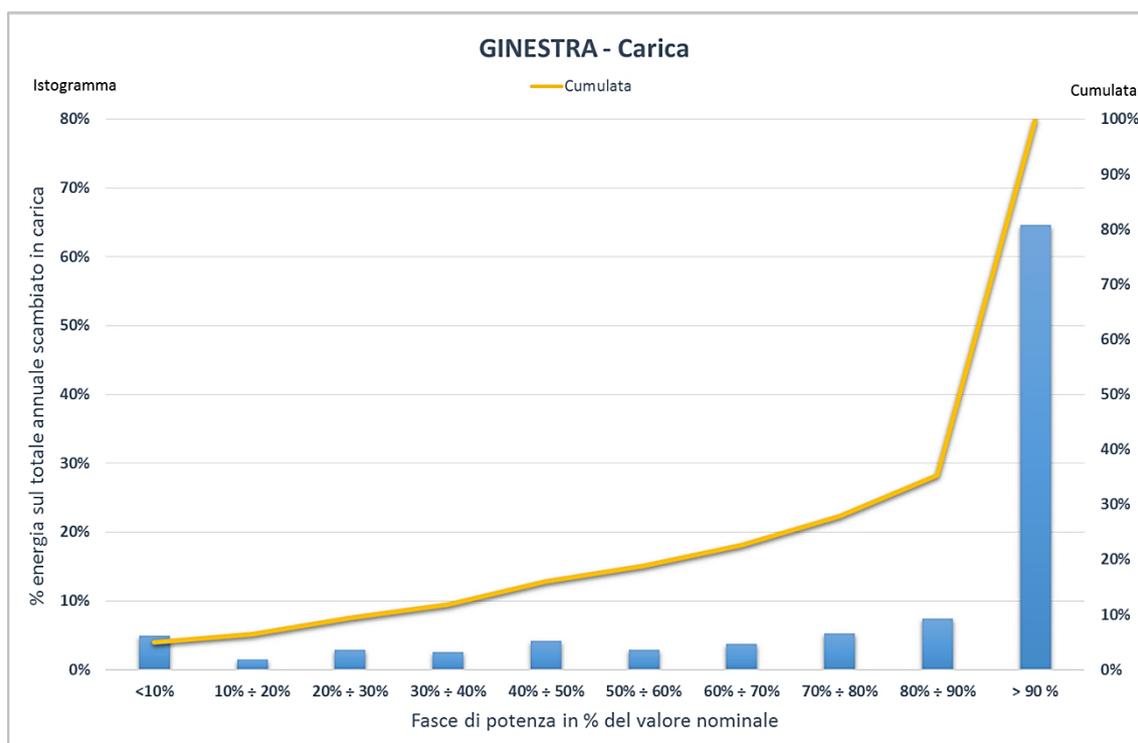


Figura 3 – Distribuzione percentuale dell'energia scambiata in carica rispetto al totale annuale in assorbimento ripartita tra le varie fasce di potenza riferite al valore nominale (GINESTRA SANC)

La figura precedente mostra la ripartizione percentuale dell'energia attiva assorbita dall'UAC nel corso dell'anno e ripartita sulla base della fascia di potenza media percentuale del valore nominale.

L'entità della distribuzione degli istogrammi trova un riscontro nelle modalità di esercizio dell'impianto nel periodo di riferimento: le fasce intermedie, dal 10% a circa il 70% di potenza nominale, raccolgono di fatto tutta l'energia assorbita dall'UAC per ottemperare al servizio di regolazione secondaria f-P, per cui l'entità della potenza scambiata è strettamente connessa alle esigenze di rete.

Notevole è la concentrazione del quantitativo annuale di energia accumulata per range di potenza prossimi al valore nominale, rappresentativi delle cariche eseguite per asservimento al servizio di mitigazione MPE. L'elevata incidenza di questa condizione di esercizio è dovuta alla priorità di tale servizio rispetto alla sperimentazione della secondaria di frequenza. Si consideri, comunque, come anche la regolazione secondaria di frequenza contribuisca a determinare volumi energetici alla massima potenza.

La curva cumulata consente di ricostruire, gradino dopo gradino, l'entità dell'incremento percentuale fino al raggiungimento del totale annuo assorbito.

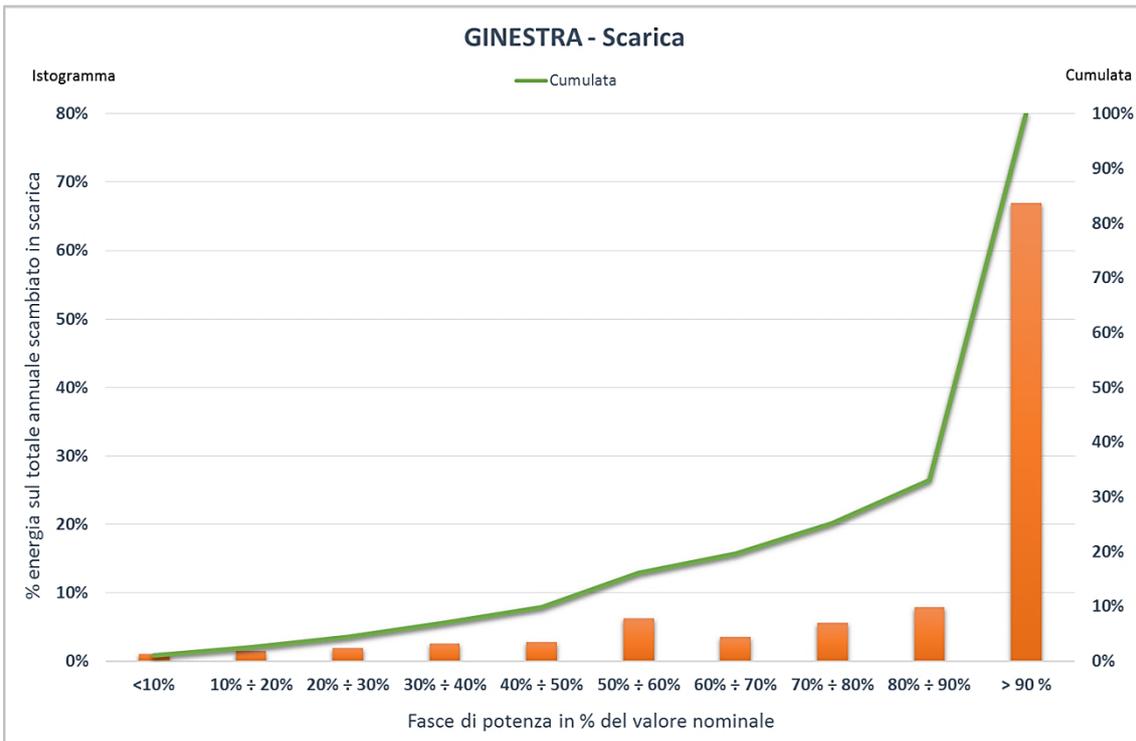


Figura 4 - Distribuzione percentuale dell'energia scambiata in scarica rispetto al totale annuale in erogazione ripartita tra le varie fasce di potenza riferite al valore nominale (GINESTRA SANC)

Le osservazioni fatte per le fasi di carica dell'UAC, possono essere riproposte nell'analisi delle fasi di scarica per la quota parte relativa alla correlazione della distribuzione nelle fasce intermedie e l'energia scambiata per regolazione secondaria f-P. Anche l'elevata concentrazione nei range prossimi al valore nominale di potenza dell'UAC trova riscontro nel servizio svolto per mitigazione MPE e in particolar modo nelle scariche di predisposizione funzionali all'espletamento della funzione.

#### 4.3.2 FLUMERI

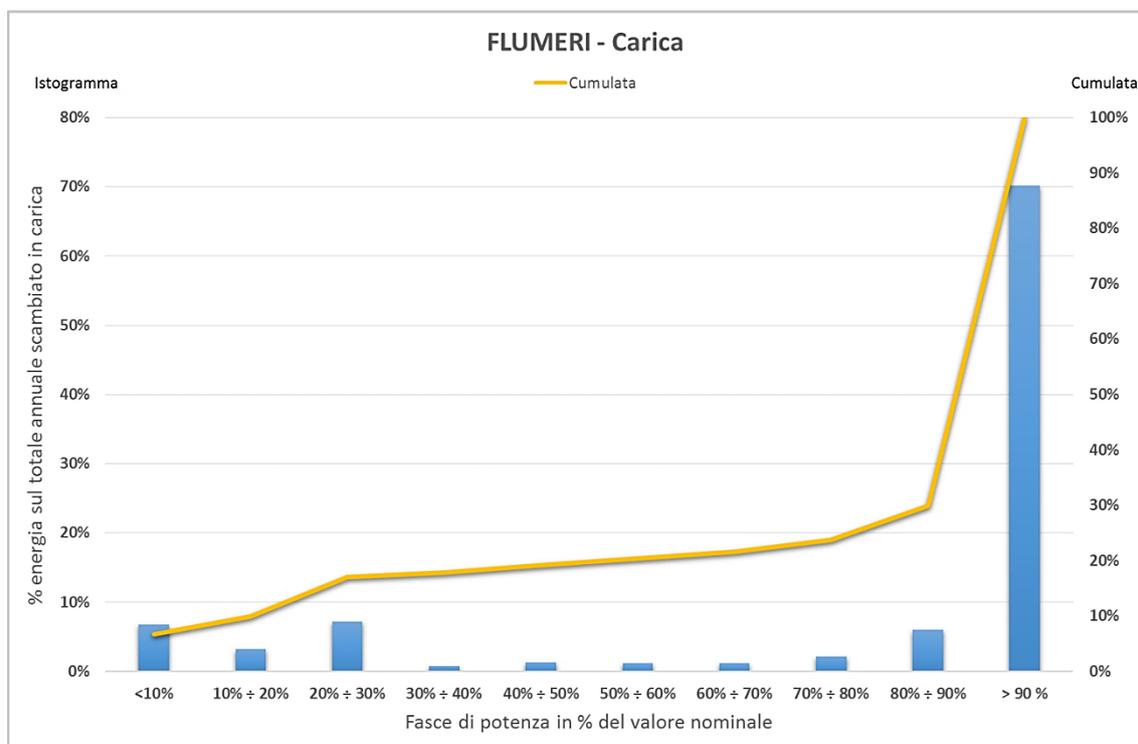


Figura 5 - Distribuzione percentuale dell'energia scambiata in carica rispetto al totale annuale in assorbimento ripartita tra le varie fasce di potenza riferite al valore nominale (FLUMERI SANC)

La distribuzione dell'energia assorbita in carica nel caso di Flumeri rispecchia la strategia di gestione dell'impianto nel corso dell'anno 2016. La figura precedente mostra l'elevata concentrazione in corrispondenza delle fasce di potenza più elevate, in linea con gli altri impianti. A differenza di quanto visto per Ginestra e che verrà di seguito rappresentato per Scampitella, invece, la distribuzione relativa allo scambio energetico per asservimento alla regolazione di frequenza f-P risulta leggermente traslata verso valori inferiori di potenza, in linea con una diversa calibrazione della semibanda (valori differenti a fini sperimentali).

