

QUALITÀ DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE
RAPPORTO ANNUALE
PER L'ANNO 2017

30 Giugno 2018

Sommario

1. PREMESSA.....	4
2. RIFERIMENTI NORMATIVI.....	5
3. GLOSSARIO	6
4. PIANIFICAZIONE DELLA RETE	14
4.1 Introduzione.....	14
4.2 Nuove stazioni di trasformazione.....	14
4.3 Piano di rifasamento della rete per il miglioramento dei profili di tensione	15
4.4 Livelli previsionali a 5 anni delle potenze di corto circuito massime e minime ai diversi livelli di tensione.....	15
5. CONTINUITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	17
5.1 Classificazione e registrazione delle interruzioni	17
5.2 Indici di continuità del servizio della rete di trasmissione soggetti al meccanismo di incentivazione/penalità.....	18
5.2.1. ENSR RTN - Energia non fornita di riferimento (MWh)	18
5.2.2. Regolazione individuale della continuità per clienti finali AAT o AT.....	20
5.3 Indici di continuità del servizio della rete di trasmissione monitorati	22
5.3.1. ENSR ALTRI - Energia non fornita di riferimento (MWh)	22
5.3.2. SAIFI + MAIFI - Numero medio di disalimentazioni brevi e lunghe per Utente (n°/Utente)	23
5.3.3. ENS - Energia non fornita per le interruzioni con disalimentazioni (MWh)	24
5.3.4. ENR - Energia non ritirata dalle unità di produzione (MWh).....	25
5.3.5. AIT - Tempo medio di disalimentazione di sistema (minuti/periodo)	26
5.3.6. DMI - Durata media delle interruzioni con disalimentazioni lunghe per Utente (minuti/utente).....	27
5.3.7. ASA - Disponibilità del Servizio della RTN (%).....	28
5.3.8. Energia non fornita netta: suddivisione per Cause	29
5.3.9. Interruzioni transitorie sugli Utenti connessi alla RTN	30
6. QUALITÀ DELLA TENSIONE.....	31
6.1 Caratteristiche della qualità della tensione	31
6.2 Campagna di misura	32
6.2.1. Generalità.....	32
6.2.2. Strumenti di misura	33
6.2.3. Siti interessati alla campagna di misura	33
6.3 Livelli registrati della qualità della tensione.....	34
6.3.1. Buchi di tensione	34
6.3.2. Armoniche	48
6.3.3. Asimmetria	51
6.3.4. Flicker P_{st}	54
6.3.5. Flicker P_{lt}	58
6.3.6. Variazioni della tensione.....	61
6.3.7. Variazioni della frequenza	61
6.4 Riepilogo confronto livelli misurati con target 2017.....	62
6.5 Monitoraggio microinterruzioni Clienti finali AAT/AT.....	63
7. VERIFICA DELLA POTENZA DI CORTO CIRCUITO	64

8.	SERVIZI DI INTERROMPIBILITÀ E DI RIDUZIONE ISTANTANEA DEI PRELIEVI DI ENERGIA ELETTRICA PER LA SICUREZZA	67
8.1	Ricorso al servizio di interrompibilità e di riduzione istantanea dei prelievi nel corso dell'anno 2017	67
9.	CONTRATTI PER LA QUALITÀ PER GLI UTENTI DELLA RTN	68
10.	INCIDENTI RILEVANTI.....	68
11.	INTEGRAZIONE DEL RAPPORTO CON ALTRI OUTPUT	70
11.1	Elenco delle attività eseguite di cui al comma 39.1 del TIQTRA.....	71
11.2	Elenco dei contributi pubblici	71
11.2.1.	Piano europeo di ripresa economica (EERP).....	72
11.2.2.	POR FESR Campania 2007-2013.....	73
11.2.3.	Programma Operativo Interregionale Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico 2007-2013	73
11.2.4.	PON MiSE Imprese e Competitività 2014-2020 e POR FESR Sicilia 2014-2020 74	
11.2.5.	Horizon 2020.....	75
11.2.6.	Programma Operativo Nazionale Ricerca e Innovazione 2014-2020.....	77
11.3	Capacità di trasporto “winter peak”	78
11.4	Capacità di trasporto media disponibile in sede di mercato del giorno prima (MGP) anno 2017	82
11.5	Focus indisponibilità capacità di trasporto	83
11.6	Descrizione “indisponibilità rilevanti di capacità di trasporto”.....	86
12.	ELENCO DEI DOCUMENTI PUBBLICATI DA TERNA.....	87
13.	APPENDICE A.....	88

1. PREMESSA

Il presente rapporto sulla qualità del servizio di trasmissione è redatto da Terna in conformità a quanto previsto nel Capitolo 11 *del Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete* (nel seguito: Codice di Rete) in attuazione della Delibera n. 250/04 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità). Il rapporto, in particolare:

- evidenzia gli indici di continuità del servizio e gli indici di qualità della tensione, nonché lo stato delle attività volte al miglioramento di tali indici;
- confronta i livelli effettivi degli indici di qualità della tensione per l'intero sistema e per singola area con i corrispondenti livelli attesi;
- riporta le caratteristiche e lo stato di avanzamento delle campagne di misura delle caratteristiche della tensione;
- indica i livelli previsionali a 5 anni delle potenze di corto circuito massime e minime ai diversi livelli di tensione, nonché gli esiti della verifica della potenza di corto circuito;
- indica gli incidenti rilevanti sulla RTN gli effetti di tali incidenti nonché le misure adottate per la loro gestione e quelle previste per evitare il ripetersi degli stessi;
- indica il ricorso effettuato ai servizi di interrompibilità e di riduzione istantanea dei prelievi per la sicurezza nel corso dell'anno.

Inoltre in ottemperanza alla Delibera dell'Autorità n. 884/2017/R/eel il presente rapporto è integrato con i seguenti contributi:

- a) elenco delle attività propedeutiche alla regolazione output based di cui al comma 39.1 dell'Allegato A alla delibera 653/2015 (nel seguito: TIQTRA) eseguite da Terna (cfr. par. 11.1);
- b) elenco dei contributi pubblici richiesti, aggiudicati e effettivamente ricevuti, con indicazione dei relativi soggetti e strumenti di finanziamento o co-finanziamento (cfr. par.11.2);
- c) la capacità di trasporto "winter peak" annuale (orientata) prevista per l'anno precedente e l'anno corrente per ciascun confine o ciascuna sezione tra zone della rete rilevante (cfr. par.03);

- d) la capacità di trasporto media resa disponibile in sede di mercato del giorno prima, sull'arco dell'anno precedente e con appropriate differenziazioni per i diversi periodi dell'anno (cfr. par. 11.54);
- e) l'indicazione delle cause di eventuali riduzioni o indisponibilità della capacità di trasporto (ad esempio: indisponibilità accidentale di componenti di rete) (cfr. 11.5);
- f) la descrizione delle "indisponibilità rilevanti di capacità di trasporto", individuate come indisponibilità superiori a 1000 MW per 100 ore (quindi una riduzione in energia trasportabile equivalente maggiore di 100 GWh) (cfr.11.6).

2. RIFERIMENTI NORMATIVI

- Codice di Rete – Capitolo 11 – *“Qualità del Servizio di Trasmissione”*
- Codice di Rete – *“Glossario dei termini”*
- Allegato A.8 al Codice di Rete – *“Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV”*
- Allegato A.54 al Codice di Rete – *“Classificazione e registrazione delle interruzioni degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN”*
- Allegato A. 55 al Codice di Rete – *“Caratteristiche di tensione sulla Rete di Trasmissione Nazionale”*
- Allegato A. 56 al Codice di Rete – *“Determinazione e verifica dei valori minimi e massimi convenzionali della potenza di cortocircuito per i siti direttamente connessi alla RTN”*
- Allegato A.66 al Codice di Rete – *“Procedura per la determinazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici”*
- Delibera n. 250/04 – *“Direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. per l'adozione del codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al Decreto del Presidente del consiglio dei ministri 11 maggio 2004”*
- Delibera 653/2015/R/EEL e relativo Allegato A – *“Testo Integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023”* (nel seguito: TIQTRA)

- Determina 12/2016 DIUC – “*Approvazione delle istruzioni tecniche per la corretta registrazione e documentazione delle interruzioni che interessano la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione dell’energia elettrica*”
- Delibera 884/2017/R/EEL – “*Disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione*”

3. GLOSSARIO

Di seguito si riportano le principali definizioni richiamate nel presente rapporto. Per ulteriori definizioni si rimanda alla consultazione del “*Glossario dei termini*” del Codice di Rete.

Anomalia grave: condizione di funzionamento che limita la funzionalità di un componente e che determina l’immediato fuori servizio dell’elemento di rete su cui è inserito.

Apparato di difesa: dispositivo o sistema, appartenente ai piani di difesa, che opera un distacco per intervento automatico o manuale (Relè EAC, BMI, BME, telescatto di generazione, ecc...).

Attività di Manutenzione ordinaria: manutenzione preventiva, realizzata con interventi finalizzati al mantenimento ed al ripristino dell’efficienza e del buon funzionamento degli elementi della RTN.

Attività di Manutenzione urgente: Indisponibilità richieste a seguito della necessità di interventi non prevedibili e non procrastinabili oltre i 7 giorni.

Attività di Sviluppo e Rinnovo: lavori programmati, conseguenti ad attività di sviluppo o rinnovo della RTN.

Buco di tensione: riduzione temporanea della tensione di alimentazione ad un valore compreso tra il 90% e il 5% della tensione dichiarata U_c . Convenzionalmente la durata del buco di tensione è compresa tra 10 ms e 60 secondi; il buco di tensione può interessare una o più fasi ed è denominato unipolare, bipolare o tripolare se rispettivamente interessa una, due o tre fasi.

La profondità di un buco di tensione è definita come differenza tra il valore efficace della tensione minima durante il buco e la tensione dichiarata. Le variazioni di tensione che non riducono la tensione a meno del 90% della tensione U_c non sono considerati buchi.

La durata di un buco di tensione è la differenza temporale tra l'istante di inizio della diminuzione della tensione e l'istante nel quale la stessa tensione ritorna entro i limiti.

Capacità di trasporto: il flusso di potenza attiva che può essere trasportato tra due porzioni di rete compatibilmente con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

Casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza: sono i casi in cui non sussistono le condizioni di sicurezza necessarie allo svolgimento delle operazioni di ripristino della fornitura dettate dalle norme tecniche vigenti in materia di sicurezza o in cui le operazioni di ripristino della fornitura sono impedito o ritardate per applicazione di provvedimenti della protezione civile o di altra autorità competente per motivi di sicurezza.

Collegamento in antenna: linea elettrica ad alta e altissima tensione che collega un solo sito appartenente alla RTN ad un solo sito d'Utente, il quale a sua volta non è collegato a nessun altro nodo della rete rilevante.

Comando e controllo: sistema che consente il telecontrollo e la telegestione della Rete Elettrica.

Corrente di cortocircuito monofase a terra: corrente che fluisce dal conduttore della fase guasta del circuito principale verso terra, o verso parti collegate a terra, nel punto di cortocircuito (punto di guasto monofase a terra).

Corrente di cortocircuito trifase: corrente che fluisce in ciascun conduttore di fase del circuito principale nel punto di cortocircuito (punto di guasto trifase).

Corrente di cortocircuito trifase massima: per il calcolo della corrente massima di cortocircuito in ciascun nodo della rete, i componenti delle reti AAT e AT sono stati considerati tutti in servizio (salvo particolari eccezioni); le reti a 380 kV e 220 kV si trovano in assetto pienamente magliato, mentre le reti a 150 e 132 kV ad "isole di esercizio". Per il macchinario di generazione sono state considerate le reattanze subtransitorie dirette. E' stata inoltre applicata la massima utilizzazione possibile del parco di generazione disponibile per l'esercizio. Le correnti di cortocircuito sono state calcolate supponendo la tensione preesistente al guasto pari al 110% della tensione nominale, trascurando le correnti di carico e considerando nulla la resistenza di guasto.

Corrente di cortocircuito trifase minima convenzionale: il calcolo delle correnti di cortocircuito minime convenzionali è stato effettuato eseguendo una simulazione sulla rete in condizioni ordinarie di esercizio, considerando il parco di generazione effettivamente in parallelo nelle condizioni di minima potenza rotante in servizio. Le correnti di cortocircuito sono state calcolate imponendo la tensione preesistente al guasto pari alla tensione nominale. Il calcolo è inoltre effettuato ipotizzando indisponibile il componente di rete (linea, generatore, trasformatore di interconnessione) che ha maggiore influenza sui valori totali delle correnti di cortocircuito nel punto in esame (Regola A). Il criterio generale suddetto non si è applicato alle sezioni a 150 e 132 kV delle stazioni di interconnessione 380/150-132 kV e 220/150-132 kV. In questi casi la corrente minima convenzionale di cortocircuito è stata calcolata considerando il nodo in esame alimentato da uno solo dei trasformatori di stazione in servizio nelle condizioni ordinarie di esercizio ed annullando ogni altro contributo proveniente dalle linee 150-132 kV ad esso afferenti (Regola B). Nel caso di impianto connesso in derivazione rigida a "T" oppure esercito in antenna (per struttura della rete o per motivi legati agli assetti di esercizio ad isole), il calcolo della corrente di cortocircuito minima convenzionale nel nodo è stato eseguito riferendo le Regole A oppure B al primo nodo di alimentazione a monte che disponga di almeno due collegamenti attivi con la restante rete di potenza oppure sia costituito dalla sezione 150-132 kV di una stazione di interconnessione 380/150-132 kV o 220/150-132 kV.

Disalimentazione: qualsiasi interruzione breve o lunga. Qualora due o più interruzioni che interessano lo stesso sito d'Utente per la stessa causa e per la stessa origine si susseguano l'una dall'altra entro 3 minuti (intervallo di tempo tra la fine di una interruzione e l'inizio della successiva), vengono accorpate in un'unica disalimentazione avente durata pari alla somma delle singole interruzioni e dei predetti intervalli di tempo;

Disalimentazione programmata: è una interruzione breve o lunga

- definita nell'ambito e nei tempi previsti dal paragrafo 3.7 del Codice di Rete in materia di programmazione delle indisponibilità e comunicati agli utenti AT interessati nelle medesime tempistiche;

- volta a garantire la sicurezza del sistema elettrico e comunicata agli utenti AT interessati con preavviso di almeno n.3 (tre) giorni lavorativi¹.

Energia fornita per mitigazione: energia fornita dall'Impresa Distributrice durante la fase di controalimentazione della rete MT a seguito di disalimentazione della Cabina Primaria, calcolata secondo quanto indicato nel doc. Allegato A.66 al Codice di Rete "Procedura per la determinazione dei servizi di mitigazione alle Imprese Distributrici".

Energia non fornita lorda: energia non fornita per un sito d'Utente AAT o AT o MT² (sito Utente) a seguito di un evento interruttivo con disalimentazione d'utenza, senza tenere conto dell'effetto di eventuali controalimentazioni da rete MT.

Energia non fornita netta: energia non fornita per un sito d'Utente appartenente alla categoria degli impianti alimentanti reti di distribuzione (cabine primarie) a seguito di un evento interruttivo con disalimentazione d'utenza, calcolata come differenza tra l'energia non fornita lorda e l'energia fornita per mitigazione.

Energia non ritirata: energia non ritirata dalle unità di produzione per interruzione del punto di immissione.

Evento interruttivo: raggruppamento delle disalimentazioni di uno o più impianti di trasformazione AAT/MT o AT/MT, che siano imputabili ad uno stesso evento (es: elettrico, meccanico, meteorologico, ecc...) per il quale si verificano entrambe le seguenti condizioni:

- le province coinvolte devono essere tra loro confinanti (senza la necessità che una provincia sia confinante con tutte le altre);

gli istanti di accadimento delle disalimentazioni devono essere compresi in un intervallo massimo di 36 ore tra l'istante di inizio della prima disalimentazione lunga del primo impianto disalimentato e l'istante d'inizio dell'ultima disalimentazione lunga.

Flicker: impressione d'instabilità della percezione visiva indotta da uno stimolo luminoso la cui luminanza o la cui distribuzione spettrale fluttua nel tempo. L'intensità di questo tipo

¹ Nel caso in cui l'interruzione con preavviso coinvolga un distributore, è necessario fornire un preavviso al medesimo distributore di almeno 4 giorni lavorativi, in modo da consentire allo stesso di rispettare il termine di 3 giorni lavorativi di preavviso nei confronti dei propri utenti.

² Per siti Utente MT si intendono quelli che, per la specifica configurazione della rete al contorno, risultano connessi alla RTN.

di disturbo viene definita in osservanza con il metodo di misura definito nella CEI EN 61000-4-15 e viene valutata mediante le seguenti quantità:

- severità di breve durata del flicker (P_{st}), misurata in un intervallo di 10 minuti;
- severità di lunga durata del flicker (P_{lt}), calcolata a partire da una sequenza di 12 valori di P_{st} su un intervallo di 2 ore, secondo la formula che segue:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}}{12}}$$

Frequenza della tensione: numero di ripetizioni della componente fondamentale della tensione di alimentazione, misurato in un dato intervallo di tempo.

Guasto: cedimento di un componente, o parte di esso, che causa la perdita completa della sua funzionalità e che determina l'immediato fuori servizio dell'elemento di rete su cui è inserito.

Incidente rilevante: un evento interruttivo con un valore di energia non fornita netta superiore a 250 MWh.

Indisponibilità rilevanti di capacità di trasporto: indisponibilità superiori a 1000 MW per 100 ore (quindi una riduzione in energia trasportabile equivalente maggiore di 100 GWh).

Interruzione: è la condizione nella quale la tensione sul punto di prelievo o immissione dell'energia elettrica di un utente della rete di trasmissione nazionale è inferiore al 5% della tensione dichiarata su tutte le fasi di alimentazione.

Interruzione lunga: interruzione di durata superiore ai 3 minuti.

Interruzione breve: interruzione di durata non superiore a 3 minuti e superiore ad 1 secondo.

Interruzione transitoria: interruzione di durata non superiore ad 1 secondo.

Limite di transito: capacità di trasporto tra due zone di mercato. I limiti di transito estivi hanno validità dal 1 maggio al 30 settembre mentre i limiti di transito invernali hanno validità dal 1 gennaio al 30 aprile e dal 1 ottobre al 31 dicembre.

Mercato del giorno prima (MGP): sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo a quello della negoziazione.

Microinterruzione: interruzioni transitorie, secondo quanto definito nella deliberazione n. 250/04, e i buchi di tensione, di cui alla norma CEI-EN 50160.

Mitigazione: a seguito di disalimentazioni che non costituiscono incidenti rilevanti o di condizioni di asimmetria di tensione conseguente alla perdita di una fase sulla RTN e che interessano impianti di trasformazione AAT/MT o AT/MT (indicati anche con il termine Cabine Primarie, CP) direttamente connessi alla RTN (esclusi i direttamente connessi alla RTN FSI) si definisce *mitigazione* il servizio reso da una impresa distributrice per la continuità del servizio per effetto di controalimentazioni da reti MT e/o per effetto dell'inserzione di gruppi di generazione mobili.

Perturbazione: ai fini del presente documento si intende qualsiasi evento che si verifichi nella rete elettrica e che provochi l'apertura automatica definitiva o non definitiva di almeno un interruttore ad alta e altissima tensione.

Potenza di cortocircuito trifase: nei singoli nodi della rete la potenza di cortocircuito (P_{cc}) è calcolata con la seguente espressione (norma CEI 11-25):

$$P_{cc} = \sqrt{3} \cdot V \cdot I_{cc} [MVA]$$

dove:

V = tensione concatenata nominale della rete [kV]

I_{cc} = corrente di cortocircuito trifase massima nel nodo [kA]

Potenziale incidente rilevante: un evento interruttivo con un valore di energia non fornita lorda superiore a 250 MWh.

Rete di connessione: una o più linee elettriche che realizzano il collegamento circuitale tra la rete rilevante e gli impianti degli Utenti della rete.

Rete magliata: rete ad alta e altissima tensione che consente percorsi alternativi di interconnessione tra due nodi qualsiasi e quindi alimentazione della stessa utenza da linee di rete diverse, assicurando una maggiore continuità di servizio.

Rete radiale: rete ad alta e altissima tensione che consente un solo percorso possibile tra un nodo della rete medesima e la rete rilevante.

Rete utente: rete ad alta e altissima tensione non appartenente alla rete rilevante e ad essa connessa o non connessa. La rete utente può essere una rete con obbligo di connessione terzi (es. rete di distribuzione) o una rete senza obbligo di connessione terzi (es. rete interna di Utente).

Rete rilevante: insieme della RTN, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla RTN in almeno un punto di interconnessione.

RTN: acronimo identificativo della Rete di Trasmissione Nazionale. Se non diversamente specificato include la RTN FSI.

RTN FSI: è la rete già di proprietà della società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A. e successivamente acquisita con contratto di compravendita da Terna e conferita nella RTN.

Sito di connessione: area nella quale sono installati gli impianti elettrici che realizzano il collegamento circuitale tra la rete rilevante e gli impianti dell'utente della rete.

Sovratensione temporanea: aumento temporaneo della tensione di alimentazione in un punto del sistema di alimentazione elettrica al di sopra di una soglia di inizio specificata.

Squilibrio di tensione: lo squilibrio di tensione (o dissimmetria) è il rapporto tra l'ampiezza della componente di sequenza inversa e quella di sequenza diretta di un sistema di tensioni trifase.

In un sistema trifase, lo squilibrio è la condizione nella quale i valori efficaci delle tensioni di fase o gli angoli di fase tra fasi consecutive non sono uguali.

Tempo di fine disalimentazione (tf): tempo coincidente con l'istante di ripristino della tensione trifase sulle sbarre del sito d'Utente in modo stabile per un tempo superiore a 3 minuti.

Tempo di fine disalimentazione Utenti MT e/o gruppi di Utenti BT ($t_{f_{MT/BT}}$): tempo coincidente con l'istante in cui si concretizza l'ultima manovra eseguita sulla rete di distribuzione finalizzata alla totale rialimentazione dei Utenti MT e/o gruppi di Utenti BT a seguito della disalimentazione del sito d'Utente e sottesi l'impianto.

Tempo di inizio disalimentazione (t_i): tempo coincidente con l'istante di azzeramento della tensione trifase sulle sbarre del sito d'Utente.

Tensione armonica (THD): tensione sinusoidale la cui frequenza è un multiplo intero della frequenza fondamentale della tensione di alimentazione.

La tensione armonica può essere valutata:

- individualmente, secondo l'ampiezza relativa alla componente fondamentale,
- globalmente, col fattore di distorsione armonica THD definito come

$$THD = \sqrt{\sum_{b=2}^{40} (u_b)^2},$$

dove u_b è la singola componente armonica.

Tensione di alimentazione: valore efficace della tensione misurato in un intervallo di tempo assegnato.

Tensione di alimentazione dichiarata (U_c): la tensione di alimentazione dichiarata U_c nel sito di connessione è normalmente la tensione nominale del sistema (U_n), salvo che Terna dichiari espressamente un valore diverso dalla tensione nominale.

Tensione nominale (U_n): tensione con la quale il sistema è caratterizzato o identificato ed alla quale si riferiscono alcune caratteristiche di funzionamento.

Utente della rete (o Utente AT): Utente direttamente o indirettamente connesso alla RTN secondo quanto previsto nel documento Allegato A.54 al Codice di Rete ed in particolare:

- (a) Produttori (o titolari di unità di produzione);
- (b) Clienti finali (o titolari di unità di consumo);
- (c) Distributori (o imprese distributrici);

(d) Gestori di reti diverse da reti con obbligo di connessione di terzi.

Variazione della tensione: aumento o diminuzione della tensione di alimentazione normalmente provocato dalla variazione del carico.

Zona: Una delle porzioni in cui il Gestore suddivide la rete al fine dell'assegnazione dei diritti di trasmissione nel mercato dell'energia.

4. PIANIFICAZIONE DELLA RETE

4.1 Introduzione

Il processo di pianificazione dello sviluppo della RTN è orientato al mantenimento e al raggiungimento degli obiettivi legati alle esigenze di adeguatezza del sistema elettrico per la copertura del fabbisogno nazionale attraverso un'efficiente utilizzazione della capacità di generazione disponibile, al rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio, all'incremento dell'affidabilità ed economicità della rete di trasmissione, al miglioramento della qualità e continuità del servizio.

In particolare, in merito all'esigenza di assicurare, già nell'orizzonte di breve - medio periodo, adeguati e sempre migliori livelli di qualità e continuità del servizio di trasmissione nelle aree di rete maggiormente critiche, nel Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2018 (PdS 2018) è stata prevista la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione e riasseti con incrementi della magliatura di rete ed è stato individuato un piano di rifasamento della rete per il miglioramento dei profili di tensione (cfr. Piano di Sviluppo 2018).

4.2 Nuove stazioni di trasformazione

La realizzazione di nuove stazioni di trasformazione consente di prelevare potenza dalla rete AAT e di immetterla sulla rete AT di sub-trasmissione e di distribuzione in punti baricentrici rispetto alle aree di carico, riducendo così le perdite di energia in rete, migliorando i profili di tensione nei punti di prelievo ed evitando il potenziamento di estese porzioni di rete AT, con notevoli benefici ambientali; analogamente nelle aree a elevata concentrazione di produzione da fonte rinnovabile le nuove stazioni di trasformazione consentono di evacuare la produzione tipicamente connessa alle reti di alta e media tensione sulle dorsali AAT.

L'opportunità di realizzare nuove stazioni di trasformazione risulta strettamente correlata ai seguenti elementi:

- saturazione delle esistenti trasformazioni AAT/AT e delle reti AT funzionali all'alimentazione dei carichi, con rischi di violazione dei criteri di sicurezza statica (a rete integra e in N-1);
- necessità di raccolta della generazione presente sulla rete di sub-trasmissione in costante crescita.

4.3 Piano di rifasamento della rete per il miglioramento dei profili di tensione

La corretta gestione del sistema elettrico nel suo complesso impone che, rispetto al fabbisogno previsto, oltre un'adeguata riserva di potenza attiva di generazione, sia programmato anche un sufficiente margine di potenza reattiva disponibile, sia in immissione che in assorbimento.

Infatti, in determinate situazioni, la copertura dei margini di potenza reattiva potrebbe non essere sufficientemente garantita dai soli generatori in servizio, attuali o programmati.

Inoltre, per sfruttare al meglio la capacità di trasmissione della rete esistente e per ottenere minori perdite di trasporto, è opportuno che la potenza reattiva sia prodotta il più possibile vicino ai centri di consumo.

Ne segue che, anche a livello di pianificazione, si rende necessario verificare se, nelle due situazioni estreme in cui si può venire a trovare il sistema, cioè di massima e di minima richiesta nazionale, sussistano sufficienti margini di generazione/assorbimento di potenza reattiva. Tale verifica viene condotta con riferimento allo scenario di breve/medio periodo, in quanto:

- in tale contesto risulta possibile individuare con sufficiente confidenza lo scenario del sistema di produzione e trasmissione di riferimento;
- l'installazione degli eventuali condensatori/reattori richiede tempi realizzativi mediamente contenuti.

4.4 Livelli previsionali a 5 anni delle potenze di corto circuito massime e minime ai diversi livelli di tensione

Il livello delle potenze di corto circuito è considerato come un parametro indicativo della qualità del servizio di trasmissione, pertanto è stata condotta un'analisi per valutare la variazione del

livello delle potenze di corto circuito nei prossimi anni, in conseguenza della realizzazione degli interventi di sviluppo previsti nel Piano di Sviluppo della RTN.

Nella tabella 1 si riporta l'incremento previsionale (a cinque anni) delle potenze massime di corto circuito trifase per i diversi livelli di tensione rispetto ai valori calcolati sulla rete 2016.

Tali valori sono stati calcolati considerando in servizio le centrali attualmente esistenti e quelle future che risultano aver ottenuto le necessarie autorizzazioni.

	Pcc Massima Convenzionale [Incremento%]			
	380 kV	220 kV	150 kV	132 kV
valore minimo	2%	58%	0%	4%
1st quartile	0%	1%	4%	-2%
mediana	-3%	2%	-1%	0%
valore medio	-3%	2%	0%	1%
3st quartile	-4%	4%	-1%	1%
valore massimo	-2%	-4%	-1%	0%

Tabella 1 - Caratterizzazione statistica delle Pcc massime previsionali

Analogamente, nella Tabella 2, si riporta l'incremento previsionale (a cinque anni) delle potenze minime di corto circuito convenzionali rispetto ai valori calcolati sulla rete 2016. Si precisa che, tenuto conto dei margini di incertezza sullo sviluppo del parco di generazione e sulla conseguente necessità di una possibile ulteriore magliatura della rete, i valori indicati sono da considerarsi suscettibili di variazioni anche sensibili³; analogamente, variazioni percentualmente notevoli, specialmente per i valori estremi, sono dovute a particolari assetti di rete attuale rapportati ai valori previsionali.

Il calcolo delle potenze di corto circuito è stato effettuato secondo i criteri indicati nell'allegato A.8 al Codice di Rete "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV".

In particolare il calcolo delle potenze di corto circuito minime è stato effettuato considerando in servizio solo parte del parco di generazione disponibile (situazione di minima generazione in ore vuote) ed assumendo la sorgente di tensione equivalente nel punto di corto circuito pari al

³ Si segnala che non sono da escludere localmente variazioni negative dei livelli delle potenze di corto circuito massime e minime, a seguito di particolari assetti di generazione ed esercizio attuali o futuri o di razionalizzazioni di estese porzioni di rete di trasmissione o distribuzione dell'energia elettrica.

100% della tensione nominale. Trattandosi di una situazione previsionale, il parco di generazione considerato non è strettamente confrontabile con quello utilizzato per l'anno 2016, in quanto sono state considerate le eventuali dismissioni previste nonché l'entrata in esercizio degli impianti autorizzati.