Questo trend è confermato anche da un leggero appiattimento della curva cumulata nel passaggio dal 20 al 70% di P nominale: la causa è rappresentata dalla maggiore concentrazione di volumi a potenze inferiori il 20÷30% che, di fatto, sgravano la fascia centrale nel confronto con gli altri due SANC.

Le medesime considerazioni possono essere ripetute per la figura seguente rappresentativa della distribuzione dell'energia erogata.

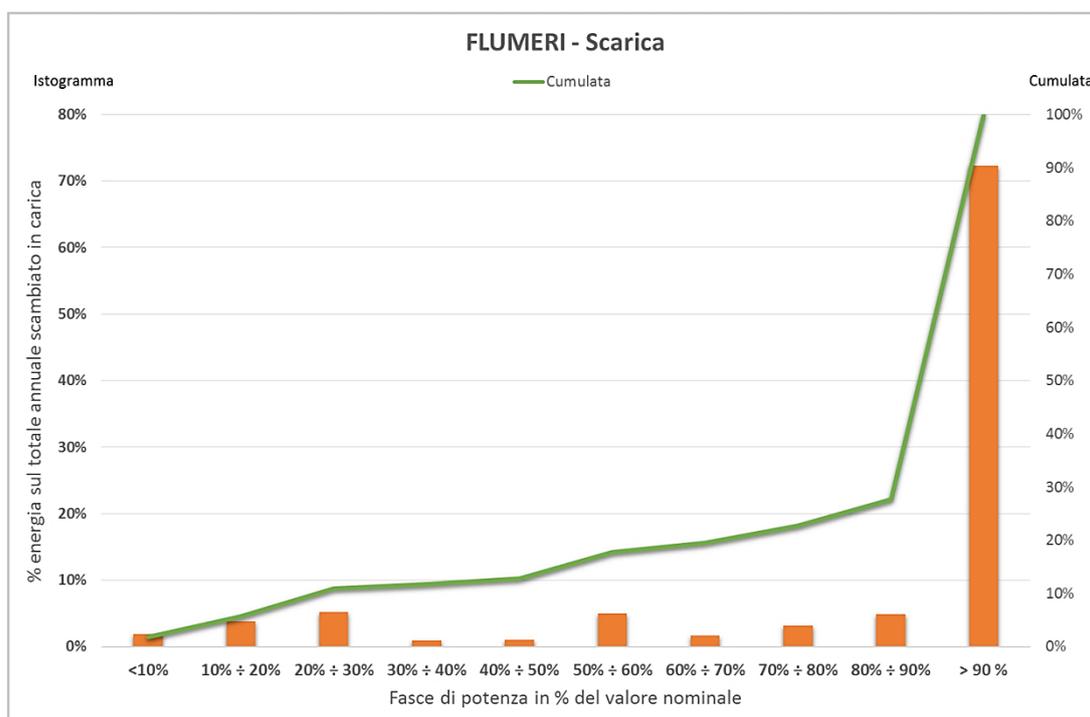


Figura 6 - Distribuzione percentuale dell'energia scambiata in scarica rispetto al totale annuale in erogazione ripartita tra le varie fasce di potenza riferite al valore nominale (FLUMERI SANC)

### 4.3.3 SCAMPITELLA

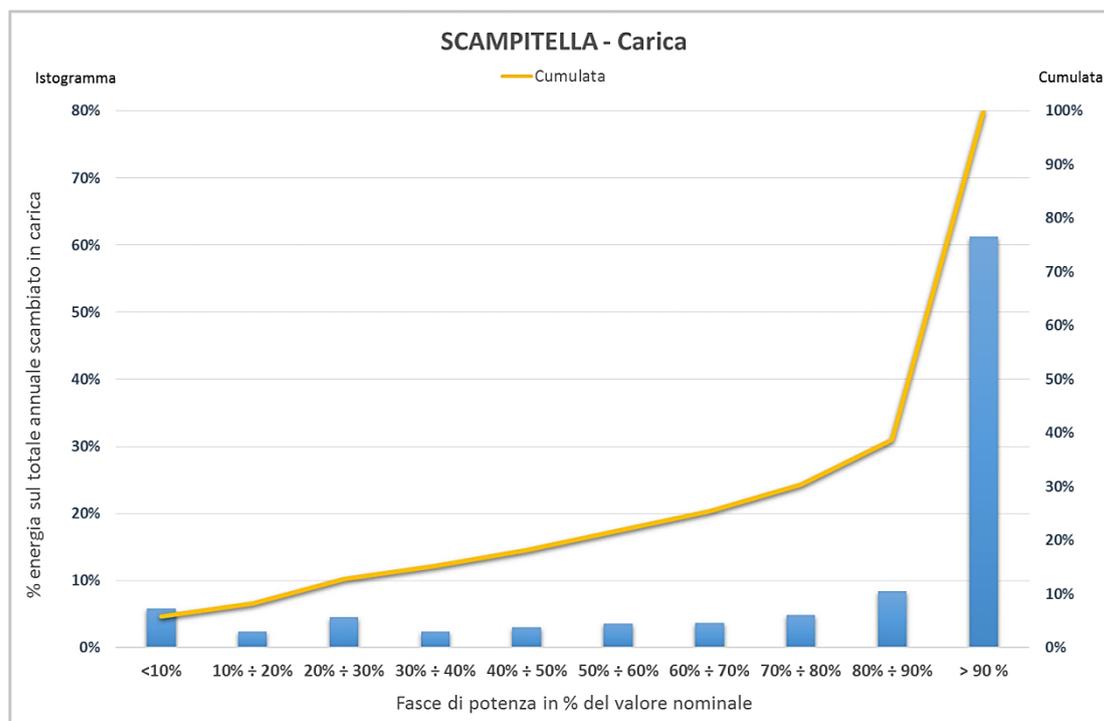
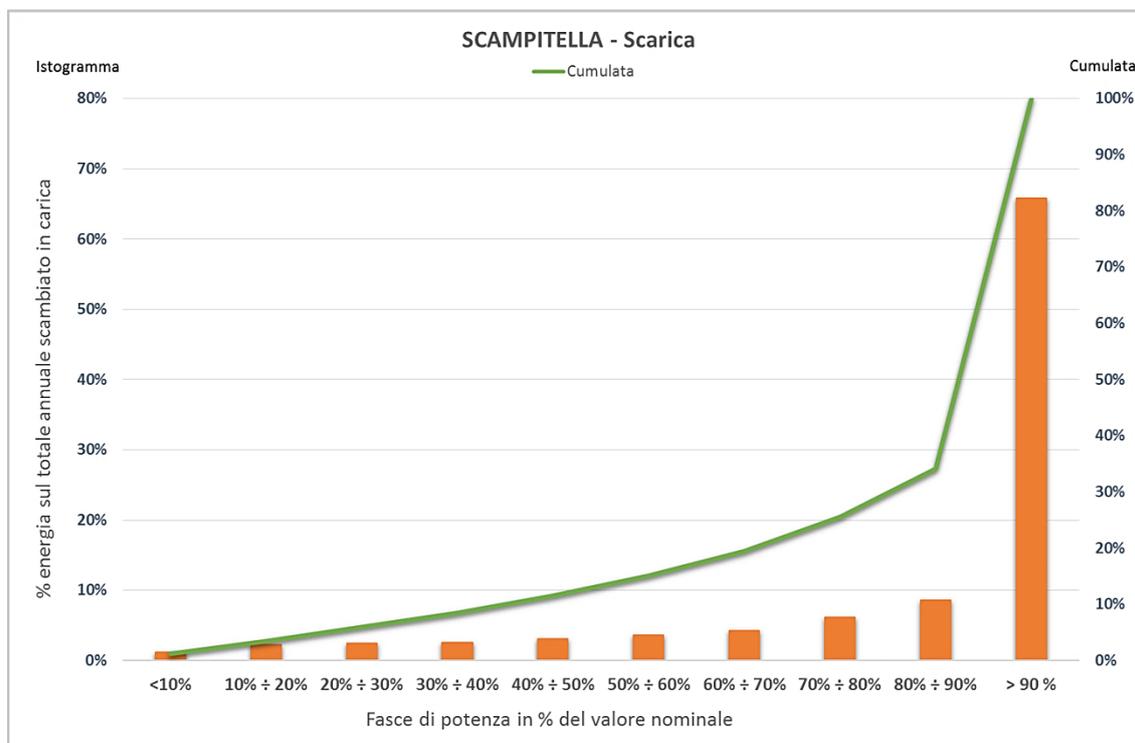


Figura 7 - Distribuzione percentuale dell'energia scambiata in carica rispetto al totale annuale in assorbimento ripartita tra le varie fasce di potenza riferite al valore nominale di impianto (SCAMPITELLA SANC)



*Figura 8 - Distribuzione percentuale dell'energia scambiata in scarica rispetto al totale annuale in erogazione ripartita tra le varie fasce di potenza riferite al valore nominale (SCAMPITELLA SANC)*

Scampitella SANC presenta distribuzioni dell'energia scambiata in linea con l'impianto di Ginestra, sia nel caso della carica sia della scarica. La percentuale dell'energia scambiata nelle fasce elevate di potenza risulta leggermente minore degli altri 2 impianti se rapportata alle fasce intermedie, in accordo con gli elevati volumi di energia per regolazione secondaria f-P scambiati dall'impianto nel corso dell'anno.