	Pcc Minima Convenzionale [Incremento%]			
	380 kV	220 kV	150 kV	132 kV
valore minimo	0%	18%	1%	15%
1st quartile	16%	3%	8%	-1%
mediana	6%	5%	12%	4%
valore medio	8%	-2%	12%	5%
3st quartile	-1%	-3%	11%	3%
valore massimo	-9%	-10%	0%	24%

Tabella 2 – Caratterizzazione statistica delle Pcc minime convenzionali previsionali

Il calcolo nei singoli nodi della rete è stato eseguito ipotizzando indisponibile il componente di rete che ha maggiore influenza sui valori totali delle correnti di corto circuito nel punto in esame. Per le sezioni a 150 e 132 kV delle stazioni di interconnessione 380/150-132 kV e 220/150-132 kV, la corrente minima convenzionale di corto circuito è stata calcolata considerando il nodo in esame alimentato da uno solo dei trasformatori di stazione in servizio nelle condizioni ordinarie di esercizio ed annullando ogni altro contributo proveniente dalle linee 150-132 kV ad esso afferenti. Qualora l'impianto in esame sia esercito in antenna (per struttura della rete oppure per motivi legati agli assetti di esercizio ad isole), il calcolo della corrente e della potenza di corto circuito minima nel nodo è stato eseguito con riferimento al primo nodo di alimentazione a monte che disponga di almeno due collegamenti attivi con la restante rete di potenza.

5. CONTINUITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

5.1 Classificazione e registrazione delle interruzioni

La qualità del servizio può essere definita in relazione alla continuità del servizio (oggetto del presente capitolo) ed alla qualità della tensione (cfr.6).

La continuità del servizio va intesa come mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica e viene misurata attraverso indici che si basano su presenza, ampiezza e frequenza della tensione nei siti degli Utenti connessi alla RTN, in larga parte adottati su base internazionale.

Gli indici di continuità del servizio di trasmissione sono nel seguito suddivisi tra (i) indici soggetti ad un meccanismo di incentivazione espressamente previsti nel TIQTRA e (ii) ulteriori indici monitorati da Terna ai sensi del Capitolo 11 del Codice di Rete e relativi Allegati.

Nell'Allegato A.54 al Codice di Rete, avente ad oggetto "Classificazione e registrazione delle interruzioni degli Utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN", sono definite le modalità di registrazione delle interruzioni e i criteri di calcolo degli indici di continuità del servizio.

Sulla base dei risultati di esercizio consuntivati e registrati da Terna, si riporta di seguito il confronto degli indici con i rispettivi livelli attesi.

5.2 Indici di continuità del servizio della rete di trasmissione soggetti al meccanismo di incentivazione/penalità⁴

5.2.1. ENSR RTN - Energia non fornita di riferimento (MWh)

L'indicatore ENSR RTN si riferisce all'intera rete nazionale ed a tutti i livelli di tensione. Viene calcolato di norma su base mensile e annuale ed è pari all'ammontare di energia non fornita netta⁵ per tutti gli eventi con disalimentazione di Cabine Primarie (direttamente ed indirettamente connesse alla RTN) che abbiano interessato, anche parzialmente, la RTN (esclusa la RTN FSI). Viene calcolato in corrispondenza delle seguenti cause origine, riportate nella tabella "Classificazione delle interruzioni" di cui al paragrafo 9.6 dell'Allegato A.54 al Codice di Rete (nel seguito: tabella "Classificazione delle interruzioni"):

- Cause 1CD – 20D
- Cause 1CD – 10R
- Cause 2FM – 30R
- Cause 3CE – 60R (effetto Utenti direttamente connessi alla RTN)

⁴ I valori 2017 sono provvisori sino alla definitiva determinazione dei premi/penalità da parte dell'Autorità.

⁵ Al netto dell'energia controalimentata dalle imprese distributrici.

- Cause 3CE – 70R
- Cause 4AC – Tutte

In particolare, nella classificazione:

- 1CD-20D sono inserite le disalimentazioni causate da interventi degli EAC (Equilibratori Automatici di Carico) o di altri sistemi di difesa, anche se installati sul lato MT di impianti di trasformazione AAT/MT o AT/MT, sia direttamente connessi alla RTN che indirettamente connessi alla RTN, attivati per cause origine rete rilevante;
- 1CD-10R sono inserite le disalimentazioni causate da interventi degli EAC o di altri sistemi di difesa, anche se installati sul lato MT di impianti di trasformazione AAT/MT o AT/MT, sia direttamente connessi alla RTN che indirettamente connessi alla RTN, attivati per cause origine reti estere senza l'interessamento prioritario delle risorse interrompibili e di emergenza;
- 2FM-30R sono inserite le disalimentazioni determinate da eventi meteorologici eccezionali che determinano il superamento dei limiti di progetto su rete RTN;
- 3CE-60R sono inserite le disalimentazioni di Utenti coinvolti e che hanno avuto origine su elementi di rete appartenenti a siti Utente AT direttamente connessi alla RTN;
- 3CE-70R sono inserite le disalimentazioni determinate da danneggiamenti e contatti accidentali provocati da terzi su rete RTN;
- 4AC-Tutte sono inserite le disalimentazioni che hanno avuto origine su elementi di rete appartenenti alla RTN.

Sono altresì incluse nel computo dell'ENSR tutte le disalimentazioni occorse a seguito di incidenti rilevanti, classificabili con una delle cause origine che concorrono al calcolo dell'indicatore ENSR-RTN secondo la tabella "Classificazione delle interruzioni" e per i quali si applica convenzionalmente la funzione di limitazione di cui alla tabella 1 del TIQTRA.

Ai sensi del TIQTRA, l'Autorità ha definito i Livelli Obiettivo (Target) dell'indicatore ENSR-RTN per ogni anno del periodo 2016-2023 sulla base dei dati storici relativi agli anni 2012-2015.

Tali Livelli Obiettivo sono stati approvati dall'Autorità con la Delibera n. 703/2016/R/EEL e il loro conseguimento o meno determina per Terna il riconoscimento di premi oppure il pagamento di penali.

In Figura 1 vengono forniti i dati sull'andamento della performance annuale per l'indicatore ENSR RTN, nel periodo 2012-2017⁶ e con arrotondamento all'unità. Nella medesima tabella sono riportati i Livelli Obiettivo dell'indicatore definiti per gli anni 2016-2023.

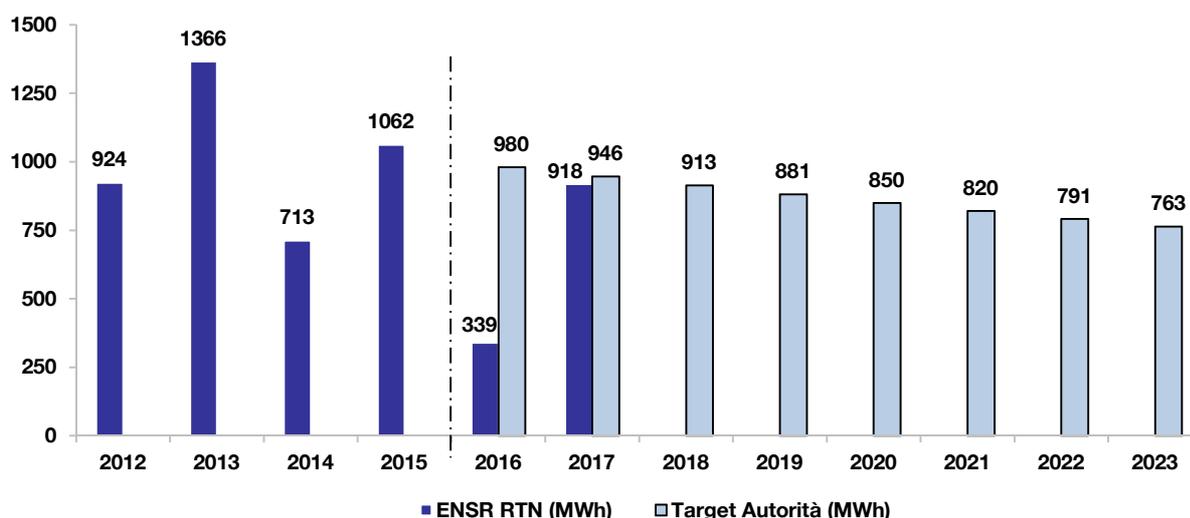


Figura 1 – Andamento performance annuale indicatore ENSR RTN

Per l'anno 2017 il risultato di esercizio mostra una performance migliore rispetto al target annuale di riferimento.

5.2.2. Regolazione individuale della continuità per clienti finali AAT o AT

L'articolo 22 del TIQTRA prevede una regolazione individuale della qualità del servizio per i Clienti finali AAT o AT e introduce, a tale fine, specifici standard in termini di numero e durata delle interruzioni di responsabilità Terna: in caso di mancato rispetto degli standard previsti, Terna corrisponde indennizzi automatici ai Clienti finali AAT o AT interessati.

Con riferimento al numero delle interruzioni dei Clienti finali AAT o AT, l'indicatore è valutato per ogni singolo cliente finale AAT o AT ed è pari al numero di interruzioni non programmate lunghe e brevi subite nell'anno dal medesimo cliente finale e di responsabilità Terna

⁶ I valori annui dell'indicatore ENSR RTN per il periodo 2012-2015 sono quelli ricostruiti in coerenza con le definizioni, le esclusioni e le limitazioni di cui all'articolo 3 dell'Allegato A alla Delibera 653/2015/R/eel.

(classificate con codice causa AEEGSI di 1° livello 4AC, così come riportato nella tabella “Classificazione delle interruzioni” dell’Allegato A.54 al Codice di Rete). Sono escluse dall’indicatore le interruzioni originate nella RTN FSI e le interruzioni non programmate lunghe o brevi iniziate entro sessanta minuti dalla conclusione di una precedente interruzione non programmata lunga o breve, anche aventi origini e/o cause diverse.

I livelli degli standard da rispettare sono articolati in funzione del livello di tensione e della la tipologia di connessione dei clienti finali e sono definiti al comma 2 dell’articolo 22 del TIQTRA. In relazione alla durata delle interruzioni dei Clienti finali AAT o AT, Terna corrisponde ad ogni cliente finale AAT o AT un indennizzo pari al prodotto dell’energia non fornita relativa ad ogni episodio di interruzione dell’anno precedente con durata compresa tra 2 ore e 8 ore. Ai fini di tale verifica, al netto di eventuali posticipi e sospensioni delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza, sono considerate le sole interruzioni di responsabilità Terna (classificate con codice causa AEEGSI di 1° livello 4AC) e con esclusione delle interruzioni originate nella RTN FSI.

Nella Tabella 3 viene fornito il numero di clienti finali AAT o AT per i quali nel 2017 non sono rispettati gli standard individuali annuali di continuità.

	N° clienti finali AAT o AT con mancato rispetto standard sul numero di interruzioni	N° clienti finali AAT o AT con mancato rispetto standard sulla durata interruzioni	N° clienti finali AAT o AT con mancato rispetto standard sul numero di interruzioni/N° Clienti finali AAT o AT	N° clienti finali AAT o AT con mancato rispetto standard sulla durata interruzioni/N° Clienti finali AAT o AT
TORINO	10	2	8%	2%
MILANO	5	1	2%	0%
PADOVA	5	0	3%	0%
FIRENZE	8	4	6%	3%
ROMA	16	2	11%	1%
NAPOLI	32	13	23%	9%
PALERMO	9	3	20%	7%

CAGLIARI	1	1	4%	4%
TERNA	86	26	9%	3%

Tabella 3 – Indicatori annuali di continuità per i clienti finali AAT o AT

5.3 Indici di continuità del servizio della rete di trasmissione monitorati

5.3.1. ENSR ALTRI - Energia non fornita di riferimento (MWh)

L'indicatore ENSR ALTRI si riferisce all'intera rete nazionale ed a tutti i livelli di tensione. Viene calcolato di norma su base mensile e annuale ed è pari all'ammontare di energia non fornita netta, per tutti gli eventi con disalimentazione di Cabine Primarie (direttamente ed indirettamente connesse alla RTN) che abbiano interessato la rete rilevante non RTN e la RTN FSI. Viene calcolato in corrispondenza delle seguenti cause origine, riportate nella tabella "Classificazione delle interruzioni":

- Cause 2FM – 30I
- Cause 3CE – 40I
- Cause 3CE – 60I (effetto Utenti indirettamente connessi alla RTN o direttamente connessi alla RTN FSI)
- Cause 3CE – 70I

In particolare nella classificazione:

- 2FM-30I sono inserite le disalimentazioni dovute a eventi meteorologici eccezionali che determinano il superamento dei limiti di progetto su rete rilevante non RTN e sulla RTN FSI.
- 3CE-40I sono inserite le disalimentazioni determinate da eventi che hanno avuto origine su rete rilevante non RTN e sulla RTN FSI.
- 3CE-60I sono inserite le disalimentazioni di Utenti coinvolti e che hanno avuto origine su elementi di rete appartenenti a siti Utente AT indirettamente connessi alla RTN e direttamente connessi alla RTN FSI.
- 3CE-70I sono inserite le disalimentazioni determinate da danneggiamenti e contatti accidentali provocati da terzi su rete rilevante non RTN e sulla RTN FSI.

Sono altresì incluse nel computo dell'ENSR-ALTRI tutte le disalimentazioni occorse a seguito di incidenti rilevanti, classificabili con una delle cause origine che concorrono al calcolo di ENSR secondo la tabella "Classificazione delle interruzioni".

In Figura 2 vengono forniti i dati sull'andamento della performance annuale dell'indicatore, nel periodo 2012-2017 e con arrotondamento all'unità.

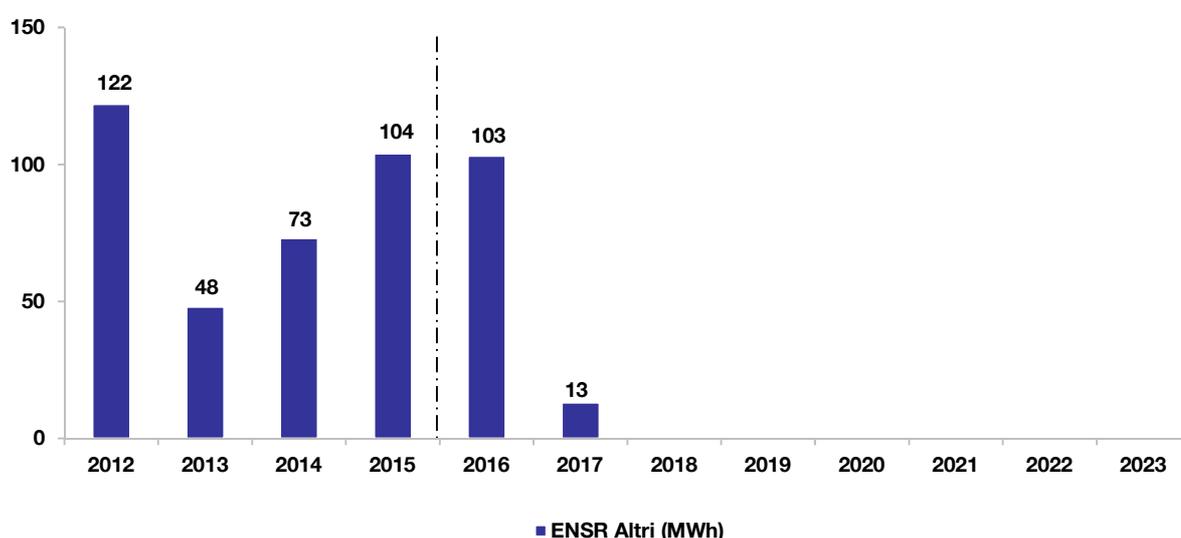


Figura 2 – Andamento performance annuale indicatore ENSR Altri

5.3.2. SAIFI + MAIFI - Numero medio di disalimentazioni brevi e lunghe per Utente (n°/Utente)

L'indice SAIFI + MAIFI è calcolato, per tutti i livelli di tensione, per tutti gli eventi che hanno prodotto interruzioni brevi e lunghe con disalimentazione degli Utenti direttamente connessi alla RTN, con origine sulla medesima RTN (esclusa la RTN FSI) e classificati con Codice causa AEEGSI di 1° livello 4AC (Altre Cause), così come riportato nella tabella "Classificazione delle interruzioni".

L'indice SAIFI+MAIFI è calcolato per tutti i livelli di tensione AT/AAT su base mensile e annuale per l'intero ambito nazionale ovvero per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Operative di Trasmissione di Terna. Sono altresì inclusi nel computo del SAIFI+MAIFI tutte le

disalimentazioni occorse a seguito di incidenti rilevanti, classificate con Codice causa AEEGSI di 1° livello 4AC (Altre Cause).

I dati, riportati in Figura 3, vengono forniti con arrotondamento alla seconda cifra decimale.

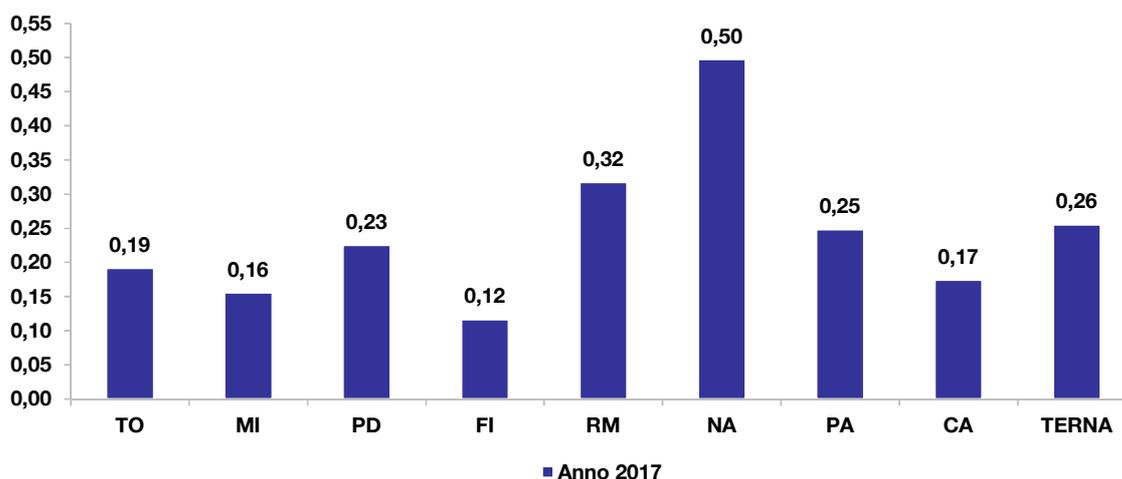


Figura 3 – Andamento performance annuale indicatore SAIFI+MAIFI RTN

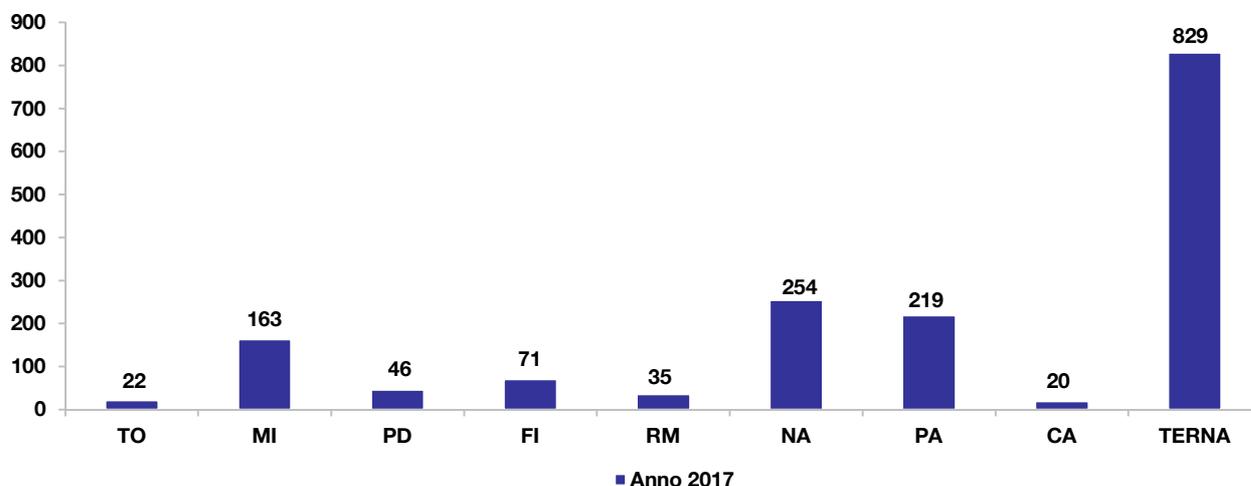
5.3.3. ENS - Energia non fornita per le interruzioni con disalimentazioni (MWh)

L'indice ENS è calcolato sui valori di energia non fornita netta, per tutti i livelli di tensione, per tutti gli eventi che hanno prodotto interruzioni con disalimentazione degli Utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN, con origine sulla medesima RTN (esclusa la RTN FSI) e classificate con Codice causa AEEGSI di 1° livello 4AC (Altre Cause), così come riportato nella tabella "Classificazione delle interruzioni".

L'indice ENS è calcolato per tutti i livelli di tensione AT/AAT su base mensile e annuale per l'intero ambito nazionale ovvero per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Operative di Trasmissione di Terna. Sono altresì inclusi nel computo dell'ENS tutte le disalimentazioni occorse a seguito di incidenti rilevanti, classificate con Codice causa AEEGSI di 1° livello 4AC (Altre Cause).

I dati, riportati in Figura 4, vengono forniti con arrotondamento all'unità.

Figura 4 – Andamento performance annuale indicatore ENS RTN



5.3.4. ENR - Energia non ritirata dalle unità di produzione (MWh)

L'indice ENR è calcolato, per tutti i livelli di tensione, per tutti gli eventi che hanno prodotto mancato ritiro di energia degli Utenti produttori⁷ direttamente e indirettamente connessi alla RTN, con origine sulla medesima RTN (esclusa la RTN FSI) e classificate con Codice causa AEEGSI di 1° livello 4AC (Altre Cause), così come riportato nella tabella "Classificazione delle interruzioni".

L'indice ENR è calcolato per tutti i livelli di tensione AT/AAT su base mensile e annuale per l'intero ambito nazionale ovvero per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Operative di Trasmissione di Terna. Sono altresì inclusi nel computo dell'ENR tutte le disalimentazioni occorse a seguito di incidenti rilevanti, classificate con Codice causa AEEGSI di 1° livello 4AC (Altre Cause).

I dati, riportati in Figura 5, vengono forniti con arrotondamento all'unità.

⁷ Compresi i clienti finali AAT o AT autoproduttori.

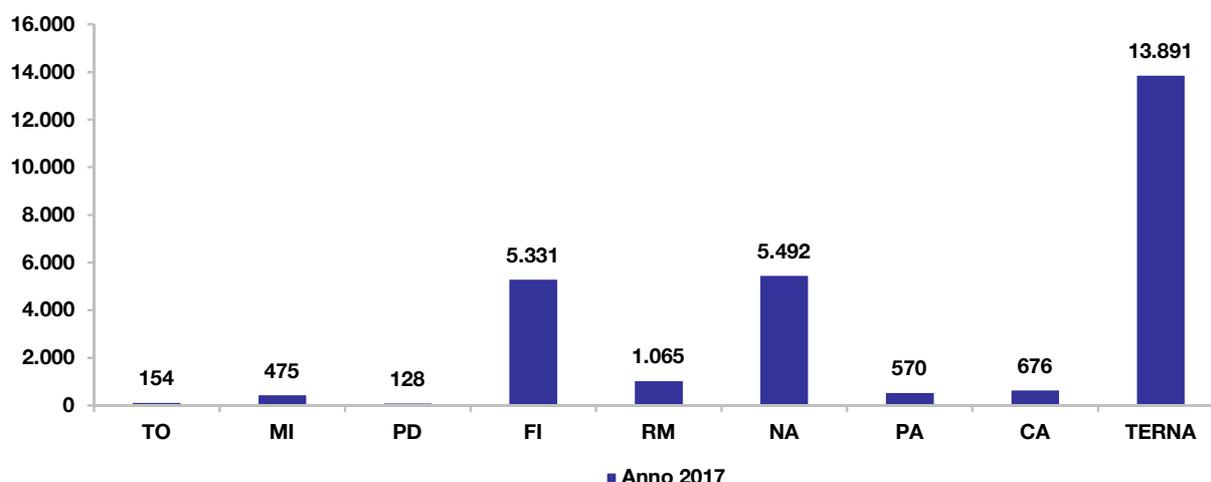


Figura 5 – Andamento performance annuale indicatore ENR RTN

5.3.5. AIT - Tempo medio di disalimentazione di sistema (minuti/periodo)

L'indice AIT è calcolato, per tutti i livelli di tensione, per tutti gli eventi che hanno prodotto interruzioni con disalimentazione di siti utente direttamente e indirettamente connessi alla RTN, con origine sulla medesima RTN (esclusa la RTN FSI) e classificate con Codice causa AEEGSI di 1° livello 4AC (Altre Cause), così come riportato nella tabella "Classificazione delle interruzioni".

L'indice AIT è calcolato per tutti i livelli di tensione AT/AAT su base mensile e annuale per l'intero ambito nazionale ovvero per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Operative di Trasmissione di Terna. Sono altresì inclusi nel computo dell'AIT tutte le disalimentazioni occorse a seguito di incidenti rilevanti, classificate con Codice causa AEEGSI di 1° livello 4AC (Altre Cause).

I dati, riportati in Figura 6, vengono forniti con arrotondamento alla seconda cifra decimale.

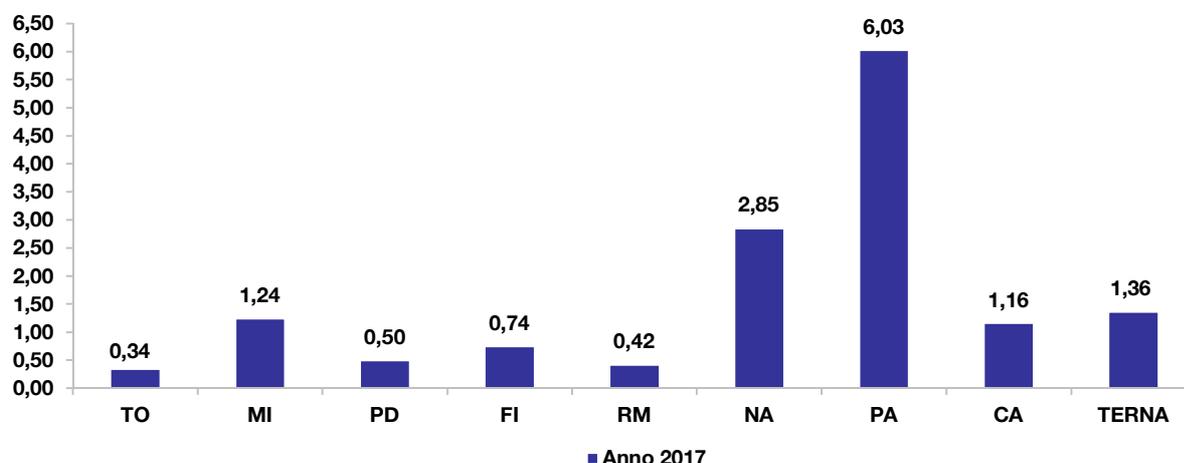


Figura 6 – Andamento performance annuale indicatore AIT RTN

5.3.6. DMI - Durata media delle interruzioni con disalimentazioni lunghe per Utente (minuti/utente)

L'indice DMI è calcolato per tutte le disalimentazioni lunghe degli Utenti direttamente connessi alla RTN (esclusi i direttamente connessi alla RTN FSI), con origine sulla medesima RTN (esclusa la RTN FSI) e classificate con Codice causa AEEGSI di 1° livello 4AC (Altre Cause), così come riportato nella tabella "Classificazione delle interruzioni".

Nel calcolo dell'indicatore DMI sono incluse altresì tutte le interruzioni prodotte da incidenti rilevanti.

L'indice DMI è calcolato per tutti i livelli di tensione AT/AAT su base mensile e annuale per l'intero ambito nazionale ovvero per le aree geografiche corrispondenti alle Aree Operative di Trasmissione di Terna.

I dati, riportati in Figura 7, vengono forniti con arrotondamento alla seconda cifra decimale.

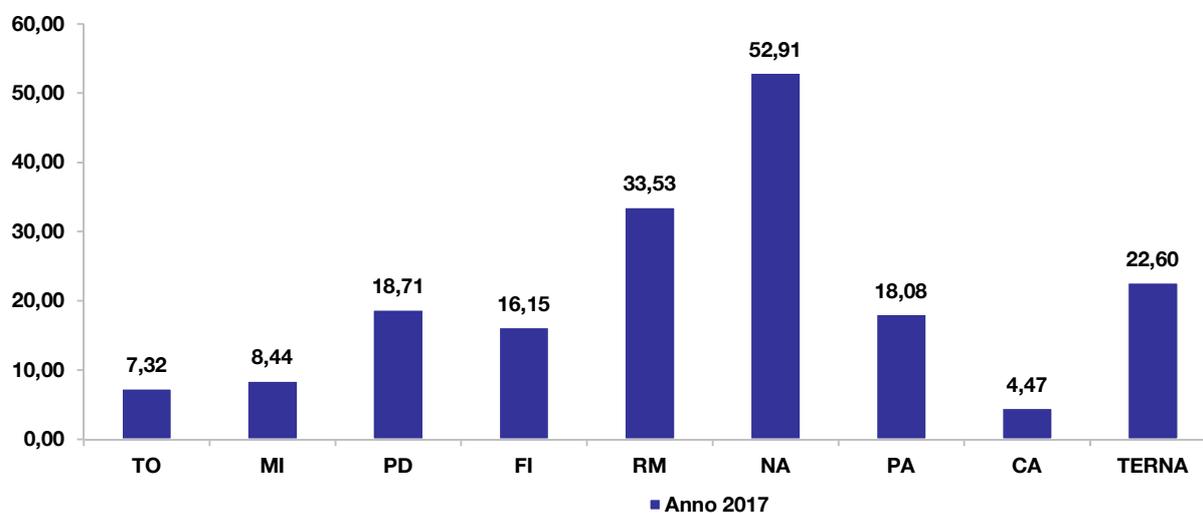


Figura 7 – Andamento performance annuale indicatore DMI RTN

5.3.7. ASA - Disponibilità del Servizio della RTN (%)

L'indice ASA (Average Service Availability) è calcolato come complementare del rapporto tra la somma dell'energia non fornita netta agli utenti connessi alla RTN (ENS; cfr. 5.3.3) e l'energia immessa in rete.

Tale indice è calcolato su base annuale per l'intero ambito nazionale e i dati, riportati in Figura 8, vengono forniti con arrotondamento alla quinta cifra decimale.

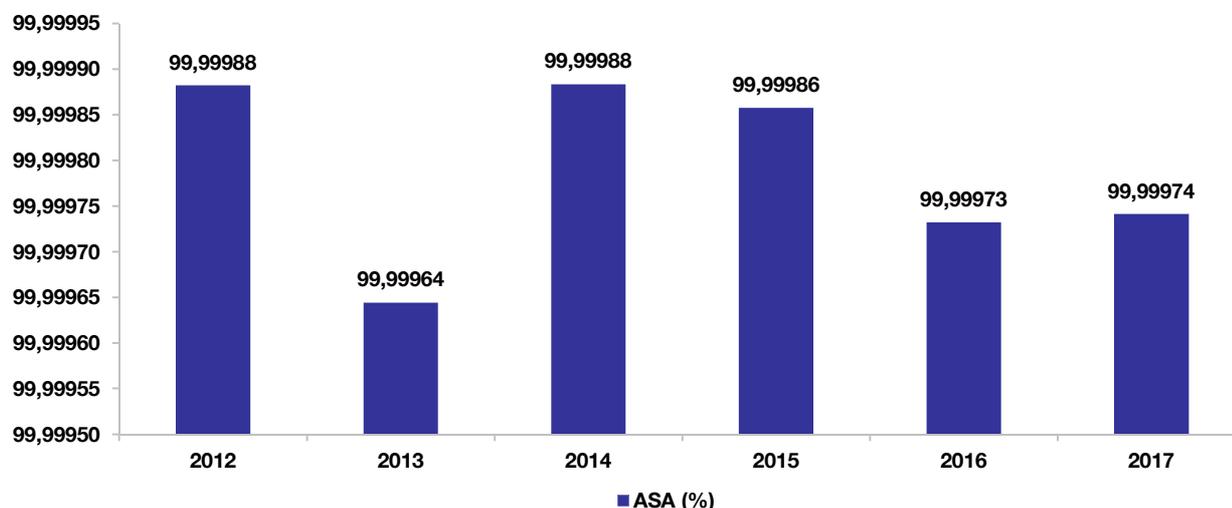


Figura 8 – Andamento performance annuale indicatore ASA

5.3.8. Energia non fornita netta: suddivisione per Cause

Sulla base delle disalimentazioni degli utenti connessi direttamente ed indirettamente alla RTN registrate nelle “Schede registrazione disalimentazioni” di cui all’Allegato A.54 al Codice di Rete, si riportano in Figura 9 e Figura 10 rispettivamente i valori consuntivati per l’anno 2017, dell’indicatore dell’Energia non fornita sulla rete rilevante, compresi ovvero esclusi gli Incidenti Rilevanti, suddivisi per Codice Causa 1° livello AEEGSI.

Il dato viene fornito con arrotondamento all’unità.

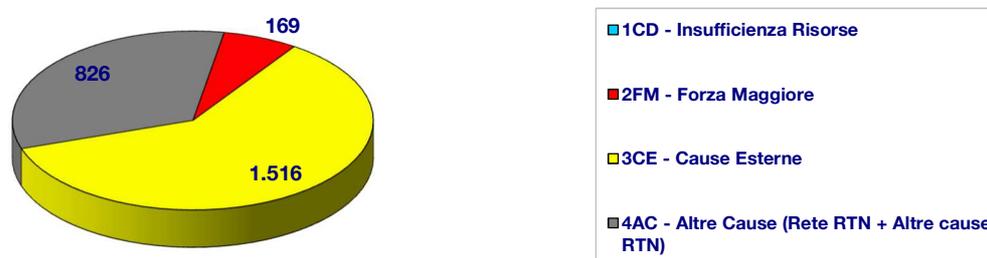


Figura 9 – Energia non fornita (MWh) suddivisa per Codice Causa 1° livello di aggregazione (esclusi gli Incidenti Rilevanti) nell’anno 2017



Figura 10 - Energia non fornita (MWh) suddivisa per Codice Causa 1° livello di aggregazione (compresi gli Incidenti Rilevanti) nell'anno 2017

5.3.9. Interruzioni transitorie sugli Utenti connessi alla RTN

A decorrere dal 1° gennaio 2007, Terna registra anche le interruzioni transitorie sugli Utenti connessi alla RTN sulle cui linee di alimentazione sono installate richiusioni automatiche tripolari con cicli di apertura e chiusura di durata inferiore o uguale ad un secondo.

In ogni situazione di rete l'origine dell'interruzione transitoria è rappresentata dalla linea elettrica il/i cui interruttore/i ha/hanno eseguito il ciclo di richiusura rapida tripolare con esito positivo. Nel caso di linee con più Titolari, quando la sede del guasto non è chiaramente identificata, l'origine è convenzionalmente addebitata al Titolare del tratto più lungo della linea. Sulla rete alla quale è connessa la maggior parte degli Utenti in AT⁸, si possono verificare interruzioni transitorie in caso di:

- perturbazione transitoria su una linea che connette l'utente in modalità radiale;
- perturbazione transitoria su una linea che connette l'utente non in modalità radiale, ma che richiede in assenza di telepilotaggio, per l'eliminazione selettiva di tutti i tipi di guasto in rete, l'intervento di almeno un ulteriore interruttore, con successiva richiusura automatica dello stesso (si parla di *corretta sovrapposizione*).

La registrazione delle interruzioni transitorie viene effettuata attraverso le registrazioni degli strumenti di monitoraggio (oscilloperturbografi, registratori cronologici di eventi, protocolli di servizio, ecc...) di Terna e/o degli Utenti.

⁸ La rete a 220 kV, 150 kV e 132 kV.

Si riporta di seguito (Tabella 4) una sintesi del numero delle interruzioni transitorie registrate per l'anno 2017 suddivise per Area Territoriale:

Area Territoriale	Codice Causa 1° livello AEEGSI			
	2FM Forza Maggiore	3CE Cause Esterne	4AC Altre Cause (RTN)	Totale complessivo
TO	0	7	49	56
MI	0	31	30	61
PD	0	3	18	21
FI	0	9	16	25
RM	1	20	63	84
NA	0	2	71	73
PA	0	1	36	37
CA	0	0	1	1
TERNA	1	73	284	358

Tabella 4 – Interruzioni transitorie Utenti connessi alla RTN, suddivise per Codice Causa 1° livello AEEGSI ed Area Territoriale

6. QUALITÀ DELLA TENSIONE

In ottemperanza al capitolo 11 del Codice di Rete Terna:

- rileva, a campione, le grandezze relative alla qualità della tensione mediante campagne specifiche di misurazione, anche su richiesta degli utenti⁹;
- sulla base dei risultati delle campagne di misure a campione, definisce i livelli attesi della qualità della tensione;
- mette a disposizione un sistema di interrogazione on line sul proprio sito internet degli indici di qualità della tensione per l'intero sistema e per aree.

6.1 Caratteristiche della qualità della tensione

Le caratteristiche della tensione analizzate nel presente documento sono:

- variazioni della frequenza;
- variazioni della tensione a frequenza industriale;

⁹ Il piano per la realizzazione delle campagne di misura, così come originariamente previsto dall'art. 67 comma 4 della Delibera n. 250/04, è stato pubblicato sul sito di Terna ed approvato dall'Autorità con Delibera n. 210/05.

- buchi di tensione, aggregati per fasce di durata e di abbassamento di tensione e tipologia (unipolare, bipolare, tripolare);
- distorsione armonica;
- fluttuazione della tensione a breve e a lungo termine (flicker);
- grado di asimmetria della tensione trifase;
- interruzioni transitorie (cfr.5.3.9).

6.2 Campagna di misura

6.2.1. Generalità

La campagna di misura, avviata il 1° luglio 2006, è stata realizzata da Terna nel corso degli anni mediante l'installazione in impianti AAT/AT di strumenti Wally, forniti dalla società Teamware, ai quali si sono aggiunti ulteriori strumenti della società Schneider.

Per il trattamento (analisi e reportistica) dei dati provenienti dai suddetti strumenti, e da ulteriori installati sui siti degli Utenti che hanno partecipato alla campagna di misura volontaria in accordo all'art. 11.5.4 del Capitolo 11 del Codice di Rete, Terna, con il supporto di CESI e di Teamware, ha realizzato e reso disponibile un apposito applicativo Web denominato MONIQUE (<https://procedure.terna.it/monique/>).

Tale applicativo è in grado di:

- mettere a disposizione di Terna e degli Utenti che partecipano alla campagna di misura i dati registrati dagli strumenti per la qualità della tensione;
- effettuare elaborazioni per la pubblicazione dei dati semplificati (relativi al singolo strumento) e di dati aggregati relativi a gruppi di strumenti opportunamente selezionati.

I dati provenienti dalla campagna di misura sono utilizzati anche al fine di individuare i livelli attesi della qualità della tensione.

TERNA ritiene importante proseguire la campagna di misura per altri anni per avere una base dati significativa in modo da confermare o modificare i target individuati di anno in anno

- per tener conto di variazioni dei guasti e delle condizioni ambientali;
- per valutare l'eventuale ricollocazione degli strumenti di misura in altri siti ritenuti significativi;
- per correggere eventuali modalità di misura non adeguate.

I risultati presentati si riferiscono a 246¹⁰ strumenti di misura (nel seguito: SM) installati da Terna e dagli Utenti.

Dalle analisi sono state inoltre escluse le misure di Armoniche, Asimmetria e Flicker provenienti dagli SM sui quali sono state rilevate delle anomalie. E' da notare che le suddette anomalie possono riflettersi anche sulla misura delle variazioni lente della tensione ma, in tal caso, sono filtrate in modo automatico dal sistema secondo i seguenti criteri:

- valore minimo non inferiore al 70% della tensione nominale,
- 95-esimo percentile non inferiore all'85% della tensione nominale.

Si fa infine presente che i dati relativi ai livelli monitorati per l'anno 2017 sono riferiti anche ai siti monitorati nel 2016 pertanto possono essere fatte alcune considerazioni di confronto tra i dati.

6.2.2. Strumenti di misura

Lo strumento di misura installato sulla rete AAT-AT per la campagna di monitoraggio ha i requisiti di misura dei parametri della qualità della tensione corrispondenti alla classe A indicata dalla CEI EN 61000-4-30 con una precisione non inferiore allo 0,5%.

6.2.3. Siti interessati alla campagna di misura

La rete sottoposta a monitoraggio della qualità della tensione è quella a 380/220/150/132/60 kV secondo quanto indicato in Tabella 5.

Livello Tensione	TERNA	Altri	Totale
380 kV	19	0	19
220 kV	15	6	21
150 kV	47	21	68
132 kV	111	27	138
60 kV	0	2	2
Totale	192	56	248

Tabella 5 – Installazioni degli strumenti

¹⁰ Non sono stati considerati nei risultati i n.2 strumenti di misura installati sulla rete a 60 kV.

Per quanto riguarda gli strumenti installati nelle stazioni Terna, si riporta in Tabella 6 la relativa ripartizione per area territoriale.

Area Territoriale	N° di strumenti
Torino	36
Milano	31
Venezia	42
Firenze	31
Roma	46
Napoli	31
Palermo	12
Cagliari	18
Totale	248

Tabella 6 - Ripartizione per area territoriale degli Strumenti installati nelle stazioni Terna

6.3 Livelli registrati della qualità della tensione

I risultati della campagna di misura effettuata da Terna sono relativi ai seguenti parametri della qualità della tensione, differenziati per livelli di tensione e in coerenza con quanto riportato nell'Allegato A.55 al Codice di Rete:

- (a) numero di buchi di tensione, aggregati per fasce di durata e di abbassamento di tensione e tipologia (unipolare, bipolare, tripolare);
- (b) distorsione armonica totale;
- (c) asimmetria della tensione trifase;
- (d) indici di severità della fluttuazione della tensione (flicker) a breve e lungo termine;
- (e) variazioni della frequenza,
- (f) variazioni lente della tensione efficace.

I risultati si riferiscono alle misure registrate nel periodo Gennaio 2017÷Dicembre 2017 e sono, per quanto possibile, confrontati con quelli relativi al corrispondente periodo Gennaio 2016÷Dicembre 2016 (disponibili nel Rapporto Annuale della Qualità del Servizio anno 2016).

6.3.1. Buchi di tensione

I buchi di tensione che coinvolgono due o tre fasi sono raggruppati e denominati polifase, mentre i buchi di tensione che coinvolgono una sola fase sono denominati monofase. Tutti i buchi di tensione sono inoltre suddivisi per livello di tensione e raggruppati per tensione residua e durata secondo le nuove indicazioni emerse in ambito normativo internazionale (nuova EN 50160).

Si fa presente che i risultati presentati non prendono in considerazione i buchi di tensione registrati dall'applicativo MONIQUE che presentino le seguenti caratteristiche:

- a) buchi di tensione (monofase e polifase) con tensione residua maggiore o uguale del 90% U_n a causa di settaggi errati degli strumenti di misura;
- b) buchi di tensione (monofase o bifase) con tensione residua inferiore o uguale al 5% U_n per i quali è stato verificato, a valle della verifica puntuale delle registrazioni degli SM, che si tratti di buchi di tensione influenzati dal ciclo di richiusura o registrati durante l'apertura di linea in assenza di guasto. Al fine di individuare automaticamente tali casistiche, TERNA ha predisposto un algoritmo che consente di ricavare l'apertura dell'interruttore sulla base delle misure di tensione. Le verifiche effettuate hanno tuttavia evidenziato che l'algoritmo non riesce ad individuare tutte le casistiche possibili, in quanto è basato sulla misura della tensione e non sul rilievo dello stato dell'interruttore. Pertanto la verifica puntuale è ancora utilizzata seppure per un numero molto ridotto di casi;
- c) buchi di tensione con tensione residua elevata (superiore all'85% della U_n) e qualsiasi durata poiché sono influenzati dagli errori di misura dei TV (Trasformatori di Tensione) e SM;
- d) buchi di tensione non validati a seguito di analisi puntuali, quali ad esempio registrazioni oscillografiche.

Di seguito è riportata una tabella riassuntiva (Tabella 7) riportante la motivazione e il numero di eventi eliminati, secondo quanto affermato in precedenza.

Criterio	Numero eventi eliminati	Tipo
<i>Criterio a</i>	20 buchi 2 buchi	Monofase Polifase
<i>Criterio b</i>	38 buchi 0 buchi	Monofase Polifase
<i>Criterio c</i>	2327 buchi 678 buchi	Monofase Polifase
<i>Criterio d</i>	1278 buchi 2 buchi	Monofase Polifase

Tabella 7 - Riepilogo degli eventi eliminati nella campagna di misura 2017

Nella Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10, Tabella 11, Tabella 12 e Tabella 13 sono riportati tutti i buchi di tensione, suddivisi per fasce di durata e tensione residua, rilevati dagli strumenti di

misura durante il periodo di monitoraggio. Nella Tabella 14, Tabella 15, Tabella 16, Tabella 17, Tabella 18 e Tabella 19 sono invece riportati i valori medi.

380 – 220 kV												
	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	106	69	3	3	0	1	0	0	0	1	109	74
80 > u > 70	87	48	2	4	2	1	0	0	0	0	91	53
70 > u > 40	64	41	0	2	1	0	0	2	0	0	65	45
40 > u > 5	9	3	0	0	0	1	0	1	0	0	9	5
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	266	161	5	9	3	3	0	3	0	1	274	177

Tabella 8 - Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (380-220 kV)

150-132-120 kV Nord												
	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	144	75	7	1	1	0	0	0	2	0	154	76
80 > u > 70	185	84	5	2	1	0	1	0	1	0	193	86
70 > u > 40	172	83	10	4	3	1	0	1	0	0	185	89
40 > u > 5	27	7	0	3	0	0	0	0	0	0	27	10
5 > u	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	2	1
totale	530	249	22	11	5	1	1	1	3	0	561	262

Tabella 9 - Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (150-132-120 kV Nord)

150-132-120 kV Centro												
	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	121	116	4	11	2	4	0	3	1	0	128	134
80 > u > 70	101	128	1	26	1	3	0	3	0	0	103	160
70 > u > 40	141	113	5	14	0	3	2	2	0	0	148	132
40 > u > 5	49	11	2	1	2	0	0	0	0	0	53	12
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	412	368	12	52	5	10	2	8	1	0	432	438

Tabella 10 - Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (150-132-120 kV)

150-132-120 kV Sud												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	136	65	7	2	1	1	0	0	0	0	144	68
80 > u > 70	159	93	3	8	2	2	0	1	0	1	164	105
70 > u > 40	112	84	1	6	0	3	0	1	0	0	113	94
40 > u > 5	30	12	0	1	0	0	0	0	0	0	30	13
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	437	254	11	17	3	6	0	2	0	1	451	280

Tabella 11 - Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (150-132-120 kV)

150-132-120 kV Sicilia												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	67	67	1	1	0	1	0	0	0	1	68	70
80 > u > 70	91	78	0	4	0	1	2	0	0	2	93	85
70 > u > 40	124	52	6	4	6	0	0	4	0	0	136	60
40 > u > 5	9	20	1	2	0	0	0	1	0	0	10	23
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	291	217	8	11	6	2	2	5	0	3	307	238

Tabella 12 - Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (150-132-120 kV Sicilia)

150-132-120 kV Sardegna												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	34	13	2	0	1	0	0	0	0	0	37	13
80 > u > 70	27	16	1	2	1	0	0	0	0	0	29	18
70 > u > 40	21	13	0	0	0	0	0	1	0	0	21	14
40 > u > 5	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
5 > u	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
totale	84	42	3	2	2	0	0	2	0	0	89	46

Tabella 13 - Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (150-132-120 kV Sardegna)

380 – 220 kV												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli
90 > u > 80	5,30	3,45	0,15	0,15	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,05	5,45	3,70
80 > u > 70	4,35	2,40	0,10	0,20	0,10	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	4,55	2,65
70 > u > 40	3,20	2,05	0,00	0,10	0,05	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	3,25	2,25
40 > u > 5	0,45	0,15	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,05	0,00	0,00	0,45	0,25
5 > u	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
totale	13,30	8,05	0,25	0,45	0,15	0,15	0,00	0,00	0,00	0,05	13,70	8,85

Tabella 14 - Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (380-220 kV)

150-132-120 kV Nord												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli
90 > u > 80	2,82	1,47	0,14	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	3,02	1,49
80 > u > 70	3,63	1,65	0,10	0,04	0,02	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	3,78	1,69
70 > u > 40	3,37	1,63	0,20	0,08	0,06	0,02	0,00	0,02	0,00	0,00	3,63	1,75
40 > u > 5	0,53	0,14	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,53	0,20
5 > u	0,04	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,02
totale	10,39	4,88	0,43	0,22	0,10	0,02	0,02	0,02	0,06	0,00	11,00	5,14

Tabella 15 - Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (150-132-120 kV Nord)

150-132-120 kV Centro												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli
90 > u > 80	6,05	5,80	0,20	0,55	0,10	0,20	0,00	0,15	0,05	0,00	6,40	6,70
80 > u > 70	5,05	6,40	0,05	1,30	0,05	0,15	0,00	0,15	0,00	0,00	5,15	8,00
70 > u > 40	7,05	5,65	0,25	0,70	0,00	0,15	0,10	0,10	0,00	0,00	7,40	6,60
40 > u > 5	2,45	0,55	0,10	0,05	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,65	0,60
5 > u	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
totale	20,60	18,40	0,60	2,60	0,25	0,50	0,10	0,40	0,05	0,00	21,60	21,90

Tabella 16 - Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (150-132-120 kV Centro)

150-132-120 kV Sud												
	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	12,36	5,91	0,64	0,18	0,09	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	13,09	6,18
80 > u > 70	14,45	8,45	0,27	0,73	0,18	0,18	0,00	0,09	0,00	0,09	14,91	9,55
70 > u > 40	10,18	7,64	0,09	0,55	0,00	0,27	0,00	0,09	0,00	0,00	10,27	8,55
40 > u > 5	2,73	1,09	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,73	1,18
5 > u	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
totale	39,73	23,09	1,00	1,55	0,27	0,55	0,00	0,18	0,00	0,09	41,00	25,45

Tabella 17 - Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (150-132-120 kV Sud)

150-132-120 kV Sicilia												
	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	9,57	9,57	0,14	0,14	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,14	9,71	10,00
80 > u > 70	13,00	11,14	0,00	0,57	0,00	0,14	0,29	0,00	0,00	0,29	13,29	12,14
70 > u > 40	17,71	7,43	0,86	0,57	0,86	0,00	0,00	0,57	0,00	0,00	19,43	8,57
40 > u > 5	1,29	2,86	0,14	0,29	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	1,43	3,29
5 > u	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
totale	41,57	31,00	1,14	1,57	0,86	0,29	0,29	0,71	0,00	0,43	43,86	34,00

Tabella 18 - Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (150-132-120 kV Sicilia)

150-132-120 kV Sardegna												
	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	4,25	1,63	0,25	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,63	1,63
80 > u > 70	3,38	2,00	0,13	0,25	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,63	2,25
70 > u > 40	2,63	1,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	2,63	1,75
40 > u > 5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,13
5 > u	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00
totale	10,50	5,25	0,38	0,25	0,25	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	11,13	5,75

Tabella 19 - Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (150-132-120 kV Sardegna)

TERNA ritiene che i buchi lunghi e profondi (di durata superiore a 500 ms e con tensione residua inferiore al 70%) siano quelli da monitorare con particolare attenzione considerate le tempistiche di intervento dei sistemi di eliminazione dei guasti e l'influenza sulle apparecchiature. Di conseguenza, la suddetta categoria di buchi di tensione trova particolare evidenza nel presente rapporto. A tal proposito, un esame dei dati, riferito alla singola installazione, mostra che:

- per quanto riguarda i buchi di tensione monofase:
 - per il livello 380 kV il numero massimo di buchi di tensione lunghi e profondi per ciascun nodo è stato pari a 1 quindi risultano rispettati i livelli attesi individuati da TERNA per il 2017 (pari a 5);
 - per il livello 220 kV il numero massimo di buchi di tensione lunghi e profondi per ciascun nodo è stato pari a 0 quindi risultano rispettati i livelli attesi individuati da TERNA per il 2017 (pari a 10);
 - per il livello 150-132-120 kV il numero massimo di buchi di tensione lunghi e profondi per ciascun nodo è stato pari a 5 quindi risultano rispettati i livelli attesi individuati da TERNA per il 2017 (pari a 15);
- per quanto riguarda per i buchi di tensione polifase:
 - per il livello 380 kV il numero massimo di buchi di tensione lunghi e profondi per ciascun nodo è stato pari a 1 quindi risultano rispettati i livelli attesi individuati da TERNA per il 2017 (pari a 3);
 - per il livello 220 kV il numero massimo di buchi di tensione lunghi e profondi per ciascun nodo è stato pari a 2 quindi risultano rispettati i livelli attesi individuati da TERNA per il 2017 (pari a 6);
 - per il livello 132 kV il numero massimo di buchi di tensione lunghi e profondi per ciascun nodo è stato pari a 3 quindi risultano rispettati i livelli attesi individuati da TERNA per il 2017 (pari a 9).

La Figura 11, Figura 12, Figura 13 e Figura 14 riportano le cumulate crescenti dei buchi di tensione monofase e polifase che hanno interessato i nodi monitorati¹¹ suddivisi per livelli di

¹¹ Nelle figure il percentile riportato si riferisce alla totalità degli SM installati. Di conseguenza, se alcuni SM sono fuori servizio, il percentile minimo può risultare maggiore di 1.

tensione ed aree geografiche. Nella Tabella 20 sono invece riepilogati i valori ottenuti al 95-esimo percentile ed il numero massimo di buchi di tensione registrato per SM.

Area osservata	95-esimo percentile		Numero massimo	
	Monofase	Polifase	Monofase	Polifase
Rete a 380 kV	19	14	20	25
Rete a 220 kV	42	27	44	33
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV nord	22	12	72	23
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV centro	34	36	43	46
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV sud	60	42	62	58
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sicilia	87	50	125	55
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sardegna	31	13	37	17

Tabella 20 - Valori ottenuti al 95-esimo percentile e numero massimo di buchi di tensione registrato per SM

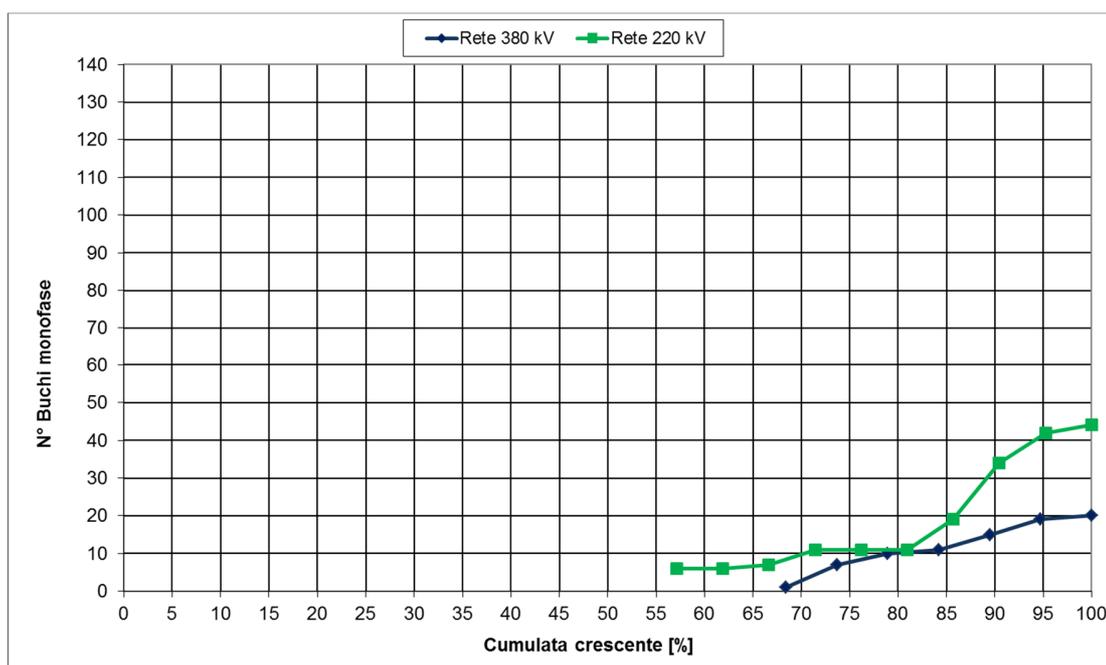


Figura 11 – Cumulata crescente dei buchi di tensione monofase (rete 380-220 kV)

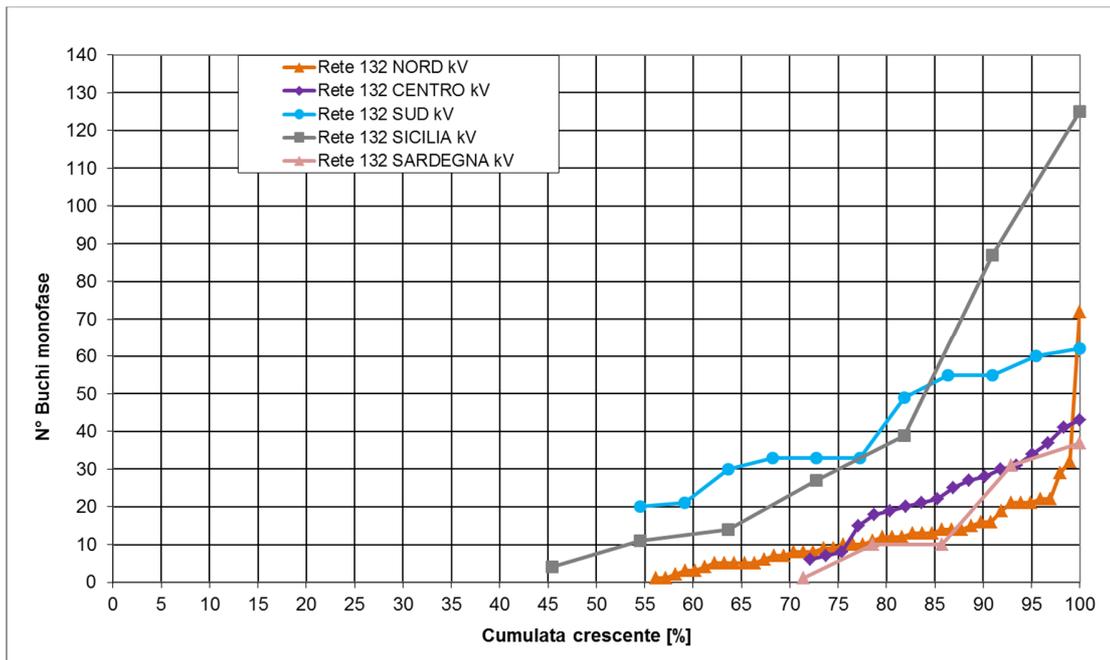


Figura 12 – Cumulata crescente dei buchi di tensione monofase (rete 120-132-150 kV)