#### 4.4 FLUSSI DI ENERGIA REATTIVA SCAMBIATA CON LA RETE

Gli scambi di energia reattiva delle Unità di Accumulo con la rete ultimi sono vincolati all'attivazione della funzionalità di regolazione di tensione, il cui servizio non è ancora stato rilasciato all'esercizio, oltre che alle perdite di potenza reattiva sostenute principalmente dai filtri AC dei convertitori quando le UAC.

L'utilizzo in regolazione di tensione è attivato in via sperimentale in determinati periodi, per non limitare l'utilizzo delle unità di accumulo per i servizi di potenza attiva, e limitatamente a specifiche prove e test di collaudo.

Per tali ragioni i profili degli scambi di energia reattiva risultano essere di valore notevolmente ridotto rispetto alle energie attive, fornendo un consuntivo annuale che si assesta, come ordine di grandezza, intorno ai 100 MVarh per impianto SANC.

	<b>ADDENDUM AL RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE ANNO 2016 – PROGETTI ENERGY INTENSIVE</b>	31/07/2017
		Rev.00

## 5. INDICATORI PRINCIPALI DI PERFORMANCE DI ESERCIZIO

### 5.1 PREMESSA

Ciascun semestre di esercizio degli impianti SANC viene analizzato al fine di verificare le performance su diverse sezioni di impianto, ovvero a livello di singola batteria, a livello di Unità di accumulo ed a livello di intero impianto SANC.

Sono quindi valutati i rendimenti per le suddette sezioni di impianto ed analizzati in relazione alla disponibilità all'esercizio delle unità di accumulo ed 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 di frequenza).

Con cadenza annuale sono inoltre stabilite contrattualmente con i fornitori sessioni di test, dedicati e mirati sui componenti principali delle UAC (batterie e sistemi di conversione) il cui scopo è verificare il mantenimento delle prestazioni di progetto secondo quanto dichiarato nei dati di targa. Tali prove, per il 2016, risultano essere superate con successo come evincibile dai report allegati al presente documento.

### 5.2 RENDIMENTI DI BATTERIE, UAC E IMPIANTO NEI PERIODI DI RIFERIMENTO

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

Ad integrazione di quanto già riportato nel report pubblico annuale, nel seguito sono riportati i valori dei rendimenti calcolati per i tre impianti, suddivisi per semestre, secondo la seguente metodologia:

- **rendimento batteria senza perdite:** rapporto tra l'energia erogata dall'assemblato batteria e l'energia immagazzinata dall'assemblato stesso;
- **rendimento batteria con perdite:** rapporto tra l'energia erogata dall'assemblato batteria e la somma dell'energia immagazzinata dall'assemblato e l'energia assorbita dalle relative scaldiglie;
- **rendimento UAC senza perdite:** rapporto tra l'energia erogata e l'energia immagazzinata dall'unità di accumulo misurata al punto di connessione della UAC in media tensione;
- **rendimento UAC con perdite:** rapporto tra l'energia erogata e la somma dell'energia immagazzinata dall'unità di accumulo, misurata al punto di connessione della UAC in media tensione, dell'energia assorbita dalle scaldiglie degli assemblati batteria e delle energie assorbite dai sistemi ausiliari dei PCS (sistema di raffreddamento ed altri apparati);
- **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.

### 5.2.1 GINESTRA

➤ Rendimento delle batterie

<b>I semestre</b>	BAT1	BAT2	BAT3	BAT4	BAT5	BAT6	BAT 7	BAT 8	BAT 9	BAT10
Senza perdite	88,1%	87,3%	87,6%	87,1%	88,8%	84,9%	85,3%	85,8%	80,9%	80,0%
Con perdite	59,1%	59,6%	58,9%	60,1%	56,8%	58,1%	53,6%	53,7%	55,0%	54,9%

<b>II semestre</b>	BAT1	BAT2	BAT3	BAT4	BAT5	BAT6	BAT 7	BAT 8	BAT 9	BAT10
Senza perdite	86.8%	86.1%	86.8%	87.1%	87.6%	87.2%	86.1%	86.5%	87.5%	87.3%
Con perdite	58.8%	58.5%	66.4%	66.6%	69.7%	70.2%	62.4%	62.6%	64.1%	64.4%

➤ Rendimento delle singole unità di accumulo

<b>I semestre</b>	UAC12	UAC34	UAC5	UAC6	UAC78	UAC910
Senza perdite	77,0%	77,0%	77,7%	76,4%	77,2%	77,2%
Con perdite	46.5%	47,4%	49,3%	49,3%	49,2%	52,0%

<b>II semestre</b>	UAC12	UAC34	UAC5	UAC6	UAC78	UAC910
Senza perdite	76.3%	77.1%	77.4%	78.0%	76.3%	77.6%
Con perdite	53.0%	53.0%	53.0%	53.0%	53.0%	53.0%

➤ Rendimento impianto

	1 gennaio - 30 luglio	1 luglio - 31 dicembre
$\eta_{SANC} [\%]$	<b>46.1%</b>	<b>52.9%</b>

➤ Perdite di impianto

	1 gennaio - 30 luglio	1 luglio - 31 dicembre
$P_{sanc} [GWh]$	<b>3,88</b>	<b>4,28</b>

### 5.2.2 FLUMERI

➤ Rendimento delle batterie

<b>I semestre</b>	BAT1	BAT2	BAT3	BAT4	BAT5	BAT6	BAT 7	BAT 8	BAT 9	BAT10
Senza perdite	86,7%	86,6%	87,0%	86,7%	87,0%	87,2%	86,7%	84,8%	86,8%	n.d. <sup>1</sup>
Con perdite	55,3%	58,9%	60,9%	56,1%	54,0%	64,2%	59,1%	54,0%	58,0%	66,0%

<sup>1</sup> Dato non disponibile per parziale assenza o non validità delle relative misure;

Il semestre	BAT1	BAT2	BAT3	BAT4	BAT5	BAT6	BAT 7	BAT 8	BAT 9	BAT10
Senza perdite	87.2%	86.7%	87.1%	86.5%	87.3%	87.2%	86.9%	88.8%	86.9%	90.5%
Con perdite	75.0%	77.0%	73.2%	75.9%	75.6%	75.7%	76.6%	77.6%	73.5%	77.6%

➤ Rendimento delle singole unità di accumulo

I semestre	UAC1	UAC2	UAC3	UAC4	UAC5	UAC6	UAC7	UAC8	UAC9	UAC10
Senza perdite	73,8%	75,0%	75,1%	75,8%	73,4%	75,5%	75,4%	73,2%	74,5%	74,1%
Con perdite	48,0%	51,8%	53,4%	52,3%	47,1%	56,4%	52,9%	46,8%	50,8%	49,9%

II semestre	UAC1	UAC2	UAC3	UAC4	UAC5	UAC6	UAC7	UAC8	UAC9	UAC10
Senza perdite	75.0%	77.0%	73.2%	75.9%	75.6%	75.7%	76.6%	77.6%	73.5%	77.6%
Con perdite	47.6%	49.2%	44.7%	48.5%	49.4%	47.7%	49.5%	53.5%	45.4%	49.7%

➤ Rendimento impianto

	1 gennaio - 30 luglio	1 luglio - 31 dicembre
$\eta_{SANC} [\%]$	<b>46.6%</b>	<b>44.3%</b>

➤ Perdite di impianto

	1 gennaio - 30 luglio	1 luglio - 31 dicembre
$P_{sanc} [GWh]$	<b>3.73</b>	<b>3.87</b>

### 5.2.3 SCAMPITELLA

➤ Rendimento delle batterie

I semestre	BAT1	BAT2	BAT3	BAT4	BAT5	BAT6	BAT 7	BAT 8	BAT 9
Senza perdite	87,2%	86,8%	86,7%	86,8%	85,4%	87,2%	87,1%	86,8%	83,6%
Con perdite	53,7%	53,2%	54,6%	56,3%	58,4%	56,7%	47,3%	58,3	56,6%

II semestre	BAT1	BAT2	BAT3	BAT4	BAT5	BAT6	BAT 7	BAT 8	BAT 9
Senza perdite	87.2%	85.9%	86.0%	85.9%	86.8%	85.5%	86.6%	86.5%	87.6%
Con perdite	56.4%	65.9%	67.6%	66.7%	68.1%	61.5%	66.0%	68.9%	65.0%

➤ Rendimento delle singole unità di accumululo

I semestre	UAC1	UAC2	UAC3	UAC4	UAC5	UAC6	UAC7	UAC8	UAC9
Senza perdite	74,6%	74,0%	73,4%	73,8%	73,0%	74,2%	72,0%	74,1%	68,5%
Con perdite	53,2%	51,7%	48,1%	49,8%	51,4%	51,7%	41,6%	50,7%	35,9%

II semestre	UAC1	UAC2	UAC3	UAC4	UAC5	UAC6	UAC7	UAC8	UAC9
Senza perdite	76.6%	77.1%	77.2%	77.0%	77.9%	77.7%	77.9%	78.2%	78.5%
Con perdite	52.1%	59.1%	60.6%	60.4%	61.0%	56.0%	59.3%	62.1%	56.8%

➤ Rendimento impianto

	1 gennaio - 30 luglio	1 luglio - 31 dicembre
$\eta_{SANC} [\%]$	<b>43,8%</b>	<b>57,5%</b>

➤ Perdite di impianto

	1 gennaio - 30 luglio	1 luglio - 31 dicembre
$P_{sanc} [GWh]$	<b>3.67</b>	<b>3.82</b>

### 5.3 RISULTATI PROVE DI CARICA/SCARICA

In corso d'anno, in ciascun impianto SANC vengono realizzate delle campagne di misure volte a caratterizzare, per ciascun assemblato batteria, lo stato di invecchiamento delle stesse. Tali verifiche sono realizzate direttamente dal costruttore degli assemblati ed i valori e le elaborazioni ottenute sono confrontate con valori di riferimento definiti dal costruttore nel data sheet della tecnologia.

La modalità di prova consiste nel sottoporre ciascun assemblato batteria ad un profilo di potenza di durata 24 h, costituito da una sequenza di fasi di scarica e carica (c.d. "ciclo standard"). Tale ciclo viene ripetuto per sei volte consecutivamente. Per ciascun impianto SANC si riporta in allegato a tale documento il test report relativo ad una UAC.

## 6. INTEGRAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO NELLA RTN

### 6.1 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 – DRT*).

L’analisi dell’effettivo importo residuo, per l’anno 2016, al netto del *saving* imputabile al DTR e ai SANC, è, invece, riportata nella tabella seguente (dati in GWh).

Totale	Gennaio - Dicembre 2016
<b>Totale MPE [GWh]</b>	<b>57,9</b>

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
<b>Totale MPE [GWh]</b>	<b>43,9</b>

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

### 6.2 DYNAMIC THERMAL RATING

I limiti di corrente delle linee, ricalcolati dinamicamente dal DTR, sono caratterizzati secondo 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 cautelativamente 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.

	<b>ADDENDUM AL RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE ANNO 2016 – PROGETTI ENERGY INTENSIVE</b>	31/07/2017
		Rev.00

L'analisi sugli incrementi del rating degli elettrodotti deve, anzitutto, considerare la differente tipologia di conduttori installati sui 3 elettrodotti in oggetto. A differenza delle linee Benevento 2 – Montefalcone e Benevento 2 – Foiano, la linea Bisaccia – Bisaccia 380 è dotata di conduttori di tipo *ad alta capacità*, caratterizzati, rispetto a quelli delle sopracitate linee afferenti la st.ne di Benevento 2, da valori minimi di portata (c.d. valori nominali statici) più alti.

I benefici massimi, rispetto ai valori “statici”, garantiti dal DTR, sono dell'ordine del +10÷15% negli scenari invernali e del +30÷35% in quelli estivi (cfr. Figura 9). Si nota, per la Bisaccia – Bisaccia 380, la minor ampiezza del beneficio, comunque compresa nella finestra entro il +20%, dovuta, per l'appunto, alla più ristretta finestra tra i valori minimi e massimi delle portate statiche; nel caso delle linee su Benevento 2, invece, è maggiormente marcato il comportamento in ragione della stagionalità (punte del +37%, in scenari estivi).

Altro fattore da considerare è il cluster, di aumento del rating, maggiormente frequente nell'operatività del DTR: i valori statisticamente più numerosi appartengono ai cluster di beneficio massimo.

Analizzando, invece, le curve di durata, si denota come, per il 50% dell'anno, i tre DTR garantiscano un aumento superiore alla soglia del +10% circa, con una crescita pronunciata in corrispondenza dei cluster a +10÷15% e +30÷35%: in tal senso, per le due linee su Benevento 2, il punto angoloso corrispondente al cluster +10÷15% è da ascrivere al combinato disposto dato dal fatto che, in scenari estivi, i benefici siano, in generale, appartenenti alla seconda metà dell'intervallo +5÷40% e dalla maggiore concentrazione di benefici, rispetto a quello invernale, nel cluster +35÷40% (cfr. Figura 10). Per la linea su Bisaccia 380, come detto, tale evenienza non si manifesta, data la minor ampiezza dell'intervallo di valori tra le portate “statiche” massime estive e invernali.

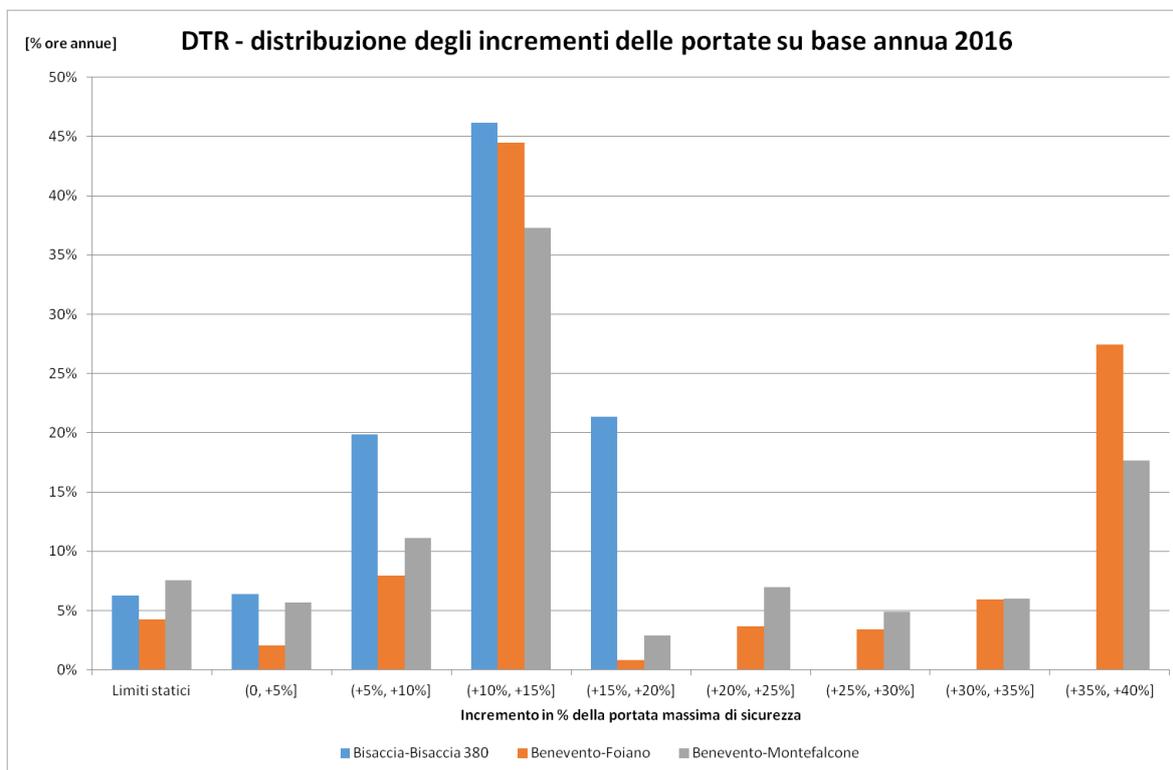


Figura 9 – DTR – distribuzione dei benefici nell'anno 2016

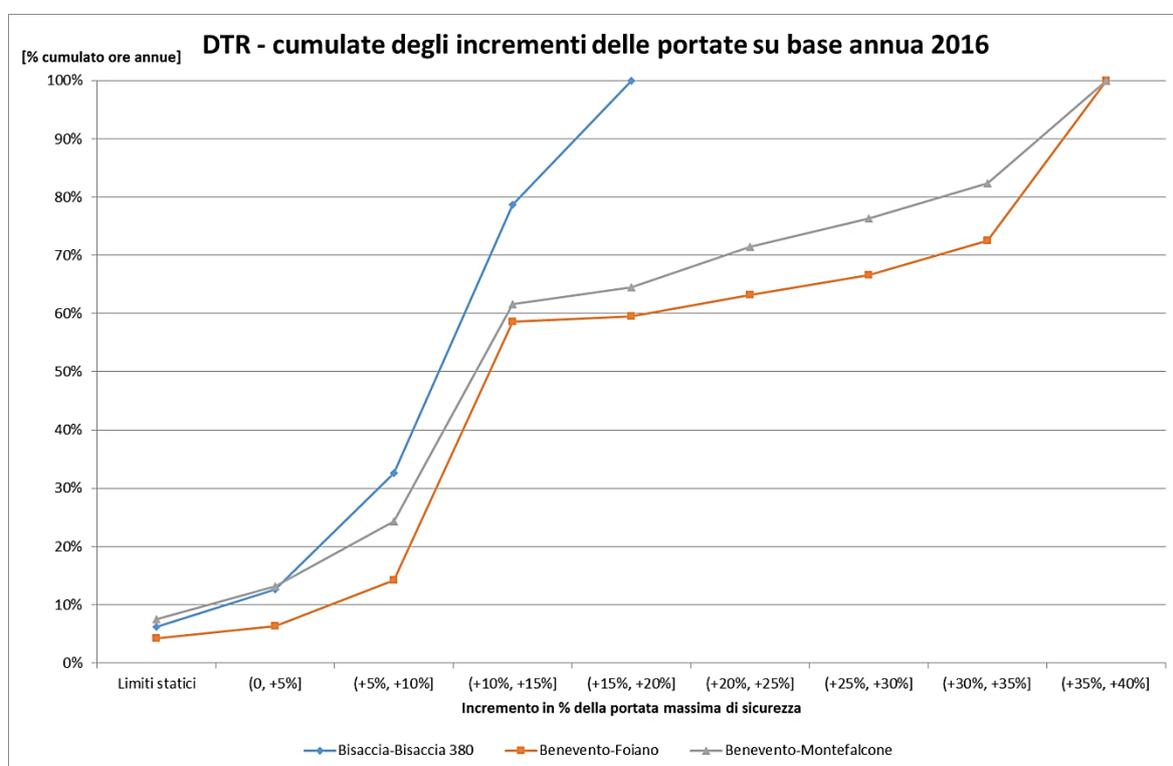


Figura 10 – DTR – cumulate dell'aumento del rating, anno 2016

### 6.3 APPLICATIVO PREVISIONI FRNP

Il modello di previsione di immissione eolica, impiegato nel primo anno di sperimentazione, è caratterizzato, nel corso del 2016, da un'accuratezza media annua pari al 18%<sup>2</sup> del totale del consuntivo di immissione stesso (perimetro Italia).