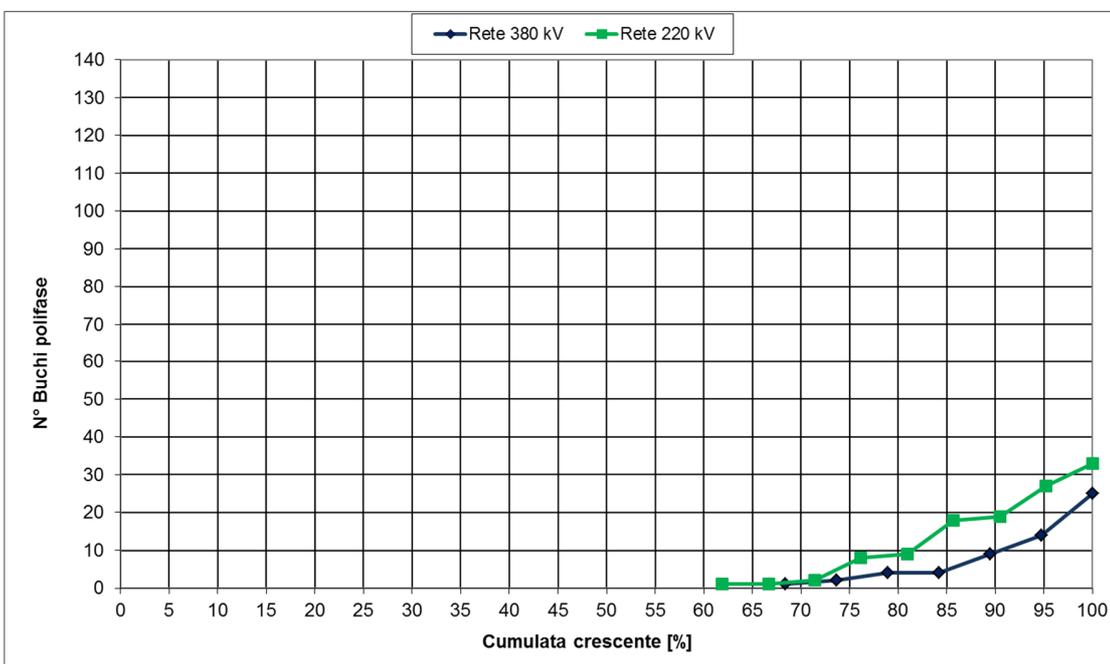


Figura 13 – Cumulata crescente dei buchi di tensione polifase (rete 380-220 kV)

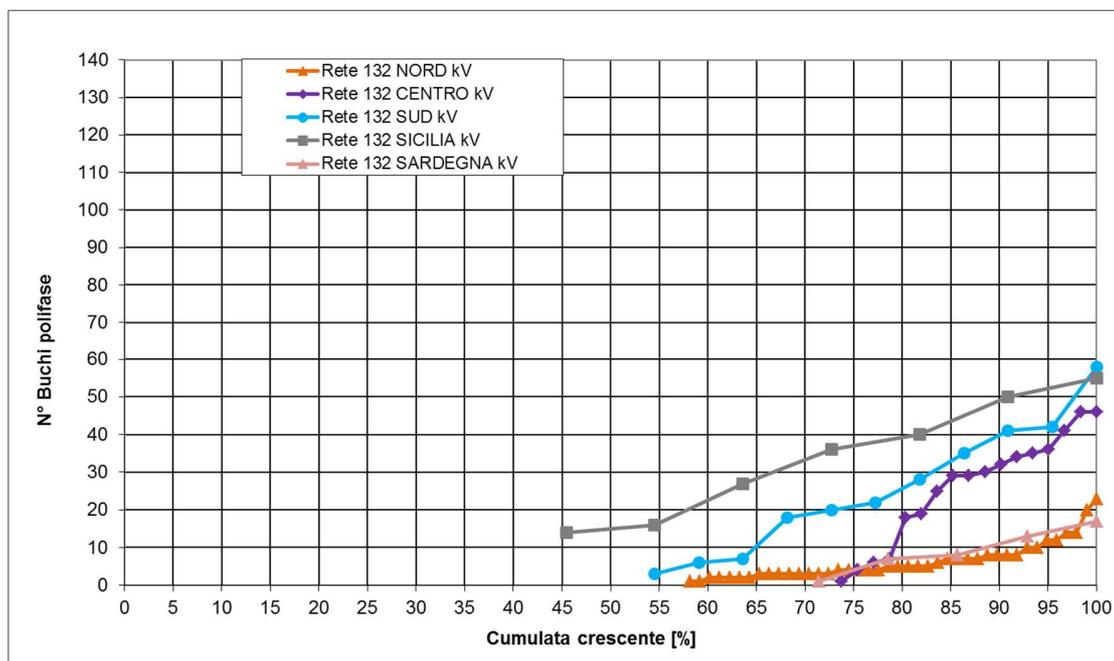


Figura 14 – Cumulata crescente dei buchi di tensione polifase (rete 120-132-150 kV)

Il confronto tra i livelli monitorati nel 2017 e nel 2016 permette di osservare una non significativa, dal punto di vista statistico, variazione del numero di buchi di tensione rilevati.

E' interessante però notare che la stessa cosa non si può affermare per il singolo sito. Infatti, le Figura 15, Figura 16, Figura 17 e Figura 18 riportano, rispettivamente, per buchi di tensione monofase e polifase,

- in ascissa gli strumenti di misura disposti secondo la cumulata crescente percentuale,
- in ordinata la differenza, relativa a ciascuno strumento di misura, registrata nei due anni considerati.

Un esame delle suddette figure permette di osservare che la maggior parte dei siti sono interessati da una variazione del numero di buchi di tensione di alcune decine sia per i polifase che per i monofase.

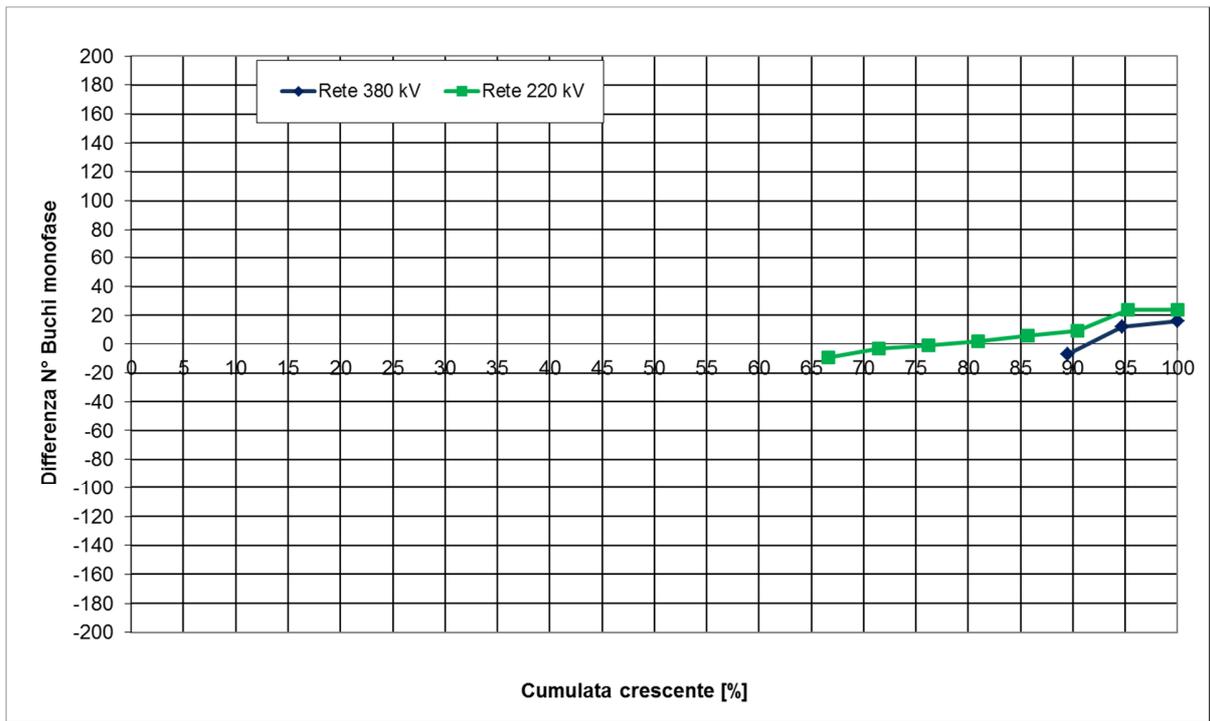


Figura 15 - Cumulata crescente delle variazioni del numero di buschi di tensione monofase rete 380-220 kV

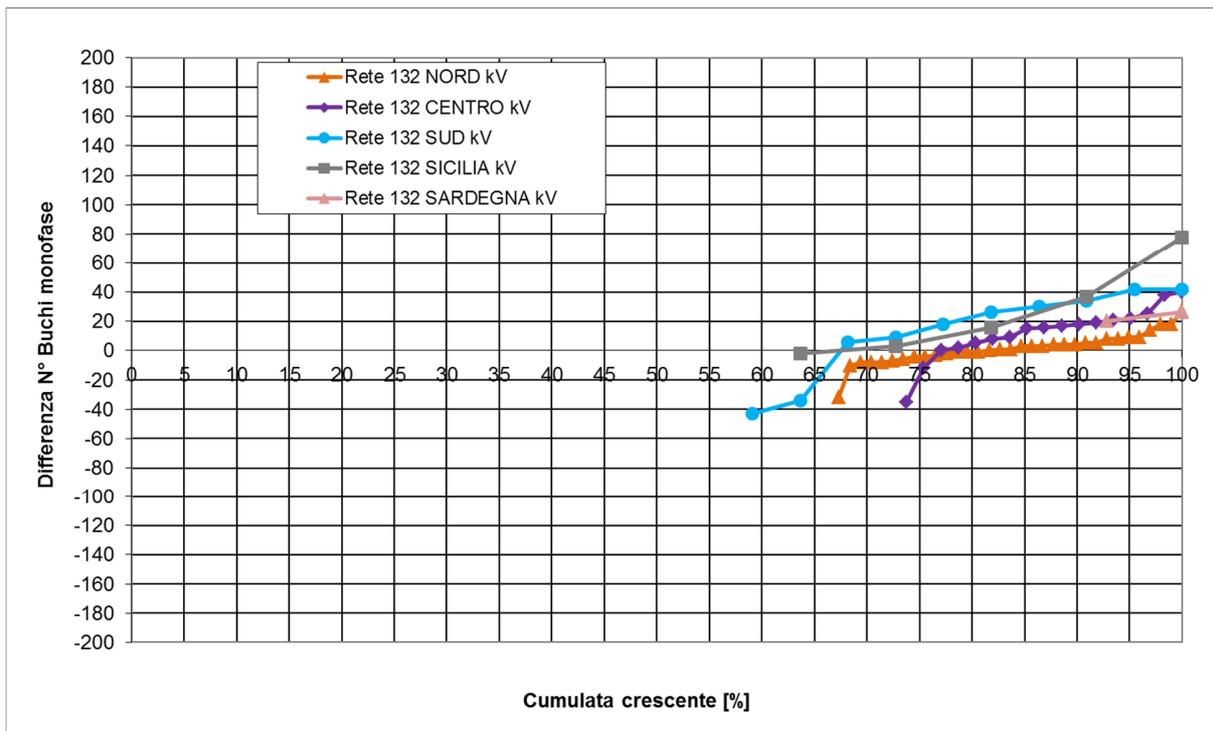


Figura 16 - Cumulata crescente delle variazioni del numero di buschi di tensione monofase rete 120-132-150 kV

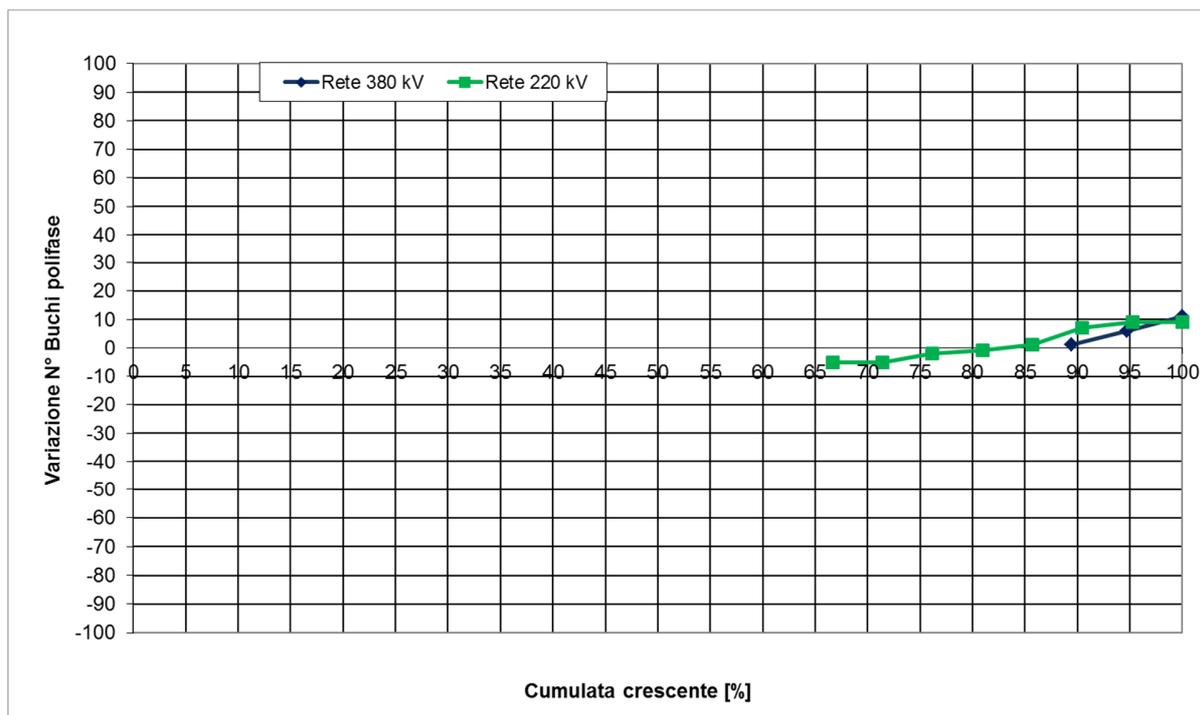


Figura 17 - Cumulata crescente delle variazioni del numero di buchi di tensione polifase rete 380-220 kV

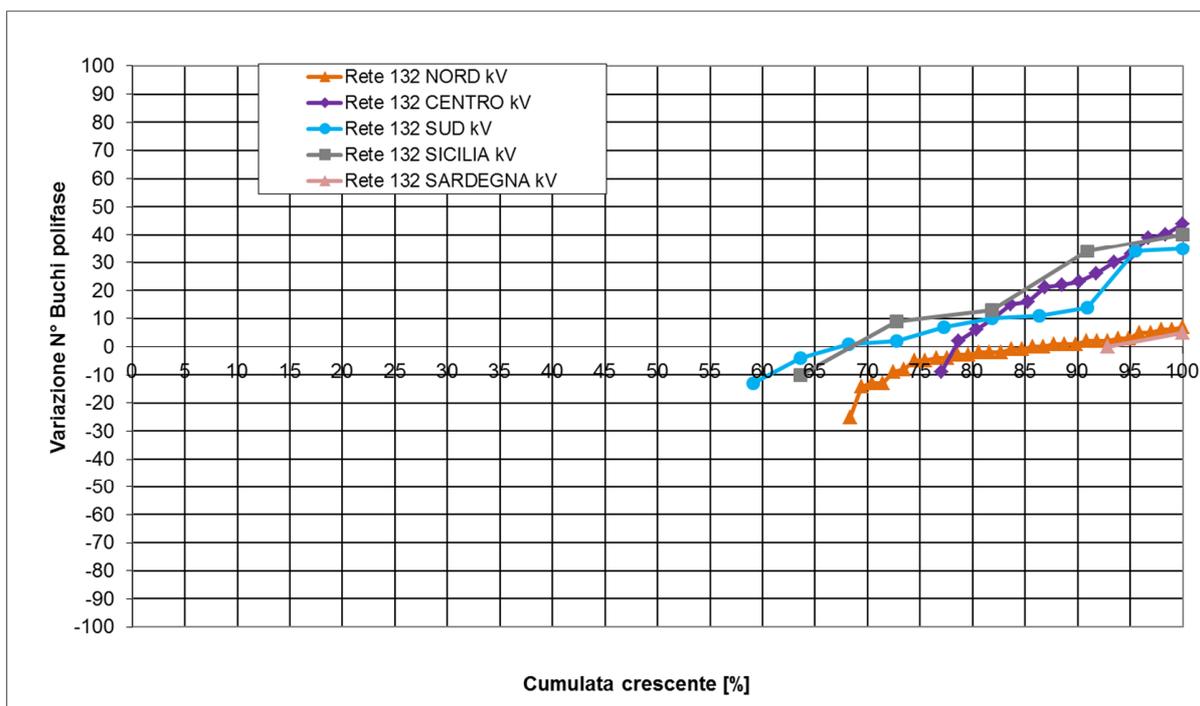


Figura 18 - Cumulata crescente delle variazioni del numero di buchi di tensione polifase rete 120-132-150 kV

Le Figura 19, Figura 20, Figura 21 e Figura 22 riportano infine i grafici di “densità” dei buchi di tensione in base alla loro caratteristica di durata – profondità in modo da poterne valutare la “numerosità”.

L’osservazione delle suddette figure permette di affermare che:

- la quasi totalità dei buchi di tensione ha una durata inferiore ai 80 ms per la rete a 380-220 kV e inferiore ai 120 ms per la rete a 150-132-120 kV;
- sulla rete a 150-132-120 kV vi sono molti eventi di durata compresa fra 50 – 150 ms con tensione residua maggiore del 75%. Questi buchi di tensione sono probabilmente dovuti a guasti avvenuti in punti elettricamente distanti da quelli su cui sono installati gli SM.

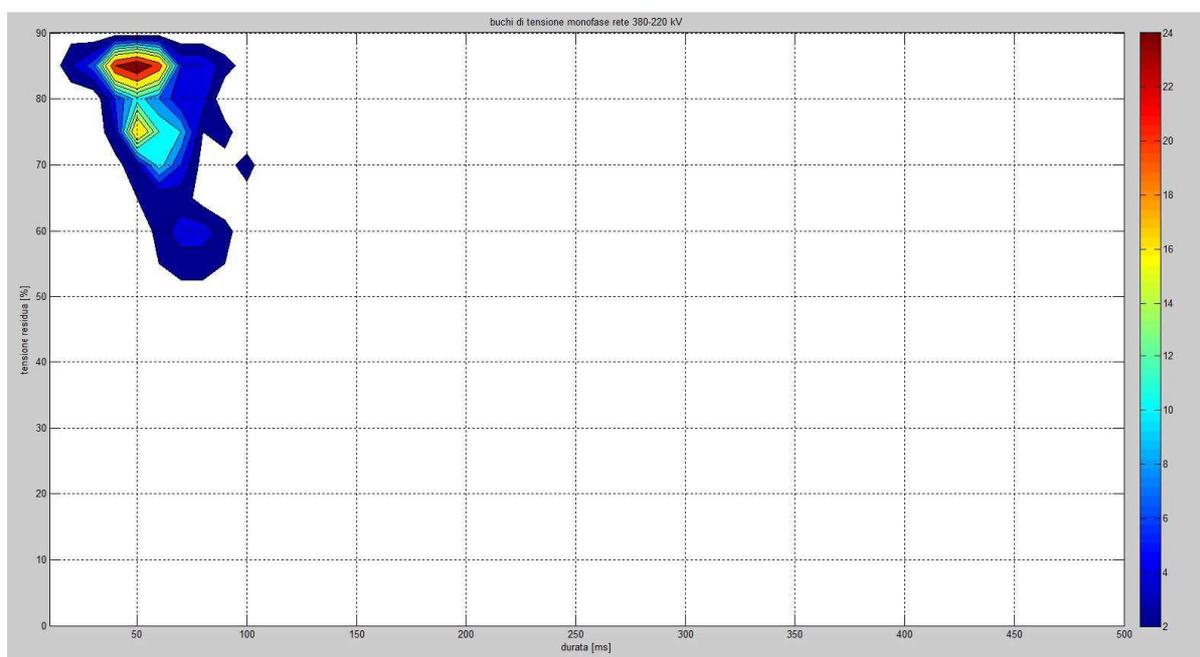


Figura 19 - Densità della distribuzione dei buchi di tensione monofase rilevati sulla rete a 380-220 kV

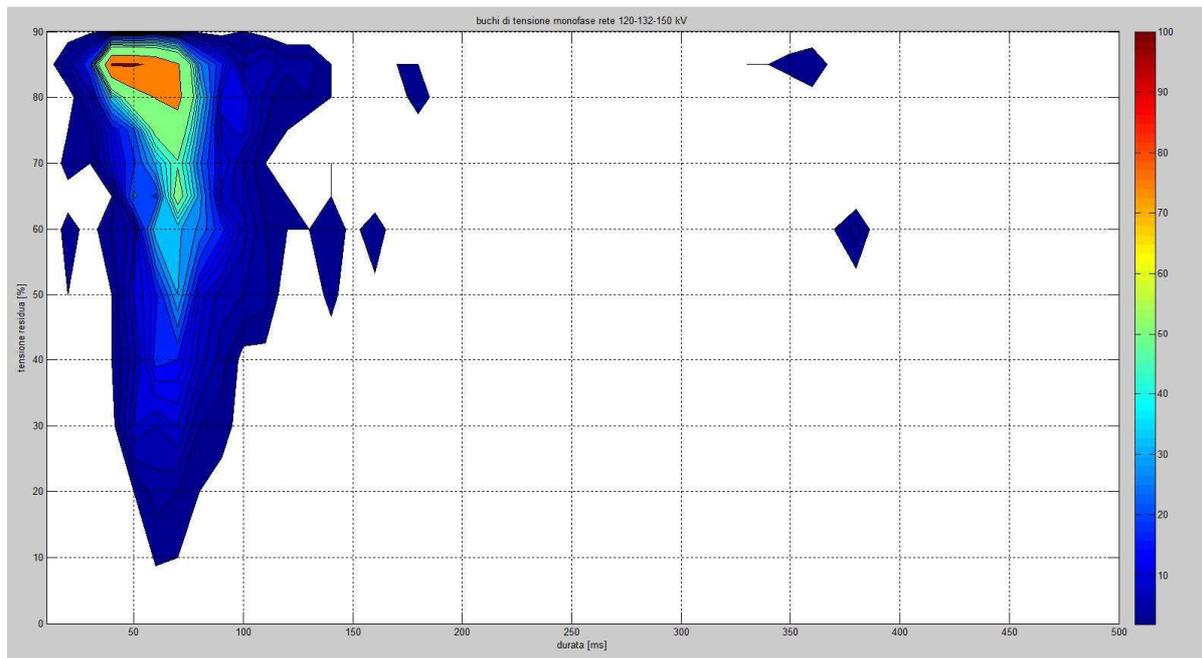


Figura 20 - Densità della distribuzione dei buchi di tensione monofase rilevati sulla rete a 150-132-120 kV

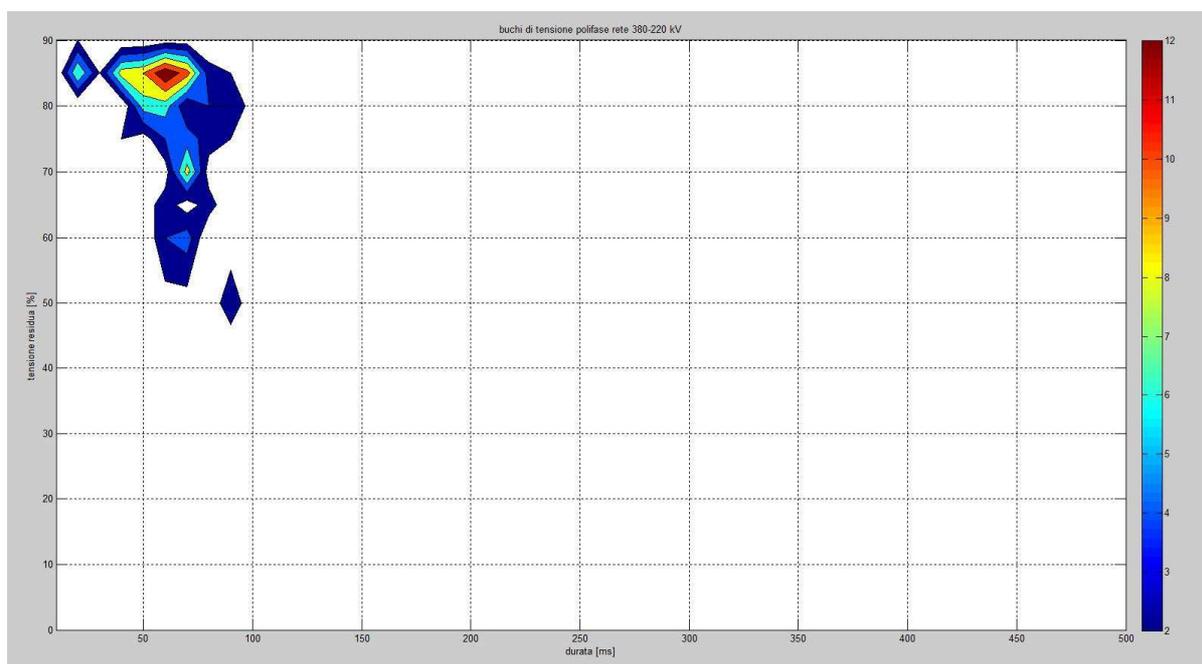


Figura 21 - Densità della distribuzione dei buchi di tensione polifase rilevati sulla rete a 380-220 kV

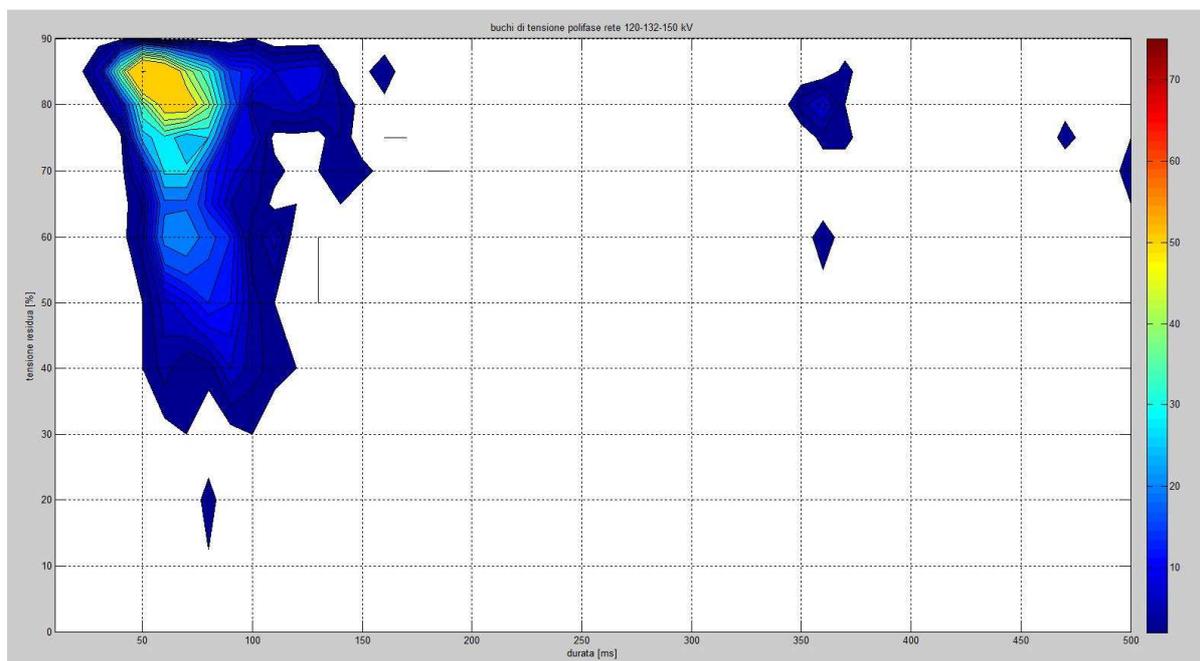


Figura 22 - Densità della distribuzione dei buchi di tensione polifase rilevati sulla rete a 150-132-120 kV

6.3.2. Armoniche

La Figura 23 riporta la cumulata crescente dei 95-esimi percentili del valore massimo settimanale della distorsione armonica di tensione totale (THD_v) rilevato sui livelli di tensione 220 kV – 380 kV. La Figura 24 riporta la medesima curva rilevata sui livelli di tensione 120-132-150 kV, suddivisi anche per diverse aree geografiche.

Nella Tabella 21 sono invece riepilogati i valori ottenuti al 95-esimo percentile ed il numero di SM che hanno superato i limiti.