L'analisi delle statistiche su base Zona di Mercato e mese di competenza, conduce a dedurre le considerazioni che seguono. Lo strumento di previsione, riferendosi ad esempio alla previsione media, su base mensile, per le zone CSUD e SUD, 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 successiva ripresa di intensità nell'ultimo periodo dell'anno (cfr. Figura 11 e Figura 12).

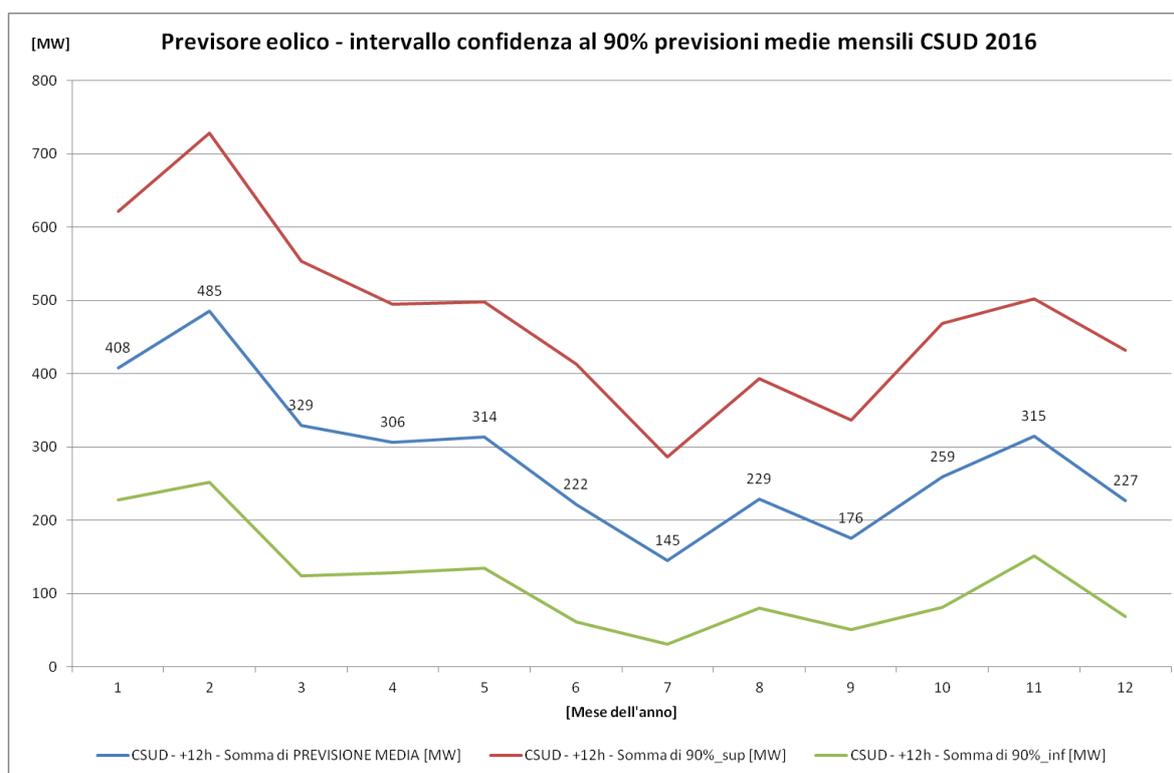
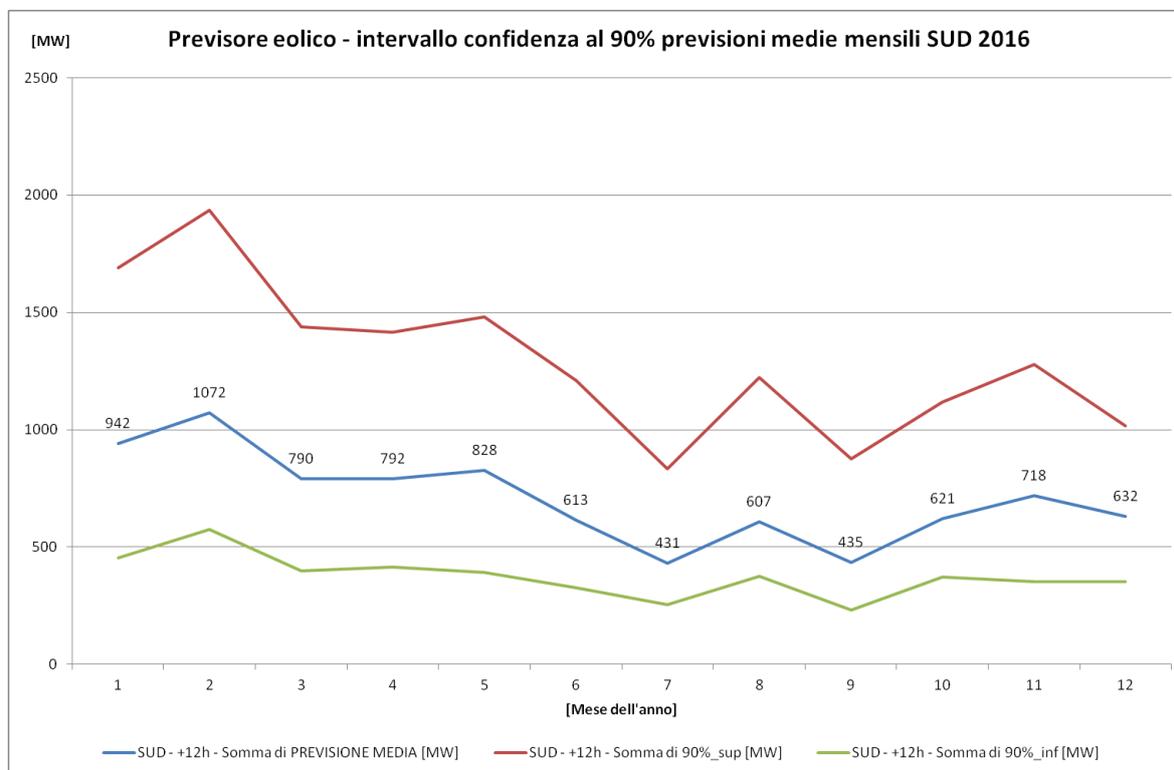


Figura 11 - Previsione eolica media e intervallo di confidenza al 90% (CSUD anno 2016)

<sup>2</sup> Valore di accuratezza 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.



*Figura 12 - Previsione eolica media e intervallo di confidenza al 90% (SUD anno 2016)*

In linea generale, in relazione all'intervallo di confidenza del 90%, le previsioni per il CSUD sono accreditate di un valore medio dell'accuratezza pari al 73%, per l'intervallo superiore (previsioni inferiori al valore di consuntivo) e del 62% per l'inferiore (previsioni superiori al consuntivo); per la zona SUD i valori sono rispettivamente dell'83 e 46%. L'asimmetria è da imputare alle specificità nell'effettuazione di previsioni eoliche, dato che, da un punto di vista statistico, è maggiore l'alea di incertezza degli scenari di maggiore ventosità, rispetto al previsto, rispetto a quella di sovrastima della stessa: in generale, infatti, scenari di bassa ventosità sono più facili da prevedere e, quindi, siti a bassa ventosità esibiscono errori di previsione inferiori.

Analizzando l'accuratezza, in base all'intervallo di confidenza al 90% e rispetto alla previsione media zonale, aggregata su base mensile, emerge una naturale variazione della stessa confrontando le previsioni effettuate più volte al giorno per il medesimo orizzonte previsionale. Si consideri, come, ad esempio, sebbene l'analisi della previsione a +6 ore non sia qui direttamente riportata, dimezzando l'anticipo di previsione, si possa aumentare l'accuratezza del 6% per entrambe le zone di mercato.

Si segnala infine come le stime di accuratezza presentate, ad eccezione del KPI calcolato ai sensi della Deliberazione ARG/elt 5/10, siano direttamente dedotte dalla previsione delle grandezze meteo (e.g. previsione del vento) alla base dei modelli stessi: è quindi corretto, in prima approssimazione, considerare tali valori in linea con quelli di competenza delle previsioni meteo vere e proprie.

	<b>ADDENDUM AL RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE ANNO 2016 – PROGETTI ENERGY INTENSIVE</b>	31/07/2017
		Rev.00

#### 6.4 FLUSSI DI POTENZA RILEVANTI MISURATI IN RETE

Lo storico dei flussi di potenza attiva che, nel 2016, 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) deve essere inquadrato considerando che, la prima delle suddette dorsali, è caratterizzata da un installato eolico superiore, combinato a un numero inferiore di cabine primarie ed al relativo valore complessivo di carico elettrico sotteso.

Nelle Figura 13 e Figura 14, è riportato quindi lo storico del saldo di potenza attiva occorso (misurato in rete, quindi comprensivo di qualunque possibile azione eseguita di limitazione della produzione eolica), normalizzato sul massimo valore registrato tra le due dorsali. Un saldo è positivo laddove uscente dalla dorsale, ovverosia in risalita verso il 380 kV (delle st.ni di Benevento 2 o Bisaccia 380). In generale, si deve considerare che sia i contributi dei singoli rami costituenti la dorsale (in termini di profilo temporale e verso del flusso di potenza) che la dinamica di ventosità siano altamente correlate nel tempo: l’indice di correlazione tra i flussi energetici delle due suddette dorsali risulta particolarmente elevato, come mostrato dalla Figura 13 e dalla Figura 14.

Il combinato disposto tra installato eolico e numerosità/taglia di cabine primarie e relativi profili di carico è tale da avere, per il 18% dell’anno (somma dei contributi (-3%, 0%] e (0%, +3%]), un saldo prossimo a zero MW per la Benevento 2 – Bisaccia 380 e del 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).

In proporzioni invertite si collocano i percento annuali per le fasi di saldo negativo, ovvero assorbimento dalla RTN: complessivamente valgono più del 37% dell’anno per la Benevento 2 – Bisaccia 380 e del 17% per la seconda Benevento 2 – Celle S. Vito - Volturara. Prevale nettamente, quindi, e per entrambe le dorsali, lo scenario di export di potenza, con risalita verso la RTN.

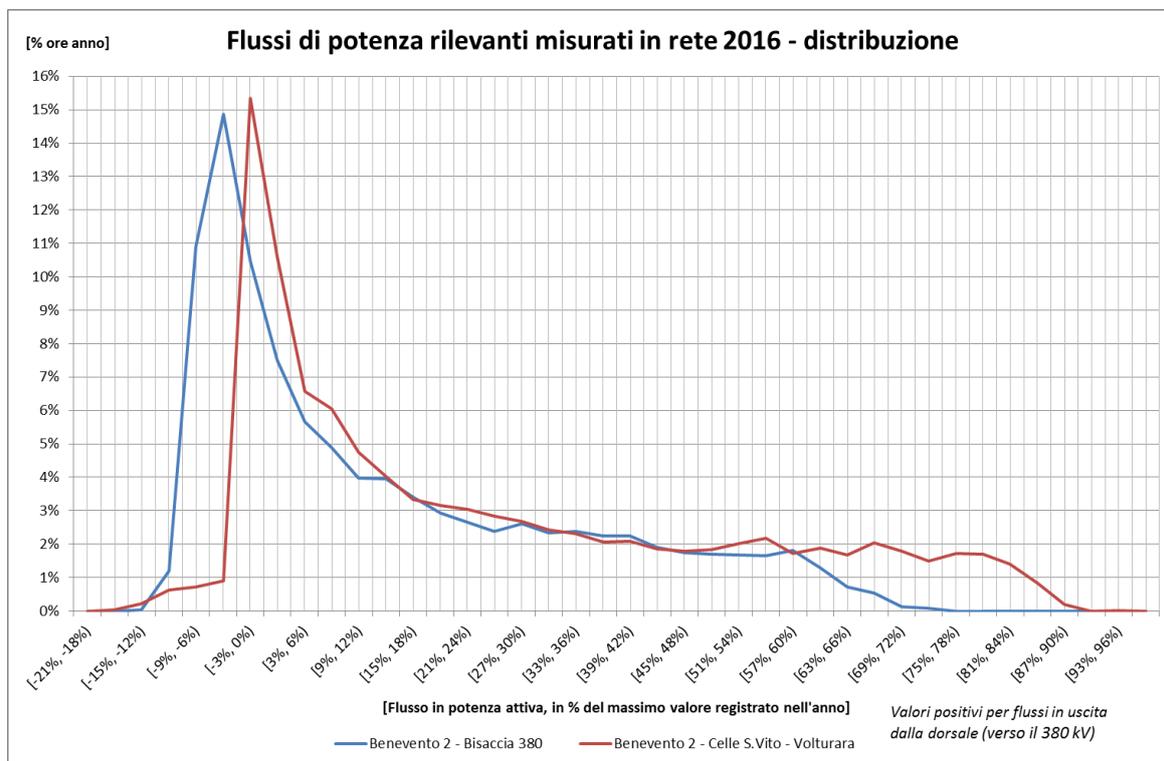


Figura 13 - distribuzione dei flussi di potenza in rete (2016)

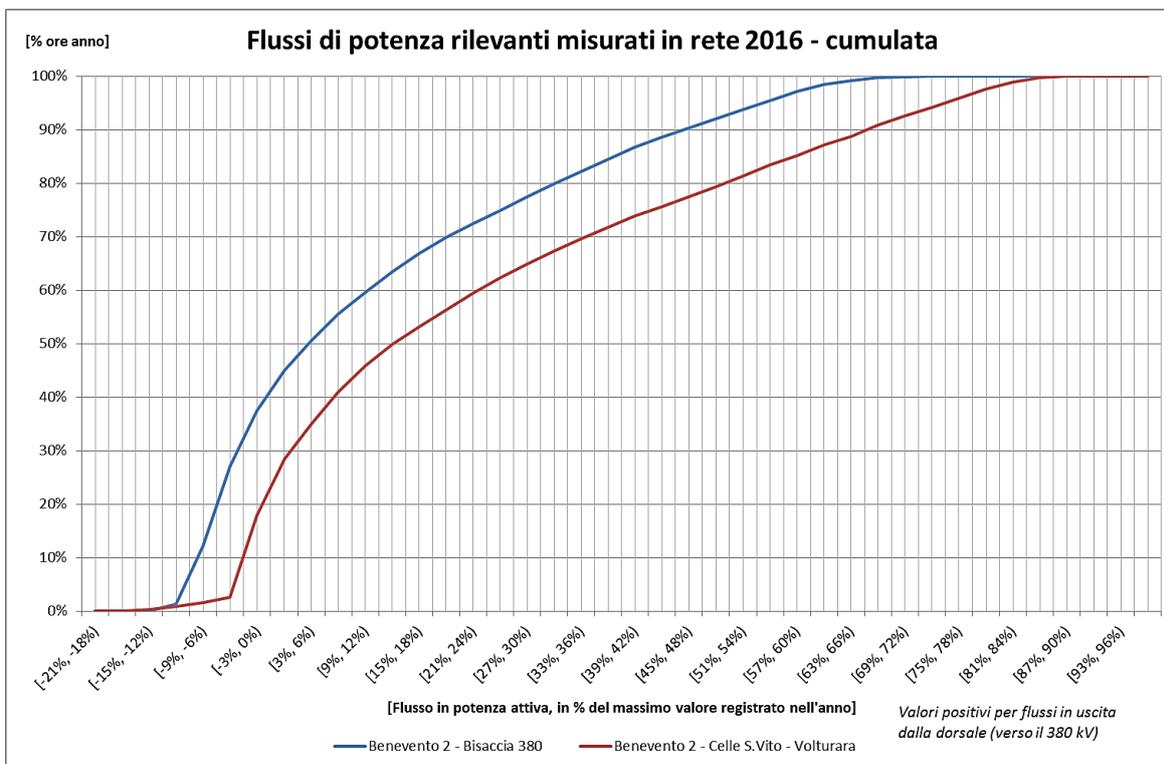


Figura 14 - cumulate dei flussi di potenza in rete (2016)

	<b>ADDENDUM AL RAPPORTO PUBBLICO DELLA SPERIMENTAZIONE ANNO 2016 – PROGETTI ENERGY INTENSIVE</b>	31/07/2017
		Rev.00

## 7. ANOMALIE E GUASTI RISCONTRATI NEL PERIODO DI ESERCIZIO

### 7.1 PRINCIPALI TIPOLOGIE DI EVENTI RISCONTRATI ED AZIONI CORRETTIVE ADOTTATE

Nel seguito sono riportati, per ogni impianto, il numero e la motivazione delle indisponibilità riscontrate per guasto o anomalia, suddivise tra primo e secondo semestre. Nelle analisi sui periodi di mancato esercizio delle unità di accumulo vengono di seguito distinte le indisponibilità per causa di anomalie o guasto riscontrato rispetto alle indisponibilità per prove e collaudi.

Come osservabile dai grafici di seguito riportati, per il secondo semestre è possibile osservare una notevole diminuzione delle ore di indisponibilità per guasto/anomalia rispetto al primo semestre, quantificabile in una riduzione, rispettivamente, dell'82% a Ginestra, del 96% a Flumeri e del 63% a Scampitella.

Oltre alla riduzione in numero di ore complessive di indisponibilità per guasto, si può osservare il diminuire della molteplicità delle voci di guasto. Le azioni intraprese rivolte alla risoluzione delle cause di indisponibilità, hanno riguardato principalmente ambienti software, quali il firmware dei PCS e del BMS. Altre azioni hanno riguardato il circuito di raffreddamento con l'esecuzione di una campagna di manutenzione preventiva su tutti i componenti che lo costituiscono. Ulteriori attività sono state condotte su parti di impianto ben delimitate (es. anomalia LAN di Scampitella, Anomalia Teleconduzione (SANC) a Ginestra) considerato come durante tutta la prima parte del 2016 abbiano contribuito in modo sostanziale al numero di ore di indisponibilità degli impianti.

Si chiarisce altresì che i dati riportati nei grafici prendono in esame due intervalli di tempo ampi e che l'implementazione delle azioni (specialmente di carattere software) sono state eseguite nei primi mesi del secondo semestre, non in modo sequenziale sugli impianti. Si precisa infatti che le anomalie sui sistemi o sulle logiche software attinenti i sistemi di controllo dell'impianto (BMS, PCS-Controller o SCI) risultano molto impattanti in termini di disponibilità all'esercizio delle UAC, in quanto devono essere:

- poste fuori servizio tutte le UAC, laddove si configuri il rischio sul mantenimento dei dovuti livelli di sicurezza nella gestione e nell'esercizio dell'impianto;
- emulate, per quanto possibile, le condizioni reali di esercizio al fine di identificare le cause dell'anomalia e le eventuali interazioni con altre logiche di funzionamento;
- eseguite sessioni di prove con test di non regressione, essendo le correzioni o le soluzioni migliorative, per la maggior parte della cause, a carattere invasivo delle logiche già collaudate.