Area osservata	95-esimo percentile	Numero di SM oltre i limiti
Rete a 380 kV	2.03	-
Rete a 220 kV	3.44	-
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV nord	2.24	-
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV centro	1.60	-
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV sud	2.80	-
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sicilia	1.24	-
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sardegna	1.49	-

Tabella 21 - Valori ottenuti al 95-esimo percentile ed il numero di SM che hanno superato i limiti

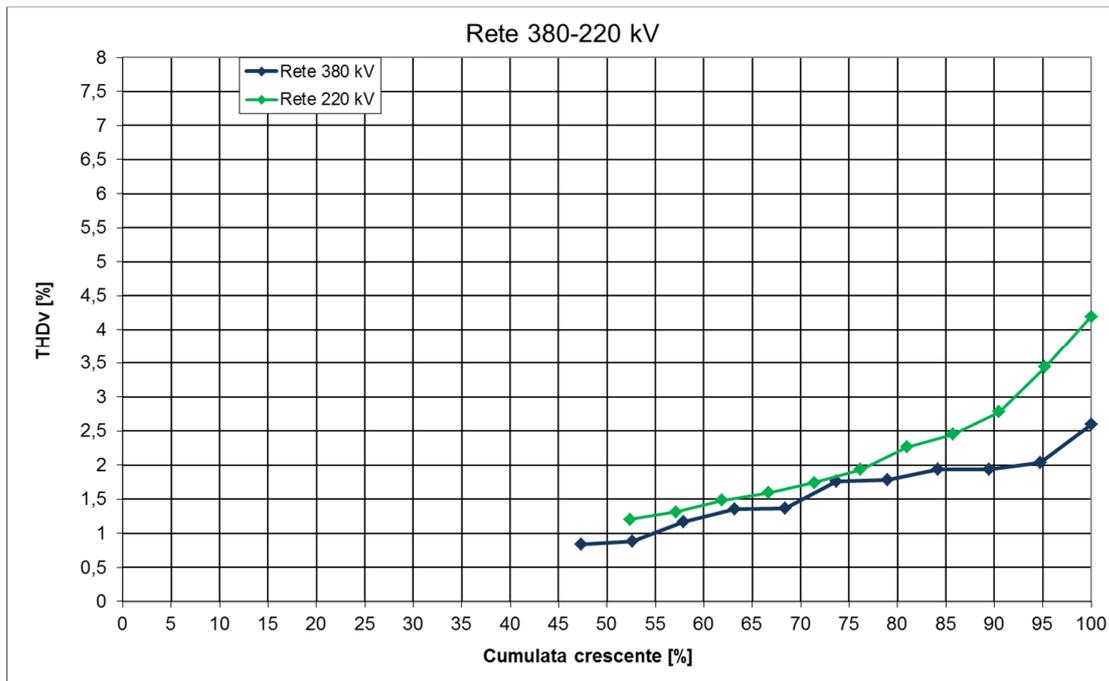


Figura 23 - Cumulata crescente della massima THDv rilevata sulla rete 220-380 kV

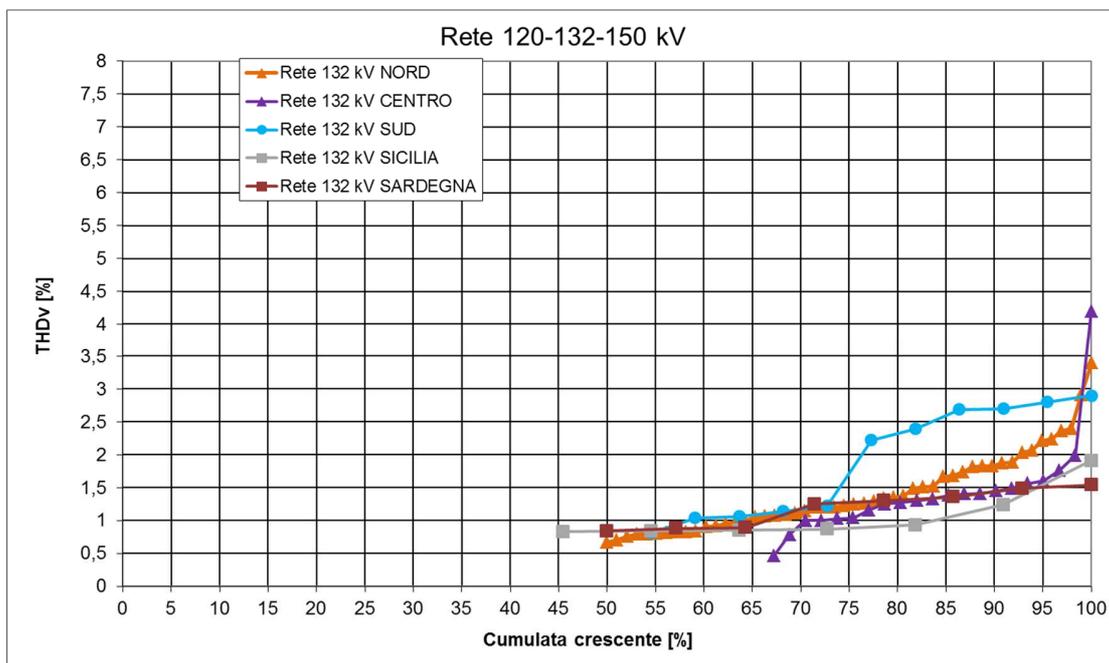


Figura 24 - Cumulata crescente della massima THDv rilevata sulla rete 120-132-150 kV per area geografica

I valori registrati di distorsione armonica nel periodo interessato confermano i risultati ottenuti nel 2016. Infatti, confrontando la cumulata crescente delle variazioni della distorsione armonica totale nel 2017 (Figura 25 e Figura 26) con quella del 2016, si può notare come le variazioni del THD_v siano, per la maggioranza degli SM, contenute.

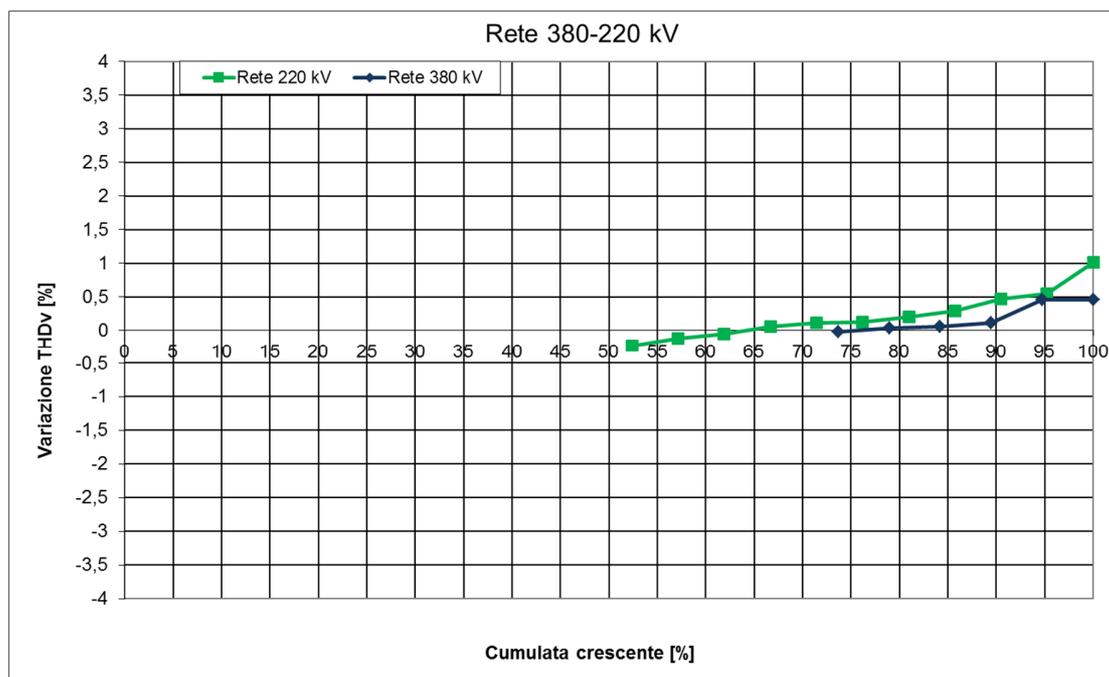


Figura 25 - Cumulata crescente delle variazioni della distorsione armonica totale (Massimo THD_v) rilevate sui siti rete 380-220 kV

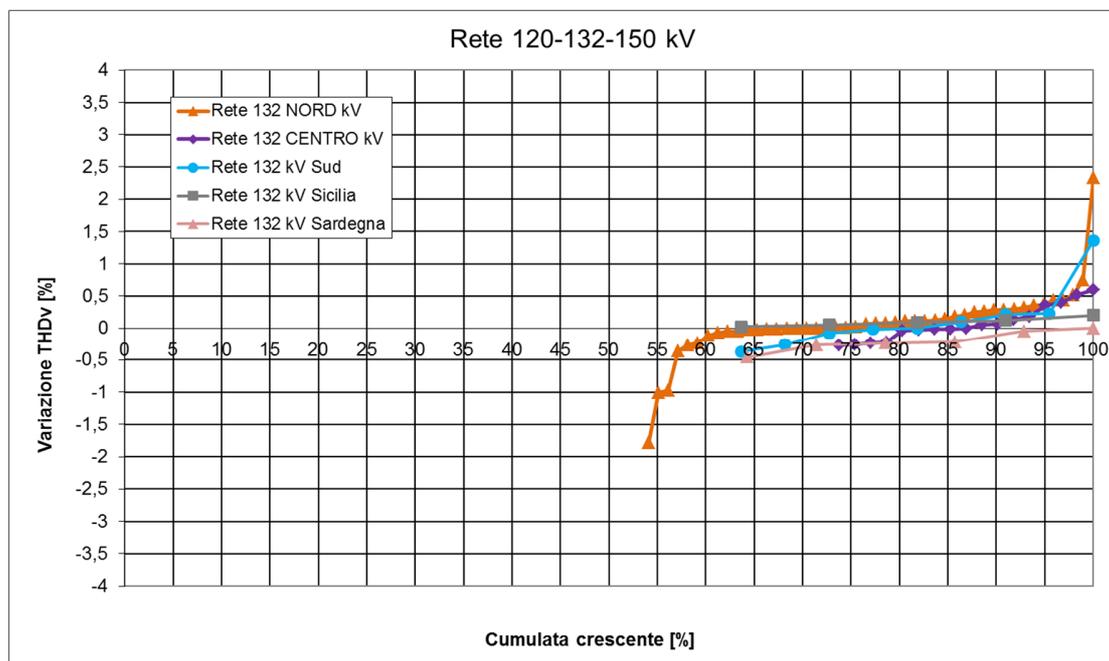


Figura 26 - Cumulata crescente delle variazioni della distorsione armonica totale (Massimo THDv) rilevate sui siti rete 120-132-150 kV

6.3.3. Asimmetria

La Figura 27 riporta la cumulata crescente dei 95-esimi percentili del valore massimo settimanale dell'asimmetria sui livelli di tensione 220kV - 380kV. La Figura 28 riporta la medesima curva rilevata sui livelli di tensione 120-132-150 kV, suddivisi anche per diverse aree geografiche.

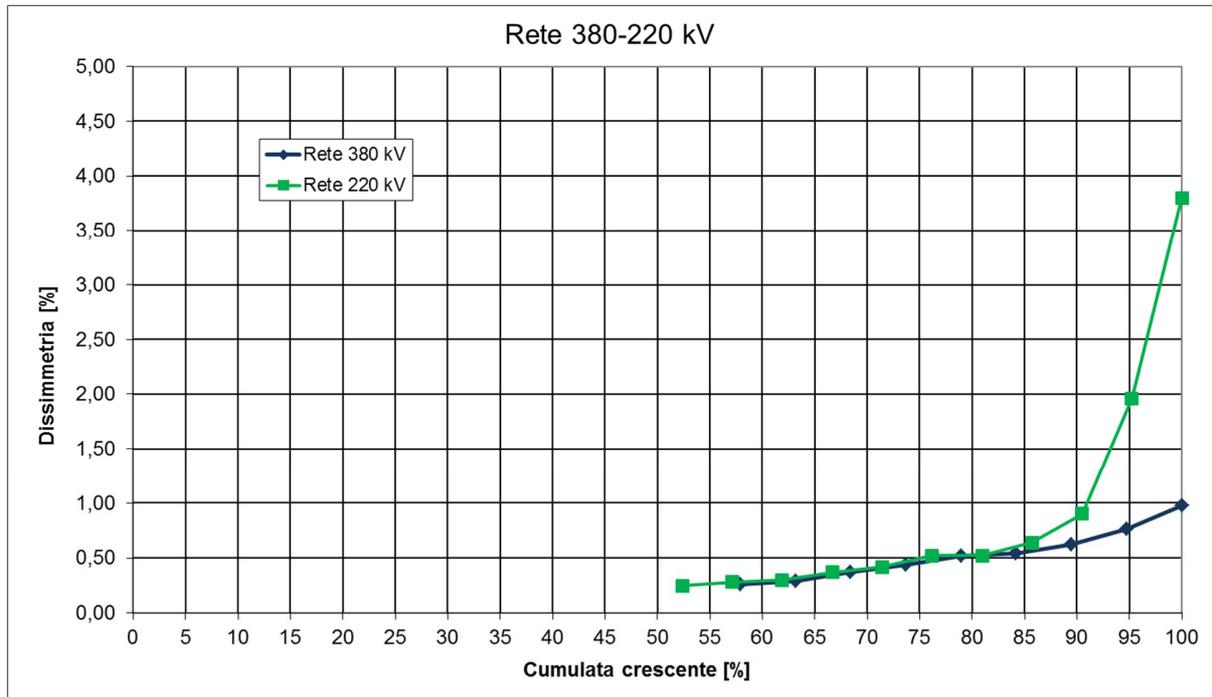


Figura 27 - Cumulata crescente della massima asimmetria della tensione rilevata sulla rete 220-380 kV

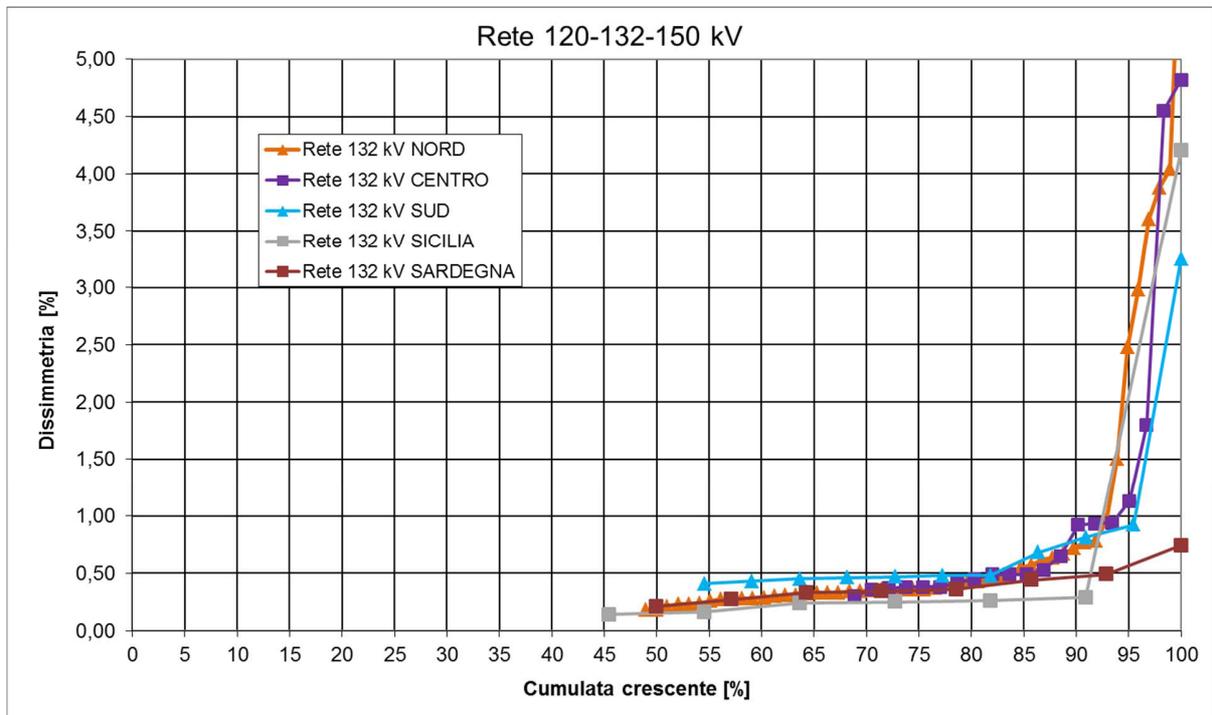


Figura 28 - Cumulata crescente della massima asimmetria della tensione rilevata sulla rete 120-132-150 kV per area geografica

Nella Tabella 22 sono invece riepilogati i valori ottenuti al 95-esimo percentile ed il numero di SM che ha superato i limiti (tra parentesi il valore riscontrato).

Area osservata	95-esimo percentile	Numero di SM oltre i limiti
Rete a 380 kV	0.76	-
Rete a 220 kV	1.96	-
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV nord	2.98	2 (6.50)
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV centro	1.13	2 (4.82)
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV sud	0.92	-
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sicilia	0.29	1 (4.20)
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sardegna	0.49	-

Tabella 22 - Valori ottenuti al 95-esimo percentile e numero di SM che ha superato i limiti

I valori di asimmetria registrati nel periodo interessato evidenziano, su tutte le aree osservate, una non significativa variazione del valore al 95-esimo percentile mentre sui valori massimi sono state registrate alcuni incrementi significativi rispetto all'anno precedente.

Con riferimento alla cumulata crescente delle variazioni dell'asimmetria (Figura 29 e Figura 30), confrontando le differenze tra i valori registrati negli ultimi due anni, si può notare come le variazioni della asimmetria, per la maggioranza degli SM, si siano ridotte.

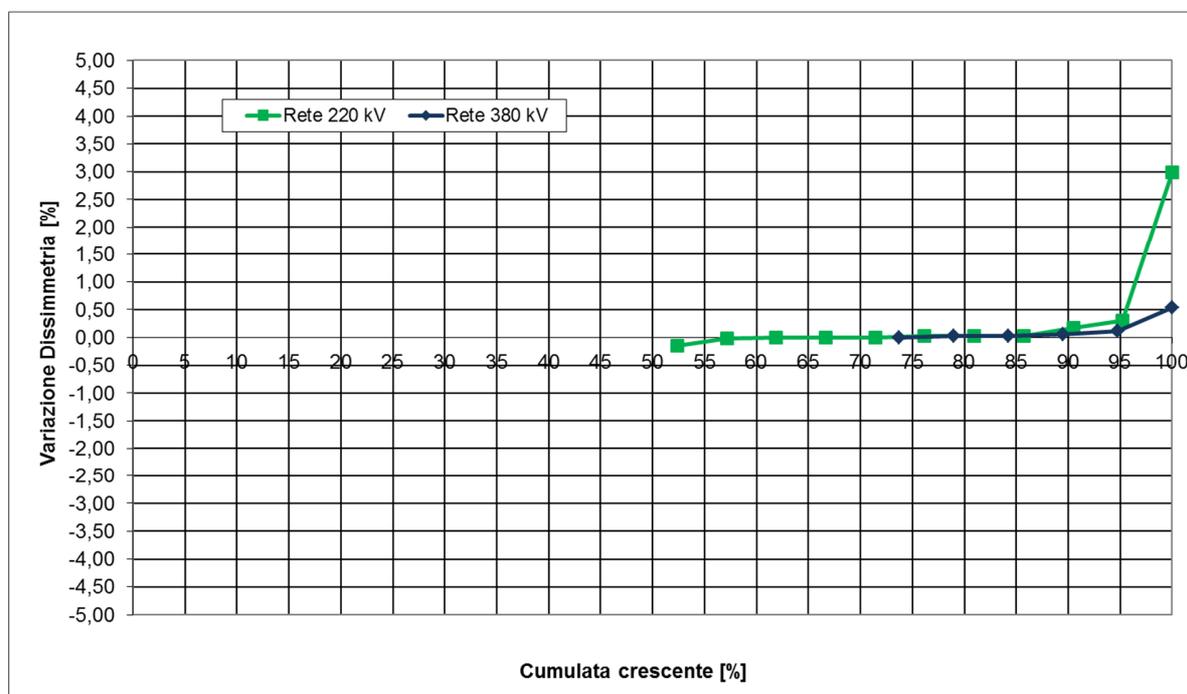


Figura 29 - Cumulata crescente delle variazioni dell'asimmetria rilevate sui siti rete 380-220 kV

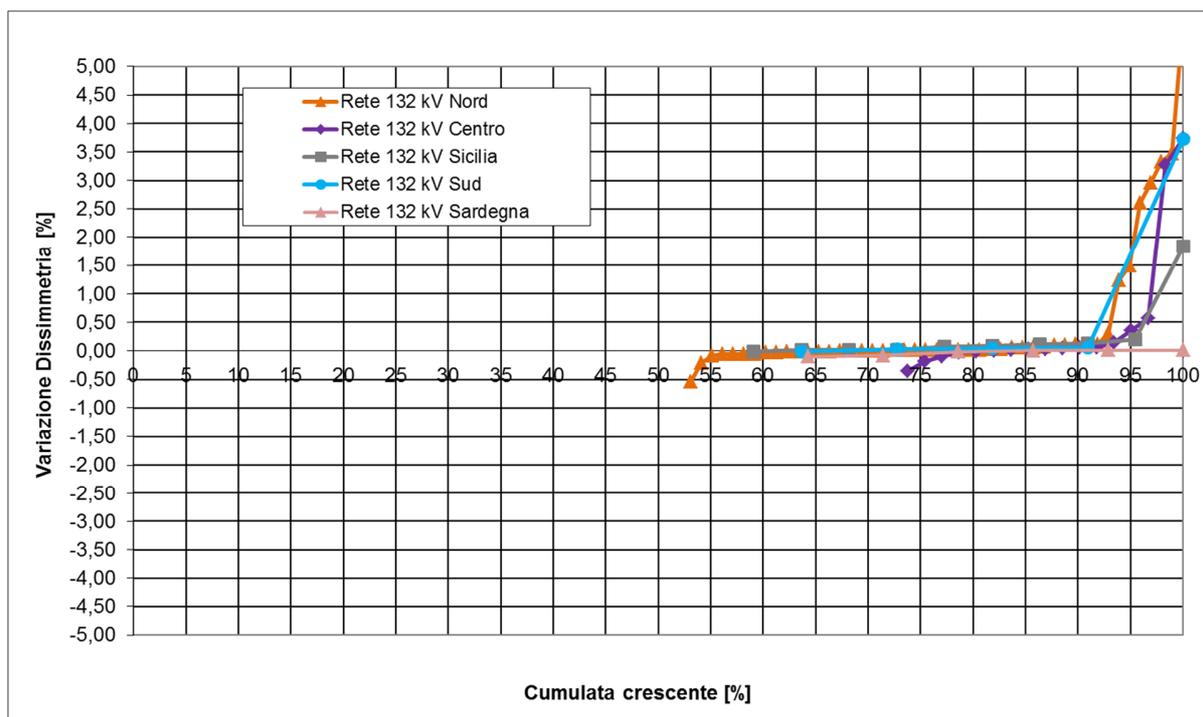


Figura 30 - Cumulata crescente delle variazioni dell'asimmetria rilevate sui siti rete 120-132-150 kV

6.3.4. Flicker P_{st}

La Figura 31 riporta la cumulata crescente dei 95-esimi percentili del valore massimo settimanale delle fluttuazioni della tensione a breve termine (flicker P_{st}) sui livelli di tensione 220kV - 380kV. La Figura 32 riporta la medesima curva rilevata sui livelli di tensione 120-132-150 kV, suddivisi anche per diverse aree geografiche.

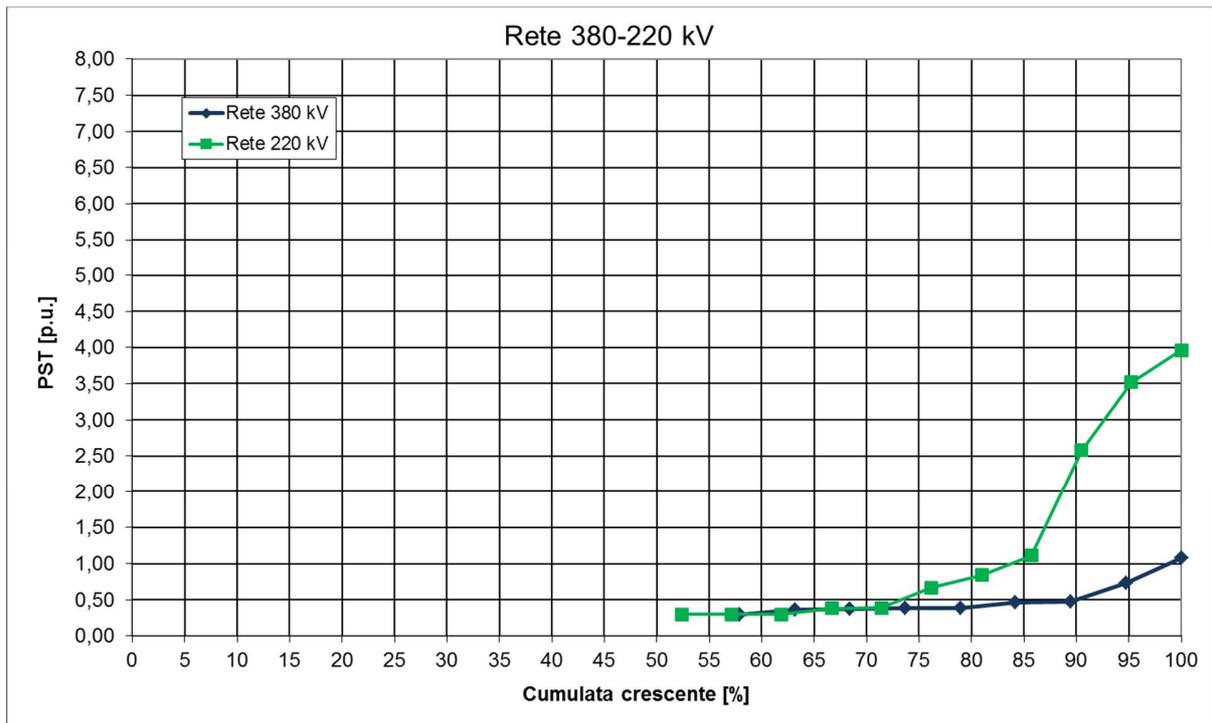


Figura 31 - Cumulata crescente del massimo P_{st} rilevato sui siti 220-380 kV

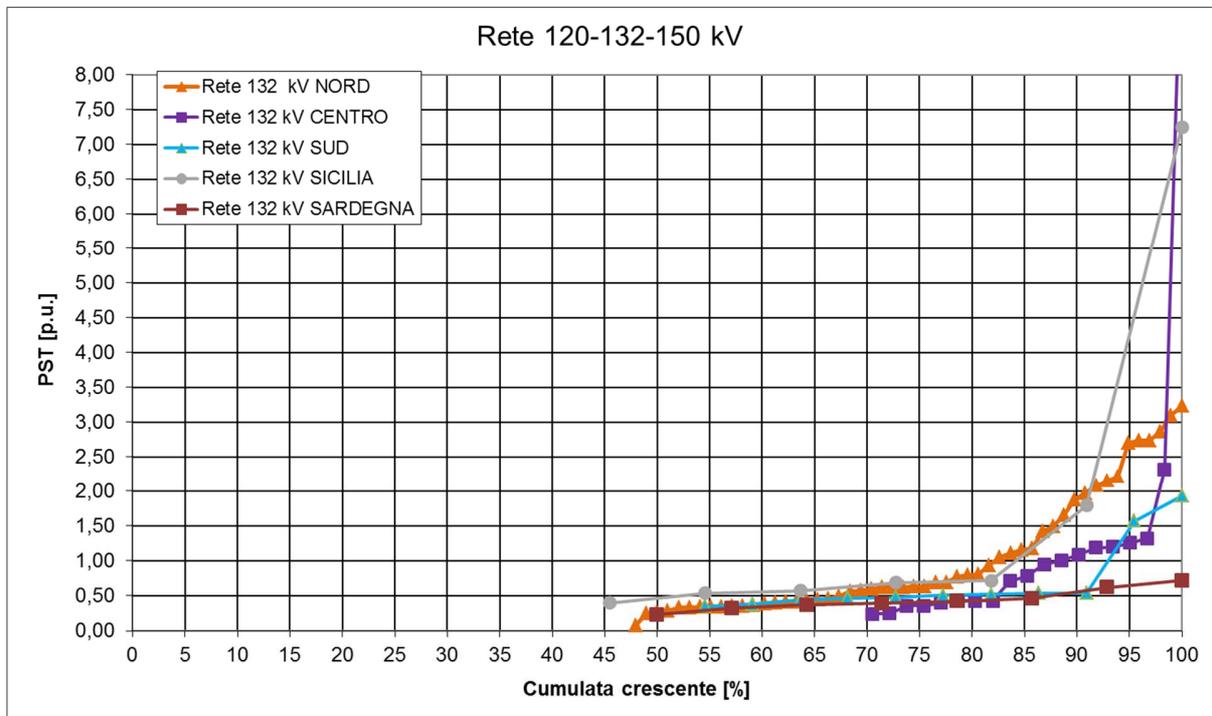


Figura 32 - Cumulata crescente del massimo P_{st} rilevato sui siti 120-132-150 kV per area geografica

Nella Tabella 23 sono invece riepilogati i valori ottenuti al 95-esimo percentile ed il numero di SM che ha superato i limiti (tra parentesi il valore riscontrato).

Area osservata	95-esimo percentile	Numero di SM oltre i limiti
Rete a 380 kV	0.73	1 (1.08)
Rete a 220 kV	3.52	-
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV nord	2.74	-
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV centro	1.26	1 (10.25)
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV sud	1.57	1 (7.25)
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sicilia	1.79	-
Rete a 120kV - 132kV – 150 kV Sardegna	0.62	-

Tabella 23 - Valori ottenuti al 95-esimo percentile e numero di SM che hanno superato i limiti

I valori di flicker registrati nel periodo interessato evidenziano, per la rete a 380 kV e per molte aree a 120 kV-132 kV-150 kV, una variazione contenuta del massimo valore di flicker rispetto all'anno precedente.

Con riferimento alla cumulata crescente delle variazioni del P_{st} (Figura 33 e Figura 34), confrontando le differenze tra i valori registrati negli ultimi due anni, si può notare come le variazioni del flicker P_{st} siano, per la maggioranza degli SM, contenute, ad esclusione di alcuni SM che presentano incrementi elevati del massimo valore di flicker P_{st} .

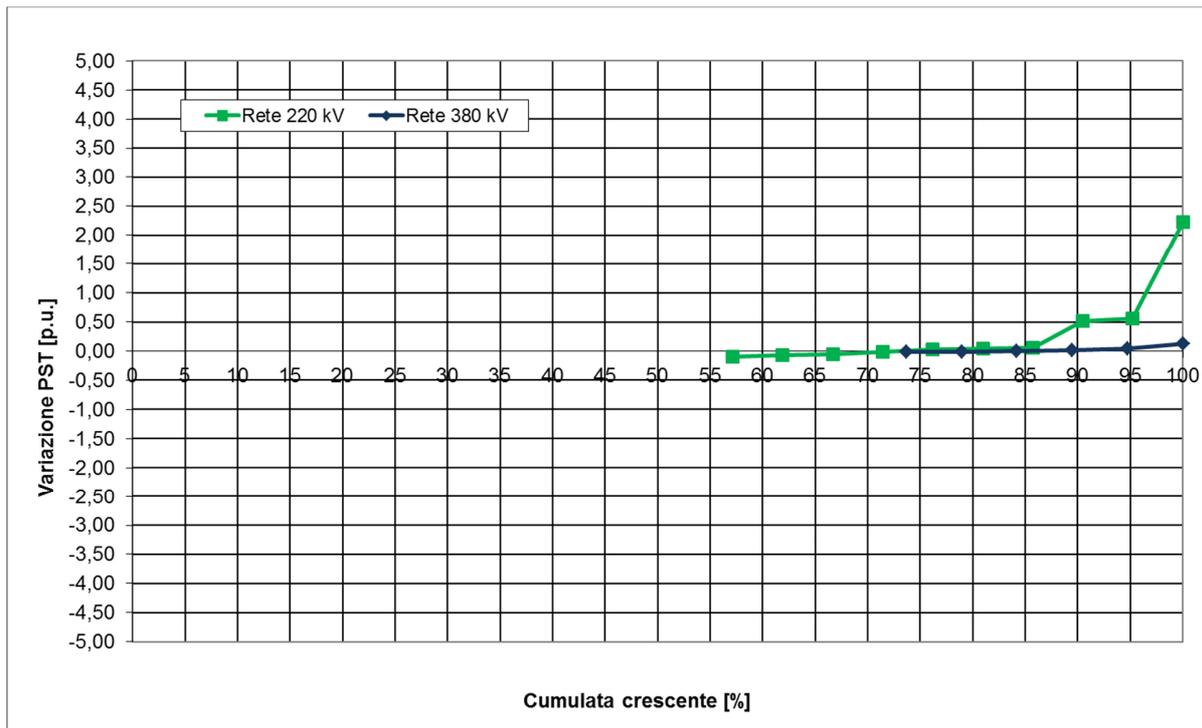


Figura 33 - Cumulata crescente delle variazioni del P_{st} rilevate sui siti rete 380-220 kV

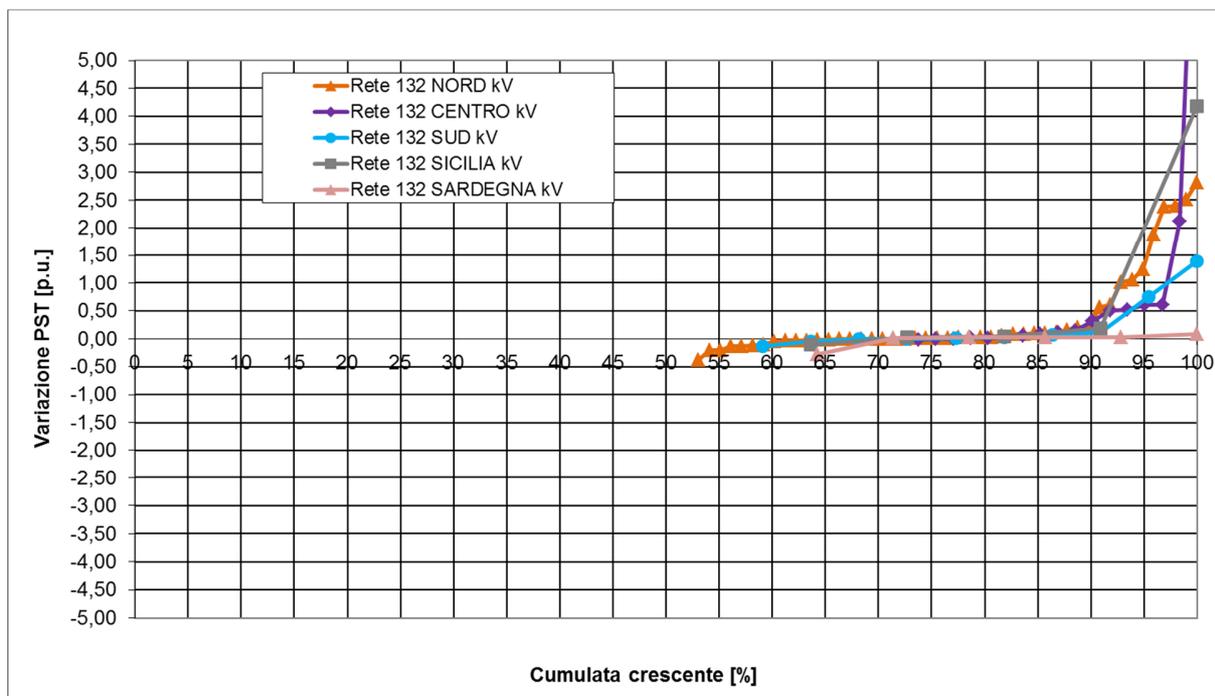


Figura 34 - Cumulata crescente delle variazioni del P_{st} rilevate sui siti rete 120-132-150 kV

6.3.5. Flicker P_{ft}

La Figura 35 riporta la cumulata crescente dei 95-esimi percentili del valore massimo settimanale delle fluttuazioni della tensione a breve termine (flicker P_{ft}) sui livelli di tensione 220kV - 380kV. La Figura 36 riporta la medesima curva rilevata sui livelli di tensione 120– 132- 150 kV, suddivisi anche per diverse aree geografiche.

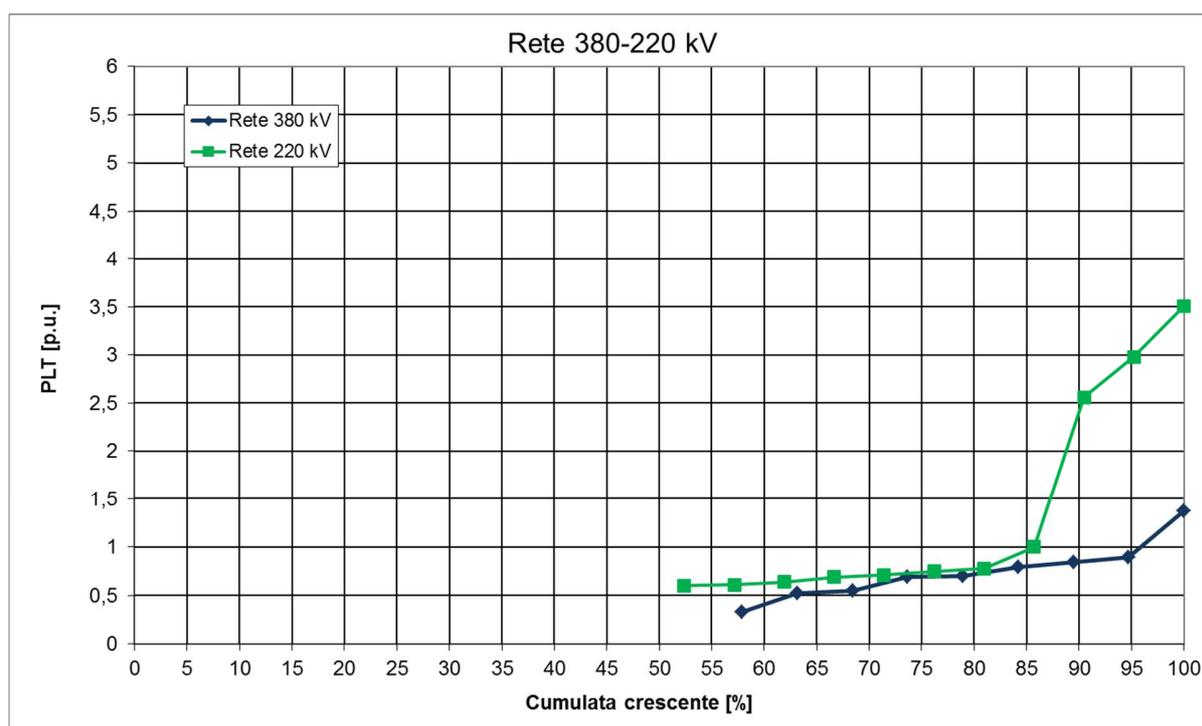


Figura 35 - Cumulata crescente del massimo P_{ft} rilevato sui siti 220-380 kV

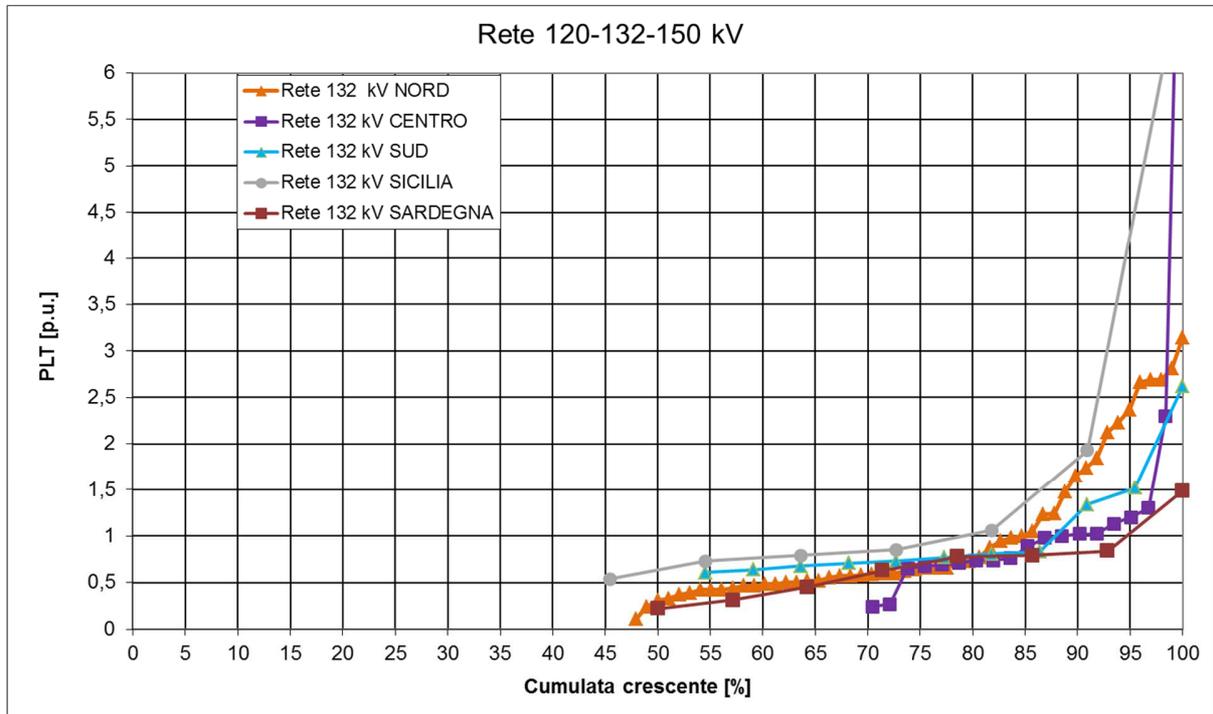


Figura 36 - Cumulata crescente del massimo P_{it} rilevato sui siti 120-132-150 kV per area geografica

Nella Tabella 24 sono invece riepilogati i valori ottenuti al 95-esimo percentile ed il valore massimo riscontrato in quanto il limite non è stato ancora definito a causa di una anomalia nella misura che ha permesso di valutare il parametro solo a partire dal 2013.

Area osservata	95-esimo percentile	Valore massimo
Rete a 380 kV	0.89	1.37
Rete a 220 kV	2.98	3.51
Rete a 120kV - 132kV - 150 kV nord	2.66	3.14
Rete a 120kV - 132kV - 150 kV centro	1.20	10.00
Rete a 120kV - 132kV - 150 kV sud	1.52	2.62
Rete a 120kV - 132kV - 150 kV Sicilia	1.93	7.16
Rete a 120kV - 132kV - 150 kV Sardegna	0.84	1.49

Tabella 24 - Valori ottenuti al 95-esimo percentile e valore massimo riscontrato

I valori di flicker P_{it} registrati nel periodo interessato evidenziano, per tutte le aree ad esclusione della rete a 120 kV-132 kV-150 kV, una variazione contenuta del massimo valore di flicker P_{it} rispetto all'anno precedente.

Con riferimento alla cumulata crescente delle variazioni del P_{it} (Figura 37 e Figura 38), confrontando le differenze tra i valori registrati negli ultimi due anni si può notare come le

variazioni del flicker P_{lt} siano, per la maggioranza degli SM, contenute, ad esclusione di alcuni SM che presentano incrementi elevati del massimo valore di flicker P_{lt} .

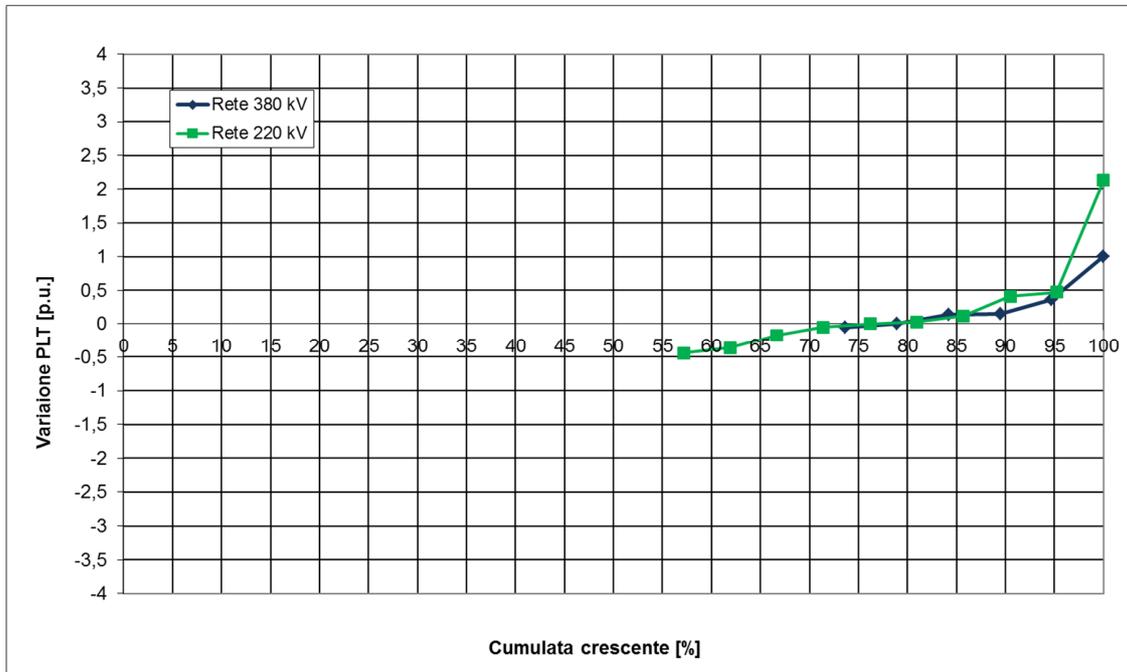


Figura 37 - Cumulata crescente delle variazioni del P_{lt} rilevate sui siti rete 380-220 kV

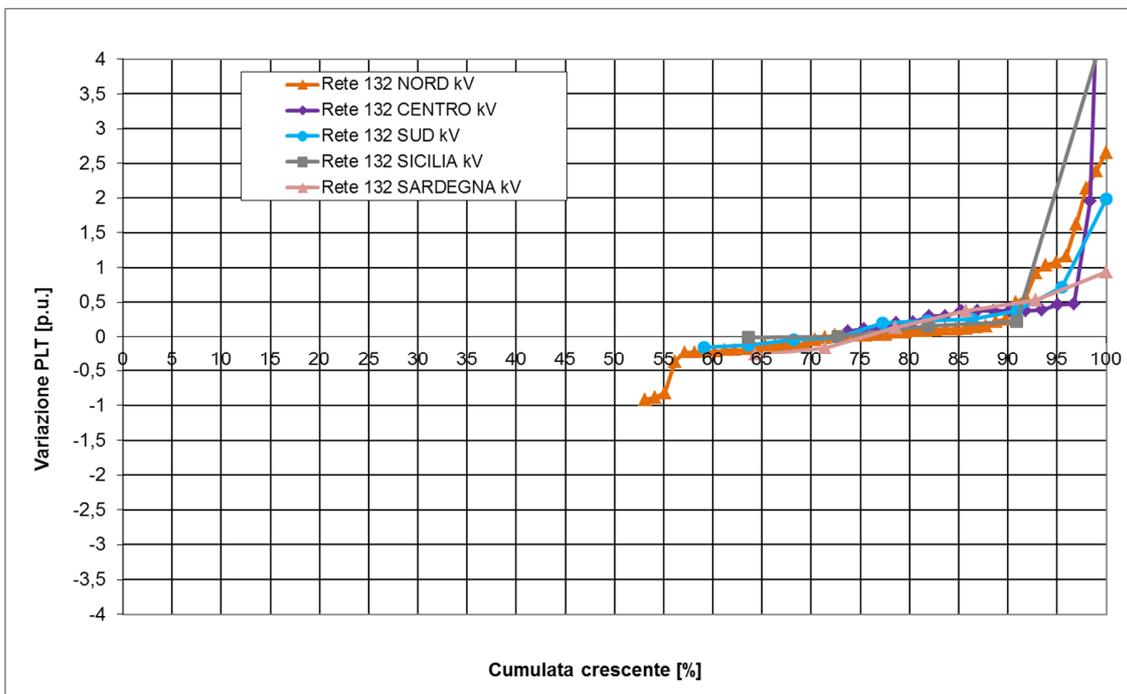


Figura 38 - Cumulata crescente delle variazioni del P_{lt} rilevate sui siti rete 120-132-150 kV

6.3.6. Variazioni della tensione

I livelli minimi e massimi del valore della tensione efficace sono riportati nella Tabella 25.

Tensione nominale (kV)	Tensione esercizio (kV)	Livelli minimo e massimo della tensione efficace definiti per il 95% del tempo in condizioni di esercizio normale (kV)		Livelli minimo e massimo della tensione efficace definiti per il 100% del tempo in condizioni di esercizio normale o di allarme (kV)		Livelli minimo e massimo della tensione efficace definiti in condizioni di emergenza o di ripristino (kV)	
		Minimo ($V_{\min 95}$)	Massimo ($V_{\max 95}$)	Minimo ($V_{\min 100}$)	Massimo ($V_{\max 100}$)	Minimo (V_{\min})	Massimo (V_{\max})
380	400	375	415	360	420	350	430
220	230	222	238	200	242	187	245
150	150	143	158	140	165	128	170
132	132	125	139	120	145	112	150
132	120	114	126	110	132	105	140

Tabella 25 - Livelli minimo e massimo del valore della tensione efficace

Dall'analisi dei risultati ottenuti dal monitoraggio, si è potuto constatare che:

- Limiti definiti per il 95% del tempo:
 - in tutte le settimane monitorate almeno 5 SM hanno registrato valori di tensione fuori dai limiti previsti;
 - il numero massimo di SM fuori dal limite per settimana è pari a 22.
- Limiti definiti per il 100% del tempo:
 - Per 47 settimane vi è almeno uno SM che ha registrato valori di tensione fuori dai limiti previsti.
 - il numero massimo di SM fuori dal limite per settimana è pari a 5.
- Limiti definiti per il 100% del tempo in condizioni di emergenza o ripristino¹²:
 - per 10 settimane vi è almeno 1 SM ha registrato valori di tensione fuori dai limiti per previsti;
 - il numero massimo di SM fuori dal limite per settimana è pari a 2.

6.3.7. Variazioni della frequenza

I livelli minimi e massimi del valore della frequenza in condizioni normali o di allarme sono compresi nell'intervallo 49,9÷50,1 Hz (continente), con esclusione della Sardegna e della Sicilia dove l'intervallo è pari al 49,5÷50,5 Hz.

¹² Rientrano in tale fattispecie le azioni programmate ai fini della sicurezza (prove di riaccensione).

Dall'analisi dei risultati ottenuti si è potuto constatare che vi sono 23 settimane in cui almeno uno SM ha registrato valori di frequenza al di fuori del limite del $\pm 0,1$ Hz mentre nessuno SM della Sardegna ha registrato valori di frequenza al di fuori del limite del $\pm 0,5$ Hz. I massimi e minimi valori di frequenza registrati sono pari a:

- 50,10 Hz e 49,90 Hz per il continente;
- 50,34 Hz e 49,88 Hz per la Sardegna.

6.4 Riepilogo confronto livelli misurati con target 2017

Nella Tabella 26 seguente si confrontano i valori attesi degli indicatori di qualità della tensione con i valori registrati nel 2017.

Parametro	VALORI ATTESI 2017			VALORI REGISTRATI 2017		
	Livello di Tensione			Livello di Tensione		
	380kV	220kV	150-132-120kV	380kV	220kV	150-132-120kV
Variazione Tensione	Vedi Tabella 20			Vedi paragrafo 6.3.6		
Variazione Frequenza	<ul style="list-style-type: none"> • in condizioni normali o di allarme nell'intervallo <ul style="list-style-type: none"> ○ 49,9÷50,1 Hz per il continente ○ 49,5÷50,5 Hz per la Sardegna e la Sicilia • in condizioni di emergenza o di ripristino la frequenza può variare tra 47,5 Hz e 51,5 Hz. 			Vedi paragrafo 6.3.7		
Numero buchi di tensione monofase (*)	5 (200)	10 (200)	15 (400)	1 (20)	0 (25)	5 (125)
Numero buchi di tensione polifase (*)	3 (50)	6 (100)	9 (250)	1 (25)	2 (33)	3 (58)
Distorsione armonica totale della tensione	3%	6%	6%	2.59%	4.19%	4.19%
Asimmetria della tensione	2%	4%	4%	0.98%	3.80%	6.50%
Flicker – P_{st}	1 p.u.	4 p.u.	6 p.u.	1.08 p.u.	3.96 p.u.	10.25 p.u.
Flicker – P_{lt}	Non definito	Non definito	Non definito	1.37 p.u.	3.51 p.u.	10.00 p.u.

(*) Il valore si riferisce al numero di buchi con tensione residua inferiore al 70% e di durata superiore a 500 ms, mentre quello fra parentesi si riferisce ai buchi con tensione residua inferiore al 90% e di qualsiasi durata relativo al sito che ha misurato il maggior numero di buchi di tensione per ciascun livello di tensione.

Tabella 26 - Confronto livelli misurati con target 2017

6.5 Monitoraggio microinterruzioni Clienti finali AAT/AT

L'articolo 23 del TIQTRA istituisce una fase di monitoraggio delle microinterruzioni sui siti dei clienti finali AAT o AT.

La rilevazione delle microinterruzioni per ogni cliente finale AAT o AT, che ha aderito alla fase di monitoraggio e ha installato un proprio SM, è effettuato da Terna e decorre dal 1° luglio 2017 ed ha durata biennale.

Terna rende disponibili ad ogni Cliente finale AAT o AT che partecipa al monitoraggio, i dati relativi alle microinterruzioni che lo hanno interessato tramite un applicativo web denominato MICAT "*Monitoraggio Interruzioni Clienti AT*".

Alla fase di monitoraggio, avviata a partire dal 1° luglio 2017, hanno aderito cinque Clienti finali AAT/AT che hanno provveduto all'installazione di uno SM che ha i requisiti di misura dei parametri della qualità della tensione corrispondenti alla classe A indicata dalla CEI EN 61000-4-30 con una precisione non inferiore allo 0,5%.

I livelli di tensione sui quali sono stati installati gli SM sono indicati in Tabella 27 mentre la collocazione geografica sul territorio nazionale è riportata in Tabella 28:

Livello Tensione	SM installati
380 kV	0
220 kV	2
150 kV	2
132 kV	1
60 kV	0
Totale	5

Tabella 27 - Ripartizione per livello di tensione degli Strumenti installati

Area Territoriale	Numero e ubicazione dei SM
Nord Ovest	2 (Cuneo, Cagliari)
Nord Est	2 (Udine, Verona)
Centro Sud	1 (Potenza)

Tabella 28 - Ripartizione per area territoriale degli Strumenti installati

I risultati della campagna di misura effettuata da Terna sono relativi alle microinterruzioni aggregate per fasce di durata e tensione residua, secondo la normativa CEI-EN 50160. Si precisa che, come previsto nel TIQTRA, ai fini della registrazione delle microinterruzioni non sono state conteggiate le microinterruzioni che accadono entro sessanta minuti da una precedente o successiva interruzione, lunga o breve, o microinterruzione.

La Tabella 29 di seguito riportata riassume le microinterruzioni registrate nel periodo 1 luglio 2017 - 31 dicembre 2017 sui Clienti finali AAT o AT che hanno aderito al monitoraggio.

Numero Microinterruzioni						
Tensione residua [%]	Durata					Totale
	10-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s	
[90-80]	26	0	0	0	0	26
[80-70]	10	1	0	0	0	11
[70-40]	4	0	0	1	0	5
[40-5]	0	0	0	0	0	0
[5-0]	1	0	0	0	0	1
[Totale]	41	1	0	1	0	43

Tabella 29 - Ripartizione delle microinterruzioni in funzione della durata e della tensione residua

Da un'analisi della Tabella 29 risulta essere stata registrata una sola microinterruzione lunga e profonda (con durata superiore a 500 ms e tensione residua inferiore al 70%).

7. VERIFICA DELLA POTENZA DI CORTO CIRCUITO

In ottemperanza a quanto originariamente richiesto dall'art. 34 comma 3 della Delibera dell'Autorità n.250/04, Terna a partire dal 2006 ha reso disponibili sul proprio sito internet i valori minimi e massimi convenzionali della potenza di cortocircuito per i siti degli Utenti direttamente connessi alla Rete Trasmissione Nazionale.

In particolare è richiesto, al Capitolo 11 Codice di Rete (paragrafo 11.8.3), di verificare che il valore della potenza di corto circuito, determinata in esercizio normale, per ciascun sito sia superiore o uguale al valore minimo convenzionale per il 95% del tempo.

Per verificare il rispetto di questa indicazione, è stata eseguita una simulazione di cortocircuito in una situazione tipica di funzionamento della rete, vale a dire l'assetto del sistema elettrico in corrispondenza della punta di carico invernale (convenzionale) dell'anno, coincidente con il terzo mercoledì di gennaio (in questo caso il 17/01/2017 alle ore 10:30).

I valori di potenza di corto circuito rilevati sono stati quindi confrontati con quelli pubblicati sul sito internet. Il confronto è stato concentrato sui nodi rappresentativi degli impianti di utenti della rete rilevante.

Il risultato è stato il seguente: i valori di P_{cc} calcolati a partire dalla ricostruzione citata sono risultati superiori ai valori minimi convenzionali nel **99%** delle situazioni.

Nella Tabella 30 sono riportati i nodi della rete nei quali la condizione di minimo non viene rispettata. Si tratta nella maggior parte dei casi di assetti transitori della rete o della produzione (al contorno dell'impianto), che ha determinato il valore di P_{cc} ridotto.

Inoltre nel documento "*Valori minimi e massimi convenzionali della corrente di cortocircuito e della potenza di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV – Anno 2017*" pubblicato sul sito internet di Terna (disponibile al link seguente <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/qualit%C3%A0delservizioditrasmissione.aspx>), sono riportate a partire da quest'anno sintetiche indicazioni di natura statistica sull'andamento delle correnti di corto circuito sui nodi della rete rilevante. L'innovativa metodologia adottata per l'osservazione del comportamento della corrente di cortocircuito nel tempo, diversamente dal calcolo convenzionale, può dare informazioni riguardo la robustezza della rete e, in un lasso temporale sufficientemente elevato, può dare evidenza dell'effettiva direzione verso cui si dirige la RTN in termini di robustezza e di potenza rotante in servizio.