### 7.1.1 GINESTRA

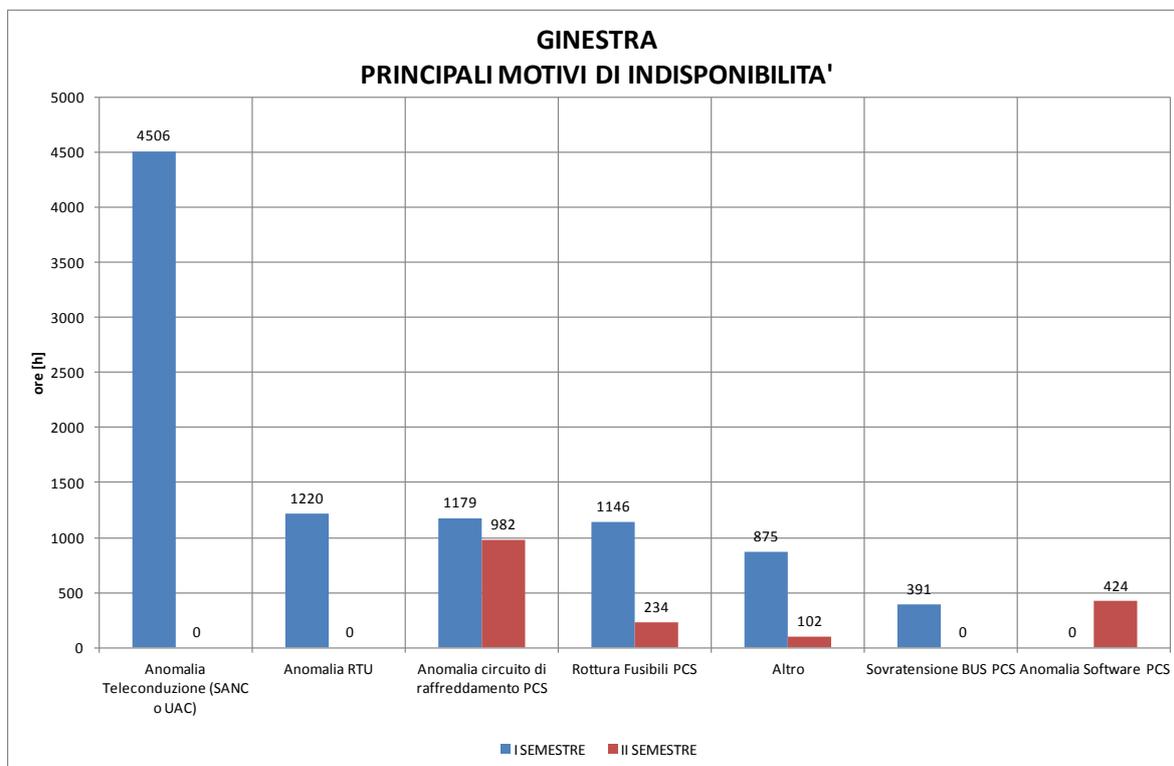
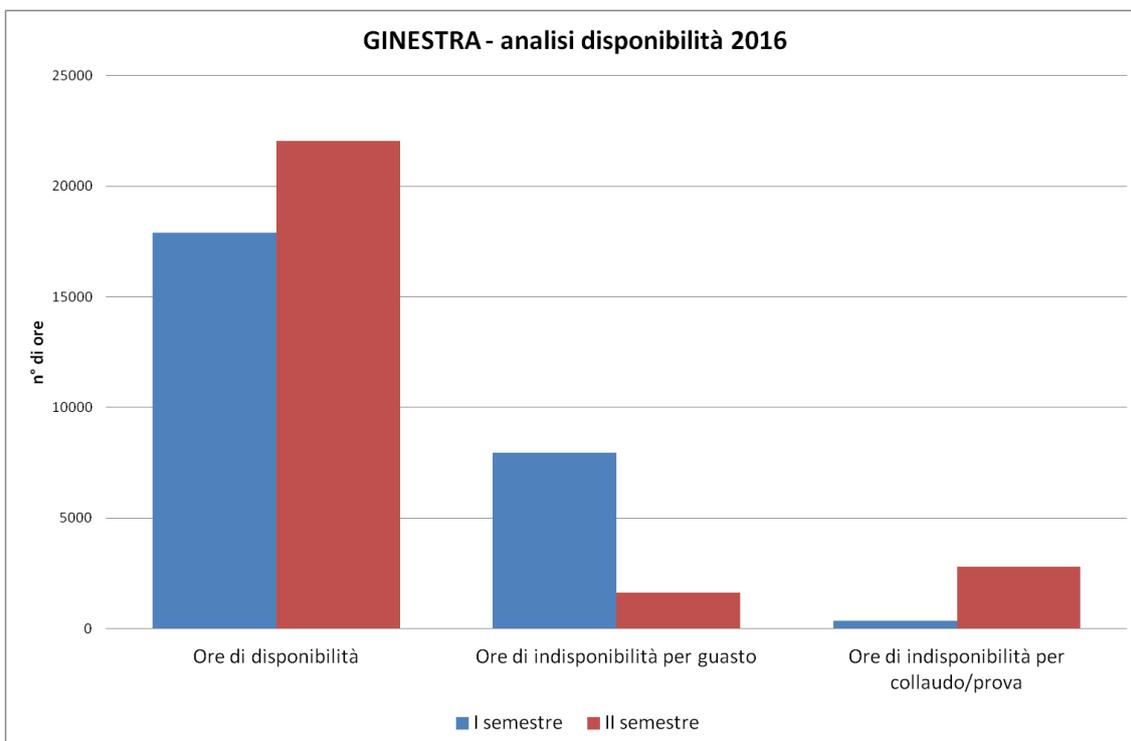


Figura 15 - Indisponibilità per guasto/anomalia nell'impianto di Ginestra<sup>3</sup>

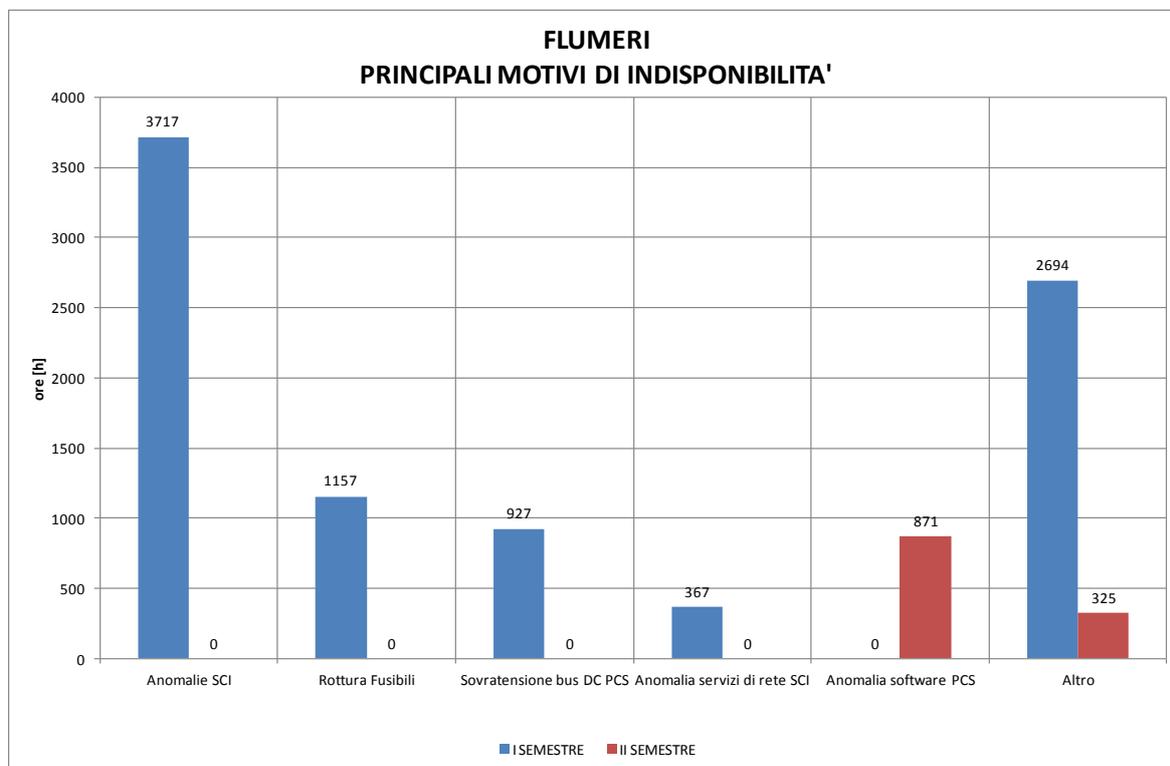
La principale causa di indisponibilità è da ricondursi ad un problema di configurazione che impediva la corretta teleconduzione e che si è verificata ad inizio del primo semestre. Si tratta di un'anomalia non più manifestatasi ma che, coinvolgendo l'intero impianto, ha comportato un elevato numero complessivo di ore di indisponibilità. Rilevante, sebbene in diminuzione, le indisponibilità legate al circuito di raffreddamento, oggetto quest'ultimo di un'attività di manutenzione nella prima metà del secondo semestre. La bontà delle azioni correttive può essere misurata per il tramite della disponibilità oraria del SANC di Ginestra, per il quale le principali indisponibilità per guasto/anomalia sono concentrate nella prima parte del secondo semestre.

<sup>3</sup> Per tutti i grafici presenti in questo capitolo il numero di ore sottintende valori totali, dati dalla somma, sul periodo di riferimento, delle ore in cui ogni UAC costituente l'impianto è stata disponibile o indisponibile



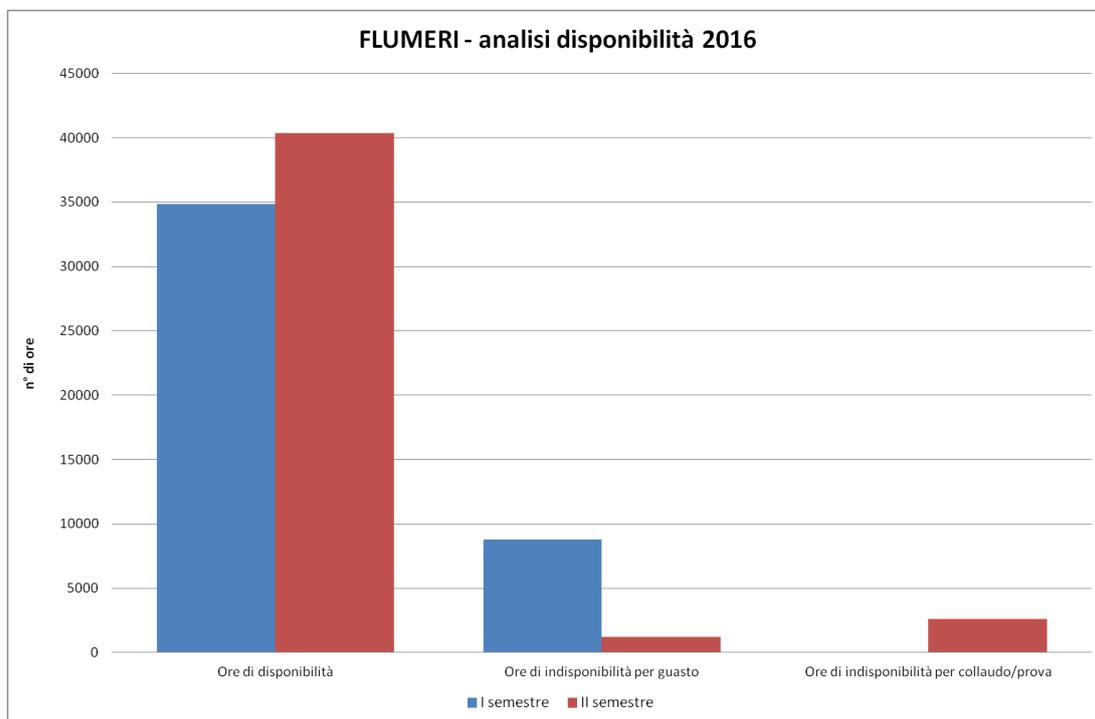
*Figura 16- Disponibilità oraria impianto di Ginestra*

7.1.2 FLUMERI



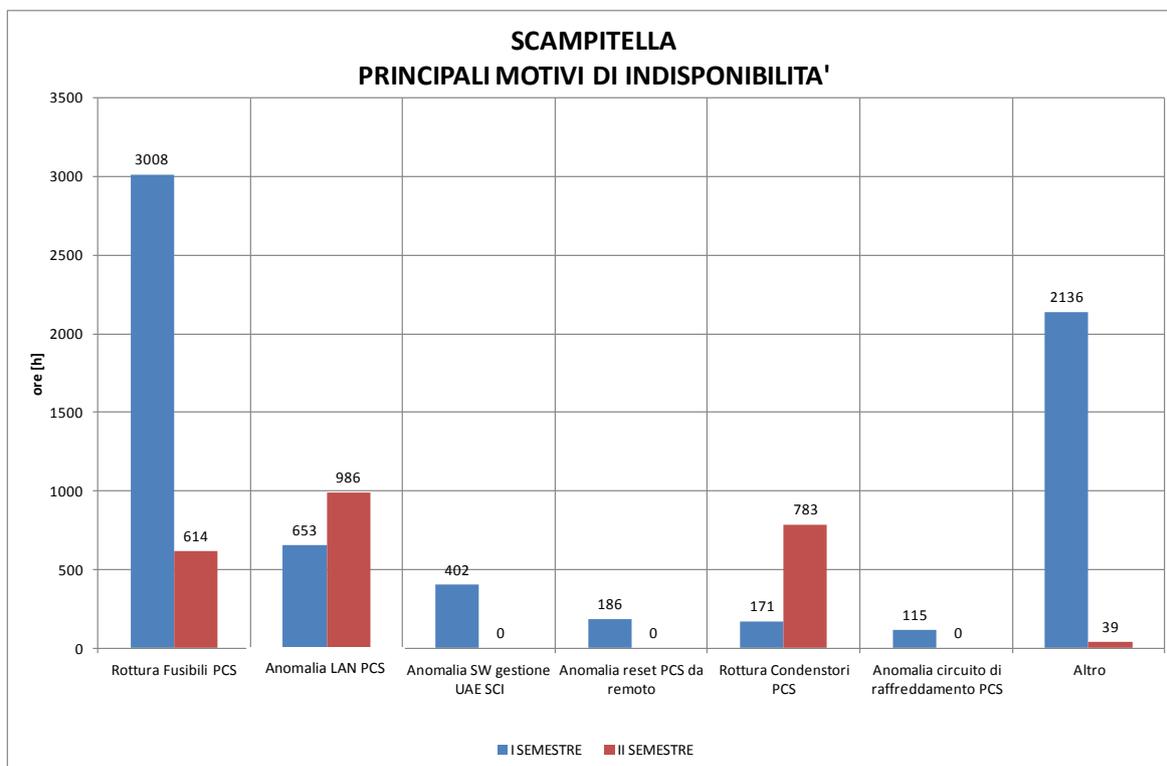
*Figura 17- Indisponibilità per guasto/anomalia nell'impianto di Flumeri*

La principale causa di indisponibilità si è verificata nel primo semestre e la sua risoluzione ha richiesto modifiche a livello software. Gli aggiornamenti hanno permesso la risoluzione delle cause di indisponibilità come per esempio "rottura fusibili" e "rottura condensatori". Le "anomalie software PCS" riportate nel secondo semestre riguardano problematiche già riscontrate nel primo semestre e le cui cause erano ancora in fase di indagine. Queste sono state successivamente risolte tramite l'aggiornamento software del PCS Controller.



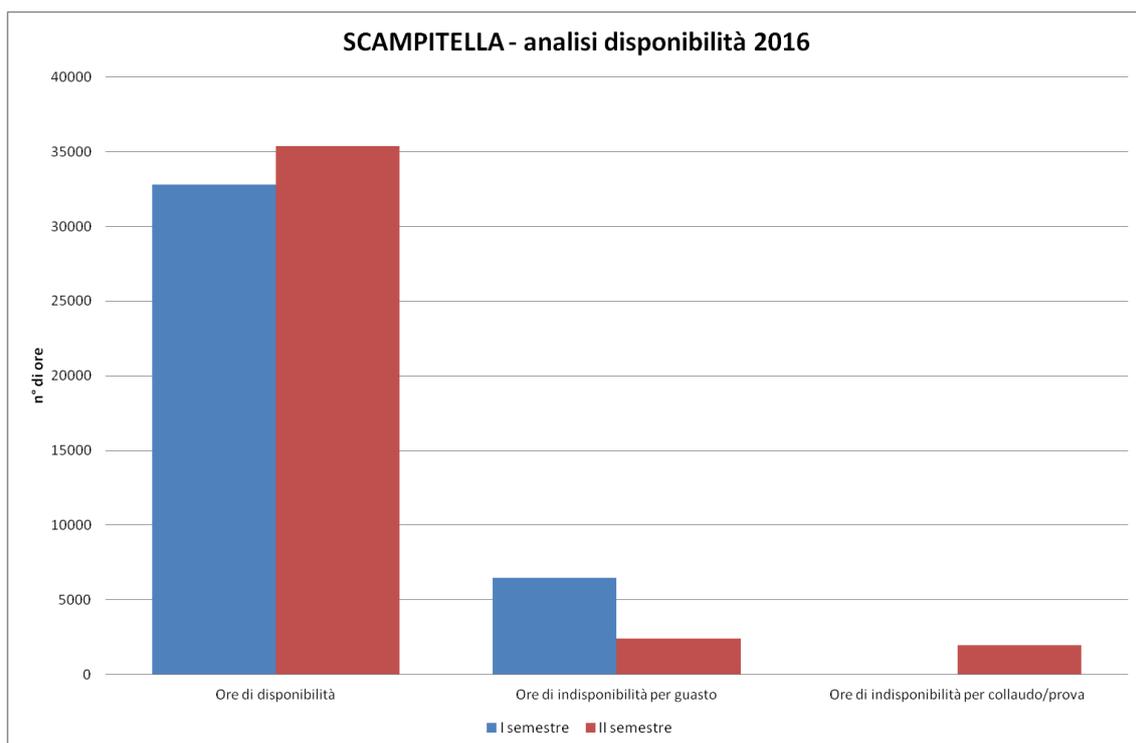
*Figura 18 - Disponibilità oraria Flumeri*

### 7.1.3 SCAMPITELLA



*Figura 19 - Indisponibilità per guasto/anomalia nell'impianto di Flumeri*

La principali cause di indisponibilità sono concentrate nel primo semestre e principalmente imputabili a "rotture di fusibili", anche in questo caso risolte tramite l'installazione degli aggiornamenti software sui PCS-Controller. Gli interventi sono stati collaudati ad inizio del secondo semestre nell'impianto di Flumeri e successivamente installati nei siti di Scampitella e Ginestra.



*Figura 20 - Disponibilità oraria Scampitella*

## 7.2 PRECISAZIONI SUI COSTI SOSTENUTI PER LE MANUTENZIONI PROGRAMMATE E STRAORDINARIE

Nell'anno 2016 sono stati sostenuti costi unicamente relativi al costo del personale per i completamenti marginali di sviluppo e per l'esercizio degli impianti. Le attività svolte dai fornitori, di manutenzione ordinaria e straordinaria, le prove eseguite e le apparecchiature sostituite per guasto/anomalia sono coperte della garanzia contrattuale della fornitura.

Si precisa altresì che:

- i costi di esercizio si riferiscono ai costi sostenuti da Terna nelle attività di sorveglianza sugli interventi svolti da terzi;
- i costi di manutenzione e pronto intervento (controlli periodici, controlli per legge, messa in sicurezza, riparazione, etc.) sono imputabili, nel periodo considerato, alle sole attività, svolte da terzi, di pronto intervento o di messa in sicurezza per lavori.