**VALORI DELLE CORRENTI E DELLE POTENZE DI CORTO CIRCUITO
NEGLI IMPIANTI DELLA RETE A 380 - 220 - 150 - 132 kV
AGGIORNAMENTO APRILE 2018**

Area	Stazione	Codice univoco utente		Tensione	Titolare	Icc trifase massima	Icc monofase massima	Pcc massima trifase	Pcc minima trifase convenzionale
		Sezione	Nodo	kV		kA	kA	MVA	MVA
FIRENZE	BENECETO	BNFF_I1321_____SUBNET__	1	132	RETE	2.631	1.771	602	533
FIRENZE	CALENZANO	CALFTI1321_____SUBNET__	2	132	TERNA	9.236	8.988	2112	1854
FIRENZE	CASTELLO	CLFF_I1321_____SUBNET__	1	132	R.F.I.	8.368	8.172	1913	1685
FIRENZE	FAUGLIA	FGFF_I1321_____SUBNET__	1	132	RETE	14.036	11.869	3209	2846
FIRENZE	FORLI' RT	FOFF_I1321_____SUBNET__	1	132	RETE	4.479	3.140	1024	439
FIRENZE	S.MICH. MO	SMCFZI1321_____SUBNET__	1	132	ENEL GREEN P	8.513	7.211	1946	1187
FIRENZE	SEF FERRAR	EFEF_I1321_____SUBNET__	1	132	SEF	6.125	6.426	1400	1236
FIRENZE	SEF FERRAR	EFEF_I1322_____SUBNET__	1	132	SEF	6.189	6.918	1415	1249
FIRENZE	SESTAIONE	SESFZI1321_____SUBNET__	1	132	ENEL GREEN P	7.300	5.146	1669	717
FIRENZE	TORRITE	TORFPI1321_____SUBNET__	1	132	ENEL PRODUZI	12.753	9.862	2916	2127
MILANO	RONCOVALGR	ROVMPI3801_____SUBNET__	1	380	ENEL PRODUZI	27.587	23.702	18157	14155
MILANO	RONCOVALGR	ROVMPI3804_____SUBNET__	1	380	ENEL PRODUZI	27.732	23.807	18253	14153
MILANO	TURBIGO ST	TBGMTI1321_____SUBNET__	1	132	TERNA	20.311	17.851	4644	3528
MILANO	UT ALFA BS	ALFM_I1321_____SUBNET__	1	132	ALFA ACCIAI	7.464	7.109	1706	1500
ROMA	M.PRAND,FS	MPXR_I1321_____SUBNET__	1	132	R.F.I.	2.084	1.225	477	404
ROMA	MONTORSO	MSXR_I1321_____SUBNET__	1	132	RETE	2.115	1.367	483	421
ROMA	N.MONT EDI	SONRZI1321_____SUBNET__	1	132	NERA MONTORO	12.691	3.605	2902	2514
ROMA	PIETRA.132	PFRTRI1321_____SUBNET__	1	132	ENEL PRODUZI	17.575	16.132	4018	3275
ROMA	S.BENEDET.	SBXRZI1321_____SUBNET__	1	132	RETE	1.924	1.126	440	375
ROMA	TIC	TICR_I1321_____SUBNET__	1	132	TIC	12.863	3.675	2941	2590
ROMA	TIC ALL.	TIKRDI1321_____SUBNET__	1	132	TERNA	12.895	3.669	2948	2553
ROMA	TORRICOLA	TOXR_I1321_____SUBNET__	1	132	RETE	4.427	3.180	1012	967
TORINO	ACCE.CP	ACET_I1321_____SUBNET__	1	132	ENEL DISTRIB	4.291	3.989	981	766
TORINO	ACCEGLIO C	ACCTPI1321_____SUBNET__	1	132	ENEL PRODUZI	4.274	3.979	977	763
TORINO	ANDONNO CE	ANDTPI1321_____SUBNET__	1	132	ENEL PRODUZI	13.274	11.173	3035	1484
TORINO	ANDONNO CP	ANCTDI1321_____SUBNET__	1	132	ENEL DISTRIB	13.476	11.282	3081	1500
TORINO	BUZZI UNIC	PRET_I1321_____SUBNET__	1	132	BUZZI UNICEM	13.041	9.886	2982	1430
TORINO	CREVOLA D.	CRDTPI1321_____SUBNET__	1	132	ENEL PRODUZI	15.384	14.802	3517	252
TORINO	CUNEO	FCNT_I1321_____SUBNET__	1	132	RETE	16.631	12.469	3802	2221
TORINO	DEMONTE	DEMTZI1321_____SUBNET__	1	132	ENEL PRODUZI	12.658	10.456	2894	1735
TORINO	DRONERO CE	DROTPI1321_____SUBNET__	1	132	ENEL PRODUZI	7.757	6.561	1773	1258
TORINO	DRONERO CP	DRCTDI1321_____SUBNET__	1	132	ENEL DISTRIB	7.836	6.649	1792	1268
TORINO	GRESSONEY	GRETZI1321_____SUBNET__	1	132	C.V. ACQUE	4.762	2.481	1089	806
TORINO	MONTESTRUT	MONTTI132A_____SUBNET__	1	132	TERNA	22.927	17.012	5242	3198

VALORI DELLE CORRENTI E DELLE POTENZE DI CORTO CIRCUITO NEGLI IMPIANTI DELLA RETE A 380 - 220 - 150 - 132 kV AGGIORNAMENTO APRILE 2018									
Area	Stazione	Codice univoco utente		Tensione	Titolare	Icc trifase massima	Icc monofase massima	Pcc massima trifase	Pcc minima trifase convenzionale
		Sezione	Nodo	kV		kA	kA	MVA	MVA
TORINO	P.MARM.CE	PMMTPI1321_____SUBNET__	1	132	ENEL PRODUZI	4.854	4.610	1110	847
TORINO	P.MARM.CP	PMCT_I1321_____SUBNET__	1	132	ENEL DISTRIB	4.851	4.617	1109	847
TORINO	PIETRAPORZ	PTPTPI1321_____SUBNET__	1	132	ENEL GREEN P	5.344	3.993	1222	921
TORINO	PS.MART.CP	PSNTDI1321_____SUBNET__	1	132	DEVAL	14.803	10.166	3384	2041
TORINO	ROBILANTE	ROBTDI1321_____SUBNET__	1	132	ENEL DISTRIB	13.284	10.035	3037	1445
TORINO	S.DAMIANO	SDMTPI1321_____SUBNET__	1	132	ENEL PRODUZI	6.493	5.991	1484	1079
TORINO	S.GIORGIO	SGGTDI1321_____SUBNET__	1	132	ENEL DISTRIB	23.861	16.165	5455	3289
TORINO	S.ROCCO CN	SRCTTI1321_____SUBNET__	1	132	TERNA	20.473	16.927	4681	2526
TORINO	S.ROCCO CN	SRCTTI132A_____SUBNET__	1	132	TERNA	19.912	16.541	4553	2484
TORINO	S.ROCCO CP	SRDT_I1321_____SUBNET__	1	132	ENEL DISTRIB	19.984	16.689	4569	2490
TORINO	VINADIO CE	VIDTPI1321_____SUBNET__	2	132	ENEL GREEN P	9.219	7.864	2108	1398
TORINO	ZUINO	ZUITZI1321_____SUBNET__	1	132	C.V. ACQUE	7.414	4.020	1695	1207

Tabella 30 – Valori delle correnti e delle potenze di c.c. negli impianti della rete a 380-220-150-132 kV

8. SERVIZI DI INTERRUPIBILITÀ E DI RIDUZIONE ISTANTANEA DEI PRELIEVI DI ENERGIA ELETTRICA PER LA SICUREZZA

Le interruzioni gestite nell'ambito del servizio di interrompibilità sono computate come interruzioni solo nel caso accidentale in cui provochino interruzione ad altri utenti della rete diversi da quelli che hanno sottoscritto i contratti di interrompibilità.

8.1 Ricorso al servizio di interrompibilità e di riduzione istantanea dei prelievi nel corso dell'anno 2017

Il servizio di interrompibilità del carico e il servizio di riduzione istantanea dei prelievi nelle isole maggiori (Sicilia e Sardegna), consentono a TERNA di disporre di una quantità di potenza interrompibile da utilizzare per il mantenimento della sicurezza di funzionamento e per la prevenzione di condizioni di rischio del sistema elettrico nazionale.

Nella Tabella 31 si riporta il numero degli impianti che hanno prestatato il servizio di interrompibilità per l'anno 2017 (dato aggiornato a dicembre 2017) nonché quelli che hanno

prestato il servizio di riduzione istantanea dei prelievi nelle isole maggiori e la relativa potenza contrattuale.

	Numero Impianti	Potenza Contrattualizzata [MW]
Interrompibilità istantanea	510	3.254 ¹³
Riduzione istantanea dei prelievi - Sicilia	42	199
Riduzione istantanea dei prelievi - Sardegna	18	139
Totale	570	3.592

Tabella 31 – Impianti con servizio di interrompibilità e potenza contrattuale

9. CONTRATTI PER LA QUALITÀ PER GLI UTENTI DELLA RTN

In base all'articolo 21.3 del TIQTRA, Terna e un Utente AT o più Utenti AT in forma associata, possono stabilire contratti per la qualità aventi le caratteristiche indicate nel Titolo 9 della Parte I del TIQE¹⁴.

10. INCIDENTI RILEVANTI

In ottemperanza al Capitolo 11 del Codice di Rete, Terna invia all'Autorità un rapporto per ogni incidente rilevante sulla RTN. Il rapporto contiene una descrizione dettagliata dell'evento con l'indicazione degli effetti, delle azioni messe in atto per fronteggiare la situazione e ridurre le conseguenze dell'incidente nonché l'allocazione delle responsabilità.

Si riporta di seguito una sintesi degli incidenti rilevanti occorsi nell'anno 2017.

▪ Incidente Rilevante Area Territoriale di Roma del 16-17 gennaio 2017

Descrizione degli eventi:

Nei giorni 16 e 17 gennaio 2017 le regioni Abruzzo e Marche sono state investite da forti ed incessanti nevicate anche a basse quote che, in concomitanza ai forti venti ed alle rigide

¹³ Dato aggiornato a dicembre 2017 pertanto il quantitativo indicato non tiene conto dell'ulteriore assegnazione di 500 MW per il periodo gennaio-marzo 2017 e 19 giugno-31 luglio 2017.

¹⁴ Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 (Allegato A alla Delibera n. 646/2015/R/eel).

temperature, hanno determinato la formazione di manicotti di neve/ghiaccio di notevoli dimensioni, comportando una sollecitazione meccanica oltre i limiti di progetto su numerosi elettrodotti con conseguenti importanti danni, anche strutturali.

Oltre a ciò, le condizioni della viabilità delle strade e soprattutto le difficoltà di accesso per eseguire ispezioni lungo gli asset di competenza per raggiungere i punti di guasto (gli impianti Terna sono tipicamente collocati lontani dalle viabilità principali), hanno rallentato ed ostacolato le operazioni di individuazione e risoluzione dei guasti. Le condizioni sopra descritte, infatti, non hanno colpito solo le reti elettriche ma hanno provocato forte disagio generale, di cui hanno risentito molto anche le squadre di pronto intervento.

Altresì è risultato molto difficoltoso, per le condizioni meteo, l'utilizzo in volo anche degli elicotteri.

Di seguito si riportano i dati relativi all'incidente rilevante:

- Energia non fornita netta = 843,49 MWh¹⁵.
- Elemento di rete origine della disalimentazione: principalmente Linee.
- Titolare elemento di rete origine della disalimentazione: principalmente Terna.
- Classificazione AEEGSI (1° e 2° livello): principalmente 2FM-30R.

▪ **Incidente Rilevante Area Territoriale di Milano del 30 novembre 2017**

Descrizione degli eventi:

Il giorno 30 novembre 2017 si verificava, a seguito di un guasto fase-terra, l'intervento delle protezioni distanziometriche delle linee a 132 kV n.761 "CS Lonato – CP Calcinato" e n.102 "S/E Lonato - CS Lonato" con successiva richiusura rapida automatica positiva e conseguente disalimentazione transitoria dell'utente Feralpi.

Successivamente la Sala Controllo e Conduzione di Terna (CCT) veniva informata dall'Utente Feralpi della presenza di un arco elettrico su un conduttore nei pressi del loro impianto.

A seguito di tale comunicazione, al fine di estinguere il guasto e permettere la messa in sicurezza della linea, si eseguivano le manovre per disalimentare in maniera definitiva e sicuro lo stabilimento dell'utente Feralpi.

¹⁵ Valore senza applicazione della funzione di limitazione di cui alla tabella 1 del TIQTRA.

L'ispezione, a cura e-distribuzione, ha riscontrato il danneggiamento del sezionatore della linea "CS Lonato – Ut. Feralpi", di proprietà della stessa. Completata la riparazione del componente da parte di e-distribuzione, il tronco di linea danneggiato veniva restituito all'esercizio con ripristino dell'alimentazione all'utente.

Di seguito si riportano i dati relativi all'incidente rilevante:

- Energia non fornita netta = 749,97 MWh¹⁶.
- Elemento di rete origine della disalimentazione: stallo linea.
- Titolare elemento di rete origine della disalimentazione: e-distribuzione.
- Classificazione AEEGSI (1° e 2° livello): 3CE-50S.

11. INTEGRAZIONE DEL RAPPORTO CON ALTRI OUTPUT

Nei successivi paragrafi sono riportate le seguenti informazioni secondo quanto previsto all'articolo 42 del TIQTRA:

- a) l'elenco delle attività propedeutiche alla regolazione output based di cui al comma 39.1 del TIQTRA eseguite da Terna (cfr. par. 11.1);
- b) l'elenco dei contributi pubblici richiesti, aggiudicati e effettivamente ricevuti, con indicazione dei relativi soggetti e strumenti di finanziamento o co-finanziamento (cfr. par.11.2);
- c) la capacità di trasporto "winter peak" annuale (orientata) prevista per l'anno precedente e l'anno corrente per ciascun confine o ciascuna sezione tra zone della rete rilevante (cfr. par.11.3)
- d) la capacità di trasporto media resa disponibile in sede di mercato del giorno prima, sull'arco dell'anno precedente e con appropriate differenziazioni per i diversi periodi dell'anno (cfr. par.0);
- e) l'indicazione delle cause di eventuali riduzioni o indisponibilità della capacità di trasporto (ad esempio: indisponibilità accidentale di componenti di rete) (cfr. 11.5);

¹⁶ Valore senza applicazione della funzione di limitazione di cui alla tabella 1 del TIQTRA.

- f) la descrizione delle “indisponibilità rilevanti di capacità di trasporto”, individuate come indisponibilità superiori a 1000 MW per 100 ore (quindi una riduzione in energia trasportabile equivalente maggiore di 100 GWh) (cfr.11.6).

11.1 Elenco delle attività eseguite di cui al comma 39.1 del TIQTRA

Nel seguito si riportano i due documenti elaborati principalmente nel 2017 con indicazione del titolo del documento, di una breve descrizione dei contenuti, la data di riferimento e il collegamento al sito Terna dove è disponibile il documento.

- 1) **Titolo del documento:** Allegato A.74 al Codice di Rete “*Metodologia Analisi Costi Benefici – ACB 2.0*”

Data di pubblicazione: 29 dicembre 2017¹⁷

Descrizione: il documento descrive la metodologia Analisi Costi-Benefici 2.0, denominata ACB 2.0, per la valutazione delle infrastrutture della rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN)

link: <http://download.terna.it/terna/0000/1009/13.PDF>

- 2) **Titolo del documento:** *Documento di Descrizione degli Scenari*, edizione 2018.

Data di pubblicazione: 31 gennaio 2018

Descrizione: il documento descrive gli scenari per il Piano di Sviluppo 2018 della RTN di cui al punto 3 della deliberazione 627/16/R/EEL.

link: <http://download.terna.it/terna/0000/1016/83.PDF>.

11.2 Elenco dei contributi pubblici

Negli ultimi anni Terna ha notevolmente incrementato le attività finalizzate al percepimento di contributi pubblici, costituiti prevalentemente da fondi comunitari.

Di seguito (Tabella 32) un breve riepilogo dei vari strumenti di finanziamento utilizzati con i relativi progetti con impatto sull'anno solare 2017.

¹⁷ In data 5 febbraio 2018 è stato ripubblicato sul sito Terna l'allegato A.74 aggiornato, come previsto al punto 7 della Deliberazione 856/2017/R/EEL.

Programma	Macro-Descrizione	Anno Decreto/decisione CE	Importo da Decreto/decisione CE (€)	Anno di rendicontazione e (chiusura attività)	Importo rendicontato (€)	Anno incasso	Importo incassato 2016 (€)	Importo incassato 2017 (€)	Importo incassato totale (€)	Soggetto Erogante	AUDIT/CERTIFICAZIONE
INVESTIMENTI			320.889.845		636.155.300		42.564.390	88.308.069	130.872.458		
EEPR-2009-INTE-IT-SI2-561498	SORGENTE-RIZZICONI	2009	110.000.000	2016	615.181.725	2016/2017	33.000.000	76.996.616	109.996.616	Comunità Europea	Aprile 2017 (Audit); Febbraio 2018 (Report Audit)
POR 2007-2013 CAMPANIA	POR 2015 CAMPANIA	2014	16.444.992	2016	14.762.405	2016/2017	9.564.390	5.100.283	14.664.672	Regione Campania	Giugno 2016 (certificazione 1° livello)
POI 2007-2013 Fasizzato	POI MISE Fasizzato	2017	9.780.828	2017	6.211.170	2017	-	6.211.170	6.211.170	MISE	Novembre 2017 (certificazione 1° livello); Maggio 2018 (certificazione 2° livello)
PON 2014-2020 (1ª parte)	PON 2017 (1ª parte)	2018	119.790.164		-		-	-	-	MISE	
PON 2014-2020 (2ª parte)	PON 2017 (2ª parte)	2018	27.799.529		-		-	-	-	MISE	
POR 2014-2020 SICILIA	POR 2017 SICILIA	2018	36.248.624		-		-	-	-	Regione Sicilia	
HORIZON 2020	OSMOSE	2017	745.707		-		-	-	-	Comunità Europea	
PON RICERCA e INNOVAZIONE 2014-2020	LIVING GRID	2017	80.000		-		-	-	-	MIUR	
COSTI OPERATIVI			329.921		149.479		197.953	82.480	280.433		
HORIZON 2020	SMART NET		329.921		149.479		197.953	82.480	280.433	Comunità Europea	
TOTALE INVESTIMENTI e COSTI OPERATIVI			321.219.766		636.304.779		42.762.342	88.390.549	131.152.891		

Tabella 32 - Strumenti di finanziamento utilizzati e relativi progetti con impatto sull'anno solare 2017

11.2.1. Piano europeo di ripresa economica (EERP)

Nel dicembre 2008, il Consiglio europeo ha approvato un "Piano europeo di ripresa economica" (EERP) proposto dalla Commissione europea. Il piano è stato dotato di un bilancio di 200 miliardi di euro per attuare una serie di misure volte a sostenere la ripresa dell'economia europea dopo la crisi finanziaria e a stimolare gli investimenti europei. Il Consiglio ha chiesto alla Commissione di elaborare strategie settoriali più dettagliate per il settore dell'energia. La Commissione ha proposto una strategia economica "per sostenere finanziariamente progetti energetici innovativi", che ha portato al programma energetico europeo per la ripresa (EERP) (regolamento 663/2009).

Questo programma è stato adottato con regolamento nel luglio 2009 ed è entrato in vigore il 1° agosto 2009. Esso stabilisce un piano per incentivare progetti in tre settori energetici: interconnettori di gas ed elettricità, energia eolica e CCS (Carbon Capture and Storage). La Commissione europea ha selezionato i progetti ai quali è stato concesso un finanziamento ai sensi del regolamento EERP.

In particolare, a Terna è stato riconosciuto il finanziamento di una quota parte dell'elettrodotto Sorgente - Rizziconi, pari a 110 milioni di Euro. Il nuovo elettrodotto unisce la Sicilia con il resto dell'Italia, incrementando la sicurezza dei transiti fra Sicilia e Continente. Tale contributo è stato incassato in due tranche tra 2016 e 2017.

11.2.2. POR FESR Campania 2007-2013

Il Programma Operativo Regionale (POR) della Regione Campania 2007-2013 è il documento di programmazione che costituisce il quadro di riferimento per l'utilizzo delle risorse comunitarie del Fondo Europeo Sviluppo Regionale (FESR) per garantire la piena convergenza della Campania verso gli obiettivi europei. Il Programma ha definito la strategia di crescita regionale individuando sette Assi prioritari di intervento.

Il terzo di tali Assi, denominato "Energia", è stato dedicato al bilancio energetico regionale, che vede un deficit di produzione rispetto ai consumi, con particolare riferimento all'esigenza di aumentare la quantità di energia rinnovabile disponibile in rete e la sostenibilità ambientale dell'uso della risorsa energetica. Tale obiettivo è perseguito anche incentivando prioritariamente l'efficientamento delle porzioni della rete elettrica in Campania, al fine di consentire una maggior immissione in rete di energia prodotta da impianti rinnovabili e una gestione ottimale degli stessi.

Relativamente a tale programma, Terna ha presentato un progetto di efficientamento ed upgrade tecnologico di una porzione di RTN, attraverso l'installazione di conduttori ad alto contenuto tecnologico e di sistemi innovativi quali i Dynamic Thermal Rating (DTR) che, mediante l'analisi di dati ambientali e di temperatura dei conduttori rilevati sugli elettrodotti e la loro trasmissione a distanza, consentono un "esercizio dinamico" della porzione di rete su cui sono installati, a beneficio anche della generazione rinnovabile e distribuita.

Tale progetto ha generato un incasso totale pari ad Euro 14.664.672 di cui Euro 5.100.283 incassati nel 2017.

11.2.3. Programma Operativo Interregionale Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico 2007-2013

Il Programma Operativo Interregionale Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico 2007-2013 (POI Energia), gestito dal MiSE ha incentivato interventi a favore dell'efficientamento, risparmio energetico e produzione di energia da fonti rinnovabili in Calabria, Campania, Puglia e Sicilia (le Regioni italiane dell'Obiettivo "Convergenza" nell'ambito della programmazione 2007-2013). Il POI 2007-2013 è stato finanziato da fondi comunitari ed è stato il risultato di un lavoro di

concertazione tra lo stesso MiSE, il Ministero dell'Ambiente, le suddette 4 regioni ed un nutrito partenariato economico e sociale.

L'ammontare complessivo delle risorse assegnate al POI comprende risorse comunitarie FESR (Fondo Europeo per lo Sviluppo Regionale) pari a Euro 803.893.176.

Relativamente a tale programma, Terna ha presentato sei progetti di efficientamento e sviluppo di porzioni della RTN nelle predette quattro Regioni, che hanno dato luogo ad incassi per oltre 56 milioni di euro in anni precedenti al 2017.

Inoltre, due dei suddetti sei progetti ("POI MiSE Campania" e "Stazione elettrica di Benevento III") sono stati oggetto di richiesta di "fasizzazione" al MiSE, ovvero di suddivisione dei rispettivi costi tra due successivi periodi di programmazione dei fondi strutturali europei (2007-2013 e 2014-2020). I costi delle seconde fasi di tali due progetti, rendicontati al MiSE a valere sul PON MiSE Imprese e Competitività 2014-2020, nel 2017 hanno dato luogo ad incassi pari ad Euro 6.211.170.

11.2.4. PON MiSE Imprese e Competitività 2014-2020 e POR FESR Sicilia 2014-2020

Il Programma Operativo Nazionale (PON) Imprese e Competitività (I&C) 2014-2020 interviene con una dotazione complessiva di circa 2,3 miliardi di euro (di cui 1,67 miliardi FESR e 640,5 milioni di euro di cofinanziamento nazionale) per il rafforzamento delle imprese del Mezzogiorno, in una logica di riequilibrio territoriale e di convergenza Mezzogiorno-Centro-Nord.

Il Programma intende accrescere gli investimenti nei settori chiave nelle Regioni meno sviluppate (Basilicata, Calabria, Campania, Puglia, Sicilia) e in quelle in transizione (Abruzzo, Molise, Sardegna) contribuendo all'obiettivo di portare il peso relativo del settore manifatturiero sul PIL europeo dal 15,6% del 2011 al 20% entro il 2020 e sostenere così un duraturo processo di sviluppo dell'intero Sistema imprenditoriale del Paese.

Il PON I&C 2014-2020 si articola su quattro obiettivi tematici (OT), nell'ambito dei quali l'OT si prefigge di sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori.

Terna, in risposta ad un "Invito a manifestare interesse" pubblicato dal MiSE in data 15 Giugno 2017 a valere sulle risorse del PON I&C 2014-2020 FESR – Azione 4.3.1 "Realizzazione di reti

intelligenti di distribuzione dell'energia (smart grids) e interventi sulle reti di trasmissione strettamente complementari e volti ad incrementare direttamente la distribuzione di energia prodotta da fonti rinnovabili, introduzione di apparati provvisti di sistemi di comunicazione digitale, misurazione intelligente e controllo e monitoraggio, come infrastruttura delle città e delle aree periurbane", ha presentato tra luglio ed agosto 2017 n. 14 progetti per l'ammissione a contribuzione pubblica.

L'ammontare complessivo dei quattordici progetti presentati è risultato pari ad Euro 183.838.317 e tutti i progetti sono stati reputati ammissibili dal MiSE a febbraio 2018 con un'intensità di aiuto pari al 100% dei costi previsti.

Con riguardo a tali progetti, dodici sono già stati ammessi a contribuzione e a giugno 2018 risultano emessi anche i relativi decreti di concessione delle agevolazioni da parte del MiSE, per un totale di Euro 147.589.693.

I rimanenti due progetti, per un totale di Euro 36.248.624, già reputati ammissibili, verranno finanziati dalla Regione Siciliana all'interno del proprio POR FESR 2014-2020 – Azione 4.3.1 con appositi decreti di concessione delle agevolazioni, che a giugno 2018 risultano in corso di predisposizione.

Il POR FESR 2014 – 2020 della Regione Siciliana è stato costruito sulla base di un'analisi dei bisogni rilevanti, dei problemi e delle opportunità che caratterizzano la Regione Siciliana, con il coinvolgimento del territorio attraverso un percorso di consultazione pubblica.

Il POR Sicilia 2014-2020, nel dettaglio, si articola in 10 Assi prioritari, fra i quali l' "Asse Prioritario 4 - Energia Sostenibile e Qualità della Vita" prevede contributi pubblici per progetti in grado di incrementare la quota di fabbisogno coperta da energia rinnovabile, anche attraverso lo sviluppo, l'efficientamento e l'upgrade tecnologico delle reti elettriche.

11.2.5. Horizon 2020

Horizon 2020, con una disponibilità di circa 80 miliardi di euro di finanziamenti per il periodo 2014-2020, è ad oggi il più grande programma mai realizzato dall'Unione europea (UE) per la ricerca e l'innovazione, volto a trasferire le grandi idee dal laboratorio al mercato.

Horizon 2020, grazie al sostegno politico dei leader d'Europa e dei membri del Parlamento europeo, è stato posto al centro della strategia Europa 2020 per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva, con la consapevolezza che l'investimento sulla ricerca e sull'innovazione sia essenziale per il futuro dell'Europa. Horizon 2020 sta contribuendo al raggiungimento di questo obiettivo associando la ricerca all'innovazione e concentrandosi su tre settori chiave: eccellenza scientifica, leadership industriale e sfide per la società. L'obiettivo è assicurare che l'Europa produca una scienza e tecnologia di classe mondiale in grado di stimolare la crescita economica.

Nell'ambito del programma in oggetto, Terna ha presentato due progetti:

- OSMOSE «Optimal System-Mix Of flexibility Solutions for European electricity» (presentato nel 2017) a valere sul bando LCE-04-2017 che ha ottenuto un finanziamento pari a 745.707 Euro. L'obiettivo è quello di identificare e dimostrare la fattibilità tecnica di un mix «ottimo» di soluzioni di flessibilità in grado di massimizzare l'efficienza tecnico-economica del sistema elettrico europeo garantendone sicurezza e affidabilità. E' stato presentato in partenariato da un ampio consorzio composto da 33 partners di 8 diversi Stati della UE con capofila la società RTE. Terna ha il ruolo di leader del "Word Package 5" (uno dei quattro dimostratori su situazioni di rete reali) denominato "Multiple services provided by grid devices, large demand-response and RES generation coordinated in a smart management system".
- Smart Net che ha ottenuto un finanziamento pari a 329.921 Euro. Il progetto si propone di fornire strumenti ottimizzati per migliorare il coordinamento tra TSO e DSO nonché l'osservabilità e controllabilità delle reti MT, al fine abilitare la partecipazione delle risorse energetiche distribuite alla fornitura di servizi ancillari. Nell'ambito del progetto si realizzeranno anche tre progetti pilota dedicati all'analisi degli aspetti più specificamente implementativi, il pilota Italiano è collocato territorialmente in Valle Aurina, sotto la giurisdizione del DSO locale (Edyna).

11.2.6. Programma Operativo Nazionale Ricerca e Innovazione 2014-2020

Il Programma Operativo Nazionale "Ricerca e Innovazione" 2014-2020 è lo strumento con il quale l'Italia contribuisce alla realizzazione della Politica di Coesione dell'Unione Europea a favore delle proprie aree territoriali più svantaggiate.

Il Programma, gestito dal Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (MIUR), interessa le regioni in Transizione (TR): Abruzzo, Molise e Sardegna e le regioni in Ritardo di sviluppo (LD), Basilicata, Campania, Calabria, Puglia e Sicilia, con una dotazione finanziaria complessiva di 1.286 milioni di euro.

Il PON Ricerca e Innovazione si sviluppa in coerenza con gli obiettivi strategici dei programmi europei Horizon 2020 e Cosme, in sinergia con la Strategia Nazionale di Specializzazione Intelligente (SNSI) e con i programmi operativi e le strategie regionali di specializzazione intelligente. Obiettivo prioritario del PON Ricerca e Innovazione è il riposizionamento competitivo delle regioni più svantaggiate allo scopo di produrre mutamenti di valenza strutturale per accrescere la capacità di produrre e utilizzare ricerca e innovazione di qualità per l'innescare di uno sviluppo intelligente, sostenibile e inclusivo. Gli ambiti di applicazione del programma sono dodici: Aerospazio, Agrifood, Blue Growth (economia del mare), Chimica verde, Design, creatività e made in Italy (non R&D), Energia, Fabbrica intelligente, Mobilità sostenibile, Salute, Smart, Secure and Inclusive Communities, Tecnologie per gli Ambienti di Vita, Tecnologie per il Patrimonio Culturale.

In queste aree l'intenzione è quella di creare opportunità di sviluppo territoriale, incentivare la formazione di veri e propri "laboratori di innovazione", all'interno dei quali coltivare nuove conoscenze, talenti, imprenditorialità innovativa, opportunità di attrazione di competenze.

In tale ambito, Terna, con altri partner (ENEA, RSE, CNR, e-distribuzione e EnSiEL), ha presentato il progetto "Living Grid" che è stato ammesso a finanziamento dal Miur per circa Euro 80.000.

Nel progetto si sfrutterà la Smart Polygeneration Microgrid (SPM) del Campus di Savona, living-lab per diverse configurazioni di rete con diverse tecnologie di sistemi di produzione, accumulo e carichi presenti, nella quale poter sia ricreare ed analizzare una rete locale per sperimentare l'offerta di servizi di flessibilità al TSO e al DSO, sia studiare e validare nuove soluzioni volte a

migliorare l'integrazione tra TSO e DSO stessi, anche grazie ad un nuovo protocollo di interfacciamento sviluppabile nell'ambito del progetto.

11.3 Capacità di trasporto “winter peak”

Nel presente paragrafo vengono descritte le capacità di trasporto interne e di interconnessione ai confini. Per quanto riguarda la capacità di trasporto resa disponibile a rete integra tra le zone di mercato interne (incluse Corsica, Corsica AC e Malta), si riporta di seguito uno schema di dettaglio circa i valori di capacità calcolati annualmente da Terna relativamente al periodo invernale 2017 e previsti per l'anno 2018 (Tabella 33 e Tabella 34):

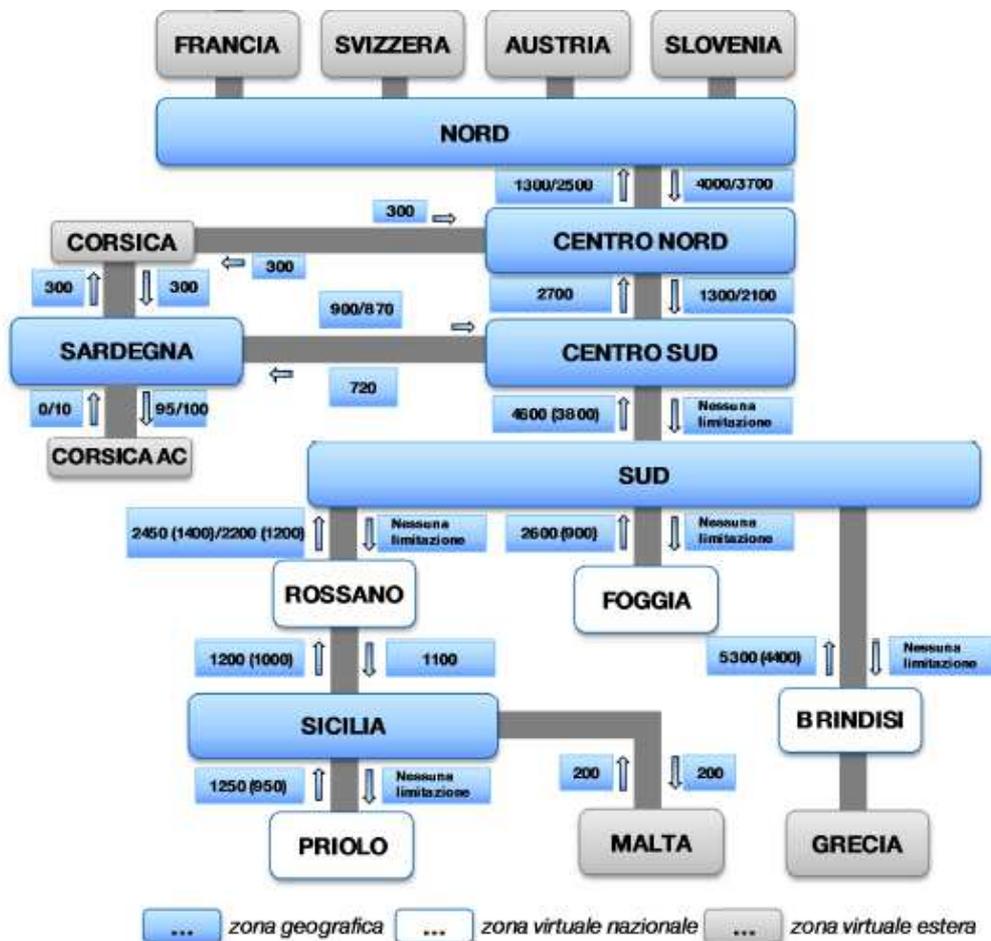


Tabella 33 - Capacità di trasporto invernale (MW) resa disponibile a rete integra tra le zone di mercato interne anno 2017

(1): tra parentesi valori SENZA i dispositivi di telescatto
 (2): nel caso di valori intermedi sono stati riportati i soli valori estremi

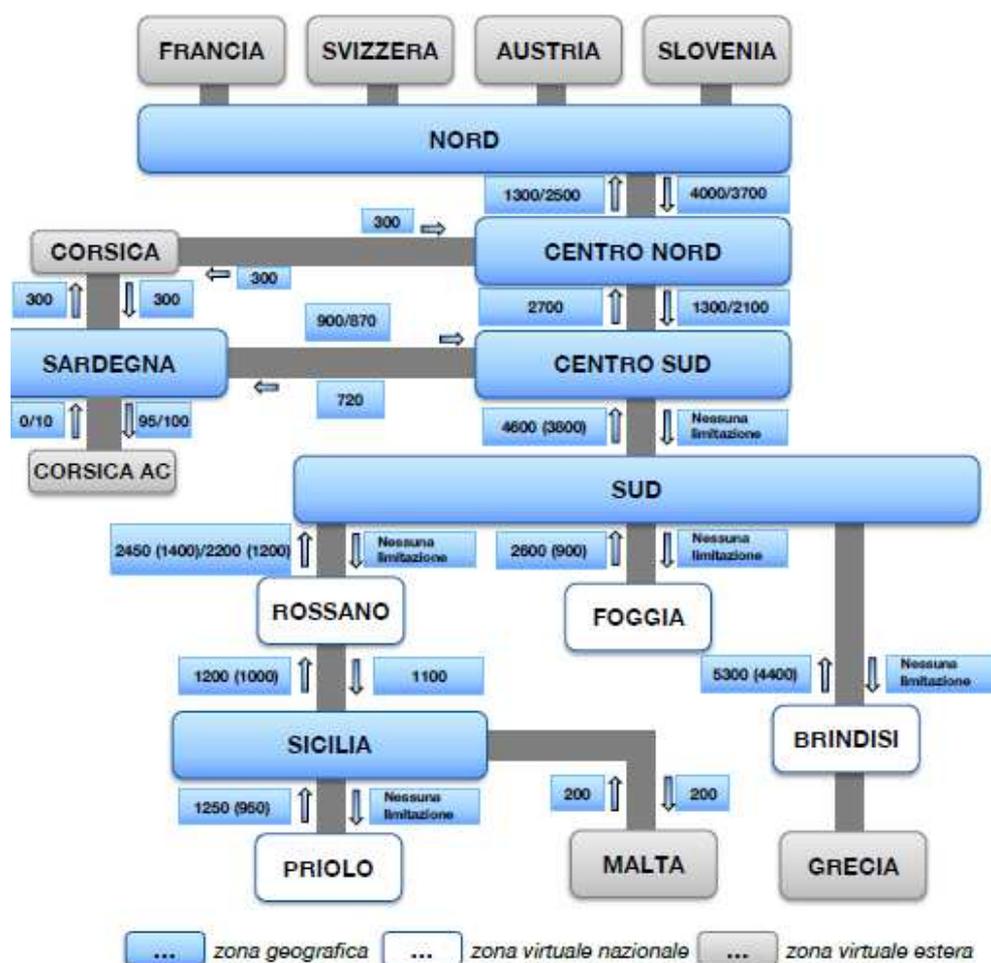


Tabella 34 - Capacità di trasporto invernale (MW) resa disponibile a rete integra tra le zone di mercato interne anno 2018

(1): tra parentesi valori SENZA i dispositivi di telescatto

(2): nel caso di valori intermedi sono stati riportati i soli valori estremi

In merito ai dettagli sulla metodologia di calcolo e ai valori di relativi a tali limiti di transito, si rimanda alle pubblicazioni effettuate da Terna e disponibili al seguente link:

<https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/mercatoelettrico/proceduradivalutazioneilimitiditransitoareteintegra.aspx>

Relativamente alla capacità di trasporto “winter peak” a rete integra tra la zona di mercato Nord e le zone estere confinanti (zona Francia, Svizzera, Austria e Slovenia), il valore viene calcolato mediante un’analisi di sicurezza su tutta la rete rilevante per l’interconnessione contemporaneamente (e non per singolo confine).

Una volta identificato il valore di massimo import per la zona Nord dalle zone estere confinanti, questo viene suddiviso per singola frontiera mediante l'applicazione di coefficienti di "splitting". Tali valori vengono utilizzati quale base per l'allocazione della capacità su base annuale e mensile a rete integra. Per quanto concerne l'import, il valore effettivo di capacità reso disponibile al Mercato dell'Energia viene ricalcolato quotidianamente mediante un processo coordinato con i TSO confinanti denominato "D-2 Capacity Calculation Process" in linea con quanto previsto dal Regolamento Europeo 2015/1222 ("Capacity Allocation and Congestion Management – CACM").

Si riporta di seguito un dettaglio circa i valori di capacità calcolati annualmente da Terna relativamente al periodo invernale 2017 e previsti per l'anno 2018 (Tabella 35 e Tabella 36).

Per ulteriori dettagli si rimanda al link

<https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/mercatoelettrico/importexport.aspx>

BORDER	Capacità di trasporto con l'estero anno 2017 (MW)	Capacità di trasporto con l'estero anno 2018 (MW)
Francia	3150	3150
Svizzera	4240	4240
Austria	315	315
Slovenia	730	730
Totale Nord	8435	8435

Tabella 35 - Capacità di trasporto in import resa disponibile a rete integra tra la zona di mercato Nord e le zone estere confinanti anno 2017 e 2018

BORDER	Capacità di trasporto con l'estero anno 2017 (MW)	Capacità di trasporto con l'estero anno 2018 (MW)
Francia	995	995
Svizzera	1810	1810
Austria	100	100
Slovenia	660	660
Totale Nord	3565	3565

Tabella 36 - Capacità di trasporto in export resa disponibile a rete integra tra la zona di mercato Nord e le zone estere confinanti anno 2017 e 2018

In merito alla capacità di trasporto resa disponibile a rete integra tra la zona di mercato Brindisi e la zona estera Grecia, si riporta di seguito uno schema di dettaglio circa i valori di capacità calcolati annualmente da Terna relativamente al periodo invernale 2017 e previsti per l'anno 2018 (Tabella 37 e Tabella 38):

BORDER	Capacità di trasporto con l'estero anno 2017 (MW)	Capacità di trasporto con l'estero anno 2018 (MW)
Grecia	500	500

Tabella 37 - Capacità di trasporto in import resa disponibile a rete integra tra la zona di mercato Brindisi e la zona estera Grecia anno 2017 e 2018

BORDER	Capacità di trasporto con l'estero anno 2017 (MW)	Capacità di trasporto con l'estero anno 2018 (MW)
Grecia	500	500

Tabella 38 - Capacità di trasporto in export resa disponibile a rete integra tra la zona di mercato Brindisi e la zona estera Grecia anno 2017 e 2018

11.4 Capacità di trasporto media disponibile in sede di mercato del giorno prima (MGP) anno 2017

Per quanto riguarda l'anno 2017, è stata calcolata la capacità media mensile resa disponibile (MW) per sezione nel Mercato del Giorno Prima (di seguito MGP) per ciascuna sezione di transito per le zone interne, comprese le zone virtuali estere di Corsica e Malta ed escluse le zone fra cui non è presente nessuna limitazione (CSUD-SUD, SICI-PRGP, SUD-BRNN, SUD-FOGN, SUD-ROSN):

Sezione	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
NORD-CNOR	3.475	3.728	3.796	3.744	3.301	3.386	3.388	3.214	2.931	3.783	3.371	3.749
CNOR-NORD	1.832	1.801	2.049	2.218	2.010	1.759	1.683	1.914	1.775	2.030	1.703	1.907
CNOR-CSUD	1.759	1.917	2.055	2.094	1.915	1.764	1.744	1.849	1.787	1.672	1.990	1.982
CSUD-CNOR	2.520	2.596	2.690	2.660	2.477	2.500	2.497	2.500	2.500	2.229	2.700	2.700
SUD-CSUD	4.558	4.207	3.695	4.343	3.501	3.164	4.422	4.123	4.168	4.346	4.176	4.411
ROSN-SUD	2.334	2.264	2.345	2.328	1.619	1.135	2.174	2.166	2.099	2.304	2.275	2.322
ROSN-SICI	1.100	1.095	1.079	858	1.085	1.091	1.048	1.100	1.086	256	1.099	1.088
SICI-ROSN	1.200	1.194	1.175	935	1.184	1.189	1.141	1.200	1.185	286	1.198	1.187
SICI-MALT	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
MALT-SICI	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
CNOR-CORS	300	300	293	300	300	300	290	298	173	178	273	300
CORS-CNOR	300	300	293	300	300	300	290	298	173	178	273	300
CORS-SARD	300	300	293	294	297	299	284	298	33	22	277	300
SARD-CORS	300	300	293	300	297	299	290	298	33	22	277	300
SARD-CSUD	886	887	887	883	887	527	887	887	887	887	887	765
CSUD-SARD	720	720	720	714	720	445	716	720	720	720	720	628
COAC-SARD	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
SARD-COAC	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
BRNN-SUD	5.300	5.300	5.300	5.300	5.300	5.300	5.300	5.300	5.300	5.300	5.300	5.300
FOGN-SUD	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600
PRGP-SICI	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250

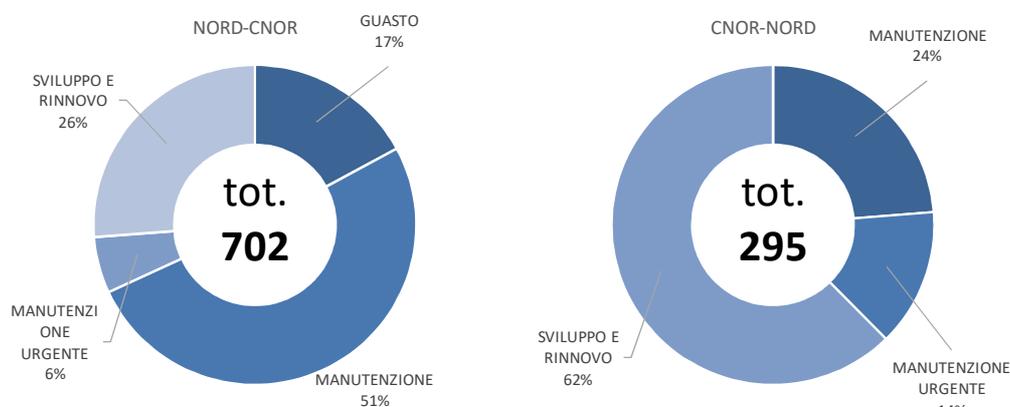
Di seguito invece la capacità media resa disponibile (MW) per sezione nel Mercato del giorno prima con la frontiera estera:

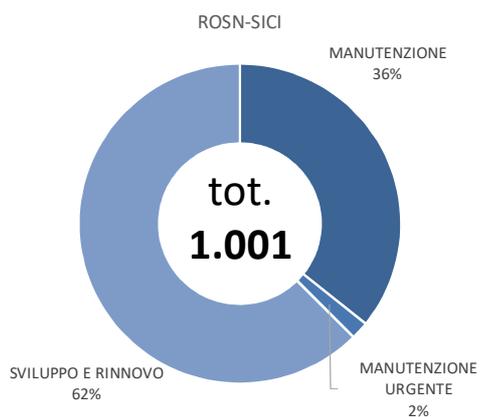
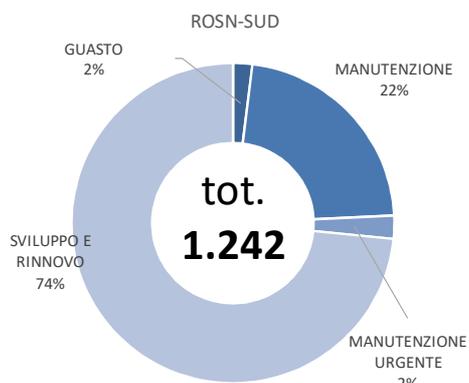
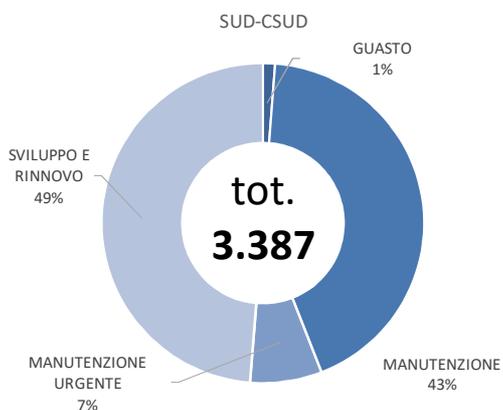
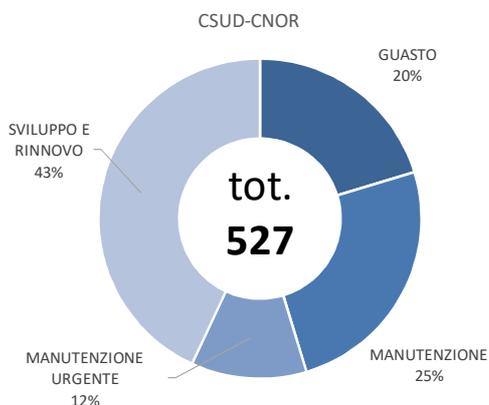
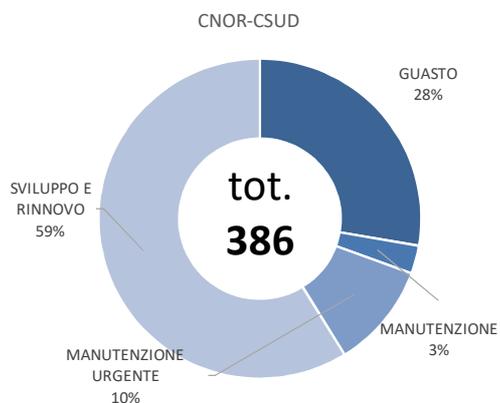
Sezione	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
AT-IT	290	314	286	226	222	215	252	61	257	280	268	268
CH-IT	3.781	4.062	3.715	2.420	2.404	1.854	2.876	2.317	2.172	3.070	2.971	3.447
FR-IT	2.929	3.213	2.891	2.276	2.194	2.067	2.511	1.594	2.578	2.828	2.644	2.665
SI-IT	654	716	649	513	430	406	483	459	481	623	595	592
GR-IT	132	500	500	500	344	204	500	500	499	145	0	242
IT-AT	119	119	119	122	89	89	87	10	87	120	120	122
IT-CH	1.829	1.853	1.852	1.859	1.537	1.538	1.537	1.537	1.533	1.854	1.854	1.861
IT-FR	1.057	1.066	1.064	1.076	952	952	952	952	948	1.068	1.068	1.078
IT-GR	161	500	500	500	344	204	500	500	499	145	0	242
IT-SI	659	669	668	670	631	631	631	631	609	658	669	670

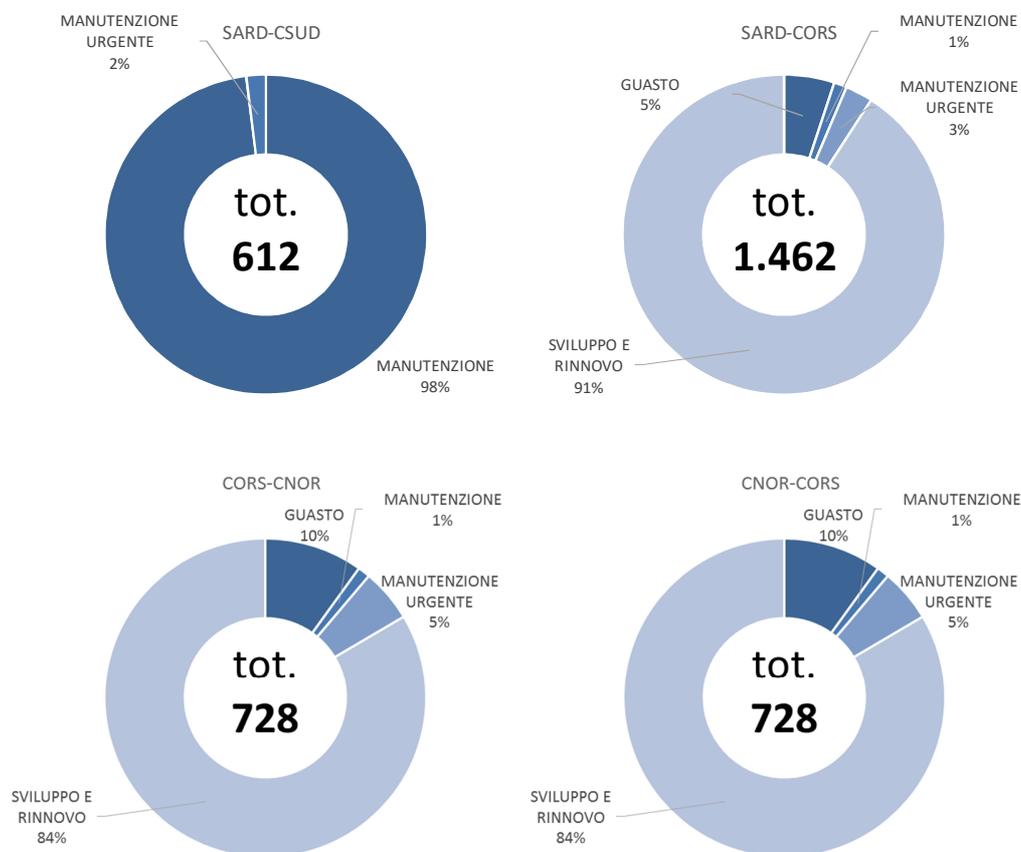
11.5 Focus indisponibilità capacità di trasporto

In merito alle zone di mercato interne, le sezioni che sono risultate più impattate da limitazioni di capacità sono Sud→Centro Sud (3.387 ore di limitazione) e Rossano→Sud (1.242 ore di limitazione). Le cause maggiori di limitazione risultano essere indisponibilità per attività di sviluppo, rinnovo e manutenzione.

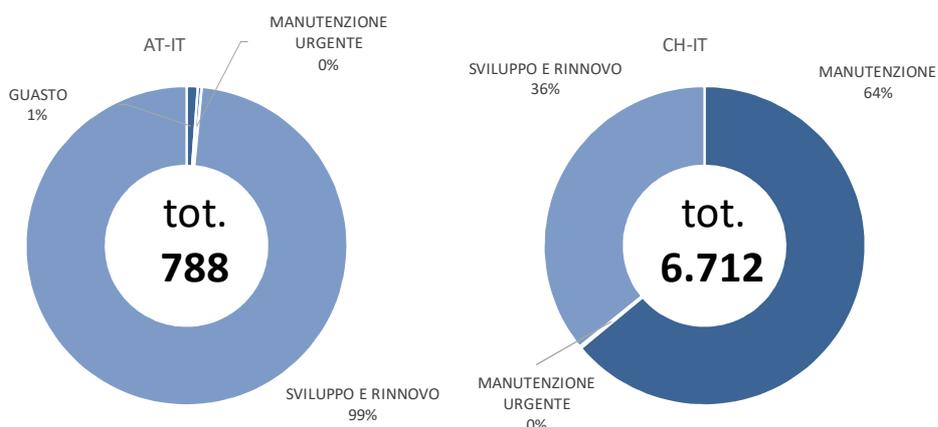
Di seguito per le zone interne, esclusi i poli limitati di Brindisi, Foggia e Priolo e collegamenti AC con Malta e Corsica, si riporta la distribuzione delle ore di riduzione per causa, con il totale di ore di limitazione:

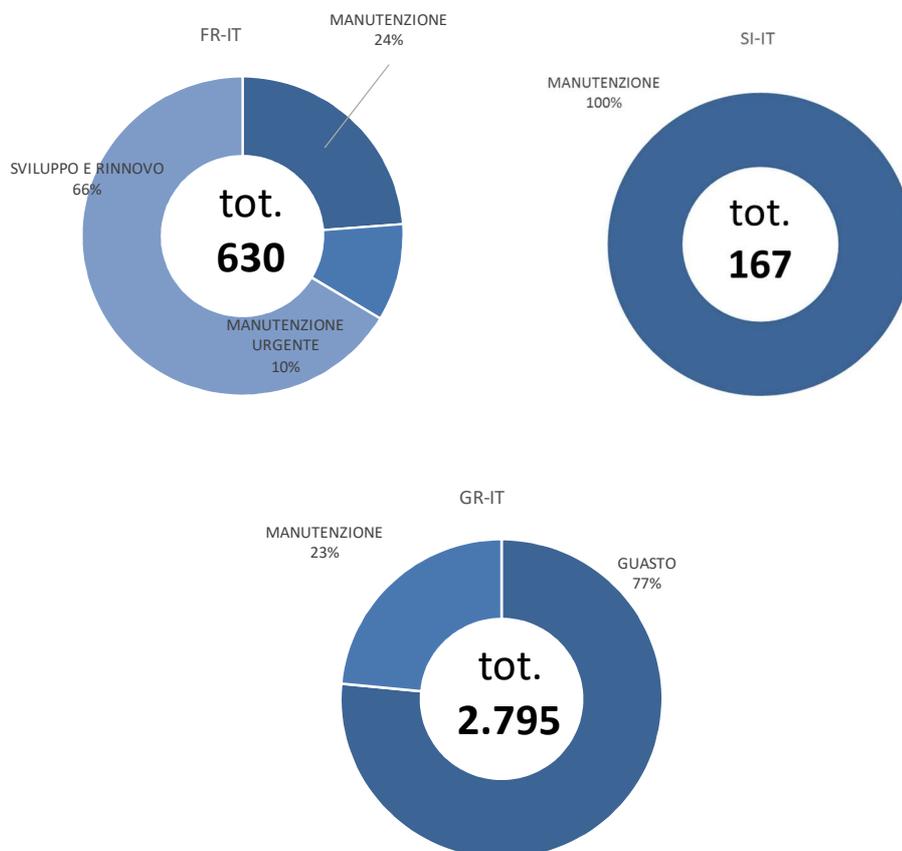






Si riportano di seguito anche le cause per quanto riguarda le riduzioni sulle interconnessioni con l'estero:





L'elenco di dettaglio sulle indisponibilità che hanno portato alla riduzione di capacità è disponibile nell'Appendice A del presente documento.

11.6 Descrizione indisponibilità rilevanti di capacità di trasporto per guasto

Per il 2017 non si sono registrati eventi rilevanti relativi a guasti sulla capacità di trasporto in merito alle zone interne.

Per quanto riguarda le interconnessioni con l'estero invece, si evidenziano due guasti al cavo sottomarino Italia-Grecia che vengono descritti di seguito.

Descrizione degli eventi:

- Il giorno 20 ottobre 2016 alle ore 05:55, è stato rilevato un guasto in linea, con conseguente attivazione da parte del CCT del pronto intervento.

Il personale operativo dell'Unità Impianti effettuava l'ispezione della linea rilevando un guasto sul giunto transizione terra-mare in prossimità della costa italiana. La riparazione è consistita nella sostituzione del giunto guasto, il collegamento è rientrato in regolare servizio alle ore 00.00 del 22 gennaio 2017 con ripristino immediato della capacità commerciale.

La riduzione in energia trasportabile nel periodo di indisponibilità risulta pari a 1.104 GWh (di cui 252 GWh nel 2017).

- Il giorno 8 ottobre 2017 alle ore 02:00, è stato rilevato un guasto in linea, con conseguente attivazione da parte del CCT del pronto intervento.

Il personale operativo dell'Unità Impianti effettuava l'ispezione della linea rilevando un guasto sul cavo di energia a circa 18 km dalla costa di Otranto provocato da una azione meccanica esterna, presumibilmente un'ancora di una nave, che, dopo aver dissotterrato dal fondale il conduttore, ne ha provocato il tranciamento. La riparazione è consistita nell'interposizione di idoneo tratto di cavo marino con ulteriori due giunti, il collegamento è rientrato in regolare servizio alle ore 00.00 del 16 dicembre 2017 mentre la capacità commerciale veniva ripristinata dalle 00.00 del giorno 17 dicembre 2017.

La riduzione in energia trasportabile nel periodo di indisponibilità risulta pari a 816 GWh.

12. ELENCO DEI DOCUMENTI PUBBLICATI DA TERNA

I documenti sulla qualità del servizio di trasmissione redatti dal 2005 al 2017 sono pubblicati sul sito internet di Terna nella sezione *“Sistema Elettrico/Qualità del Servizio di Trasmissione”* (<https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/qualitàdelservizioditrasmissione.aspx>).

13. APPENDICE A

Di seguito l'elenco relativo alle indisponibilità che hanno portato a riduzione della capacità di trasporto tra le zone di mercato interne, con il valore del nuovo limite a seguito di indisponibilità e il dettaglio riguardante il tipo giorno in cui tale limitazione era applicabile e la fascia di applicabilità all'interno del periodo del vincolo:

ID	CODICE_INTERZONALE	TIPOLOGIA	DATA INIZIO	DATA FINE	Tipo Giorno	Ora inizio fascia	Ora fine fascia	Nuovo Limite	Riduzione*
CC-201700005	SUD -> CSUD	GUASTO	03/01/2017 14:00	04/01/2017 18:00	FERIALE	0:00	23:59	3600	1000
CC-201602218	CNOR -> NORD	MANUTENZIONE	04/01/2017 08:00	04/01/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	1400	1100
CC-201602218	NORD -> CNOR	MANUTENZIONE	04/01/2017 08:00	04/01/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	2200	1800
CC-201602213	CNOR -> CSUD	MANUTENZIONE	05/01/2017 09:00	05/01/2017 10:00	FERIALE	9:00	10:00	800	1300
CC-201602213	CNOR -> NORD	MANUTENZIONE	05/01/2017 09:00	05/01/2017 10:00	FERIALE	9:00	10:00	900	1600
CC-201602213	CSUD -> CNOR	MANUTENZIONE	05/01/2017 09:00	05/01/2017 10:00	FERIALE	9:00	10:00	1200	1500
CC-201602213	NORD -> CNOR	MANUTENZIONE	05/01/2017 09:00	05/01/2017 10:00	FERIALE	9:00	10:00	2000	2000
CC-201700022	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	12/01/2017 09:00	12/01/2017 16:00	FERIALE	9:00	16:00	3800	800
CA-201700027	CSUD -> SARD	MANUTENZIONE URGENTE	13/01/2017 08:00	13/01/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	50	670
CA-201700027	SARD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	13/01/2017 08:00	13/01/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	850	50
CC-201700052	CNOR -> CSUD	GUASTO	17/01/2017 10:30	21/01/2017 21:00	FERIALE	0:00	23:59	800	1300
CC-201700052	CNOR -> CSUD	GUASTO	17/01/2017 10:30	21/01/2017 21:00	FESTIVO	0:00	23:59	800	1300
CC-201700052	CSUD -> CNOR	GUASTO	17/01/2017 10:30	21/01/2017 21:00	FERIALE	0:00	23:59	1700	1000
CC-201700052	CSUD -> CNOR	GUASTO	17/01/2017 10:30	21/01/2017 21:00	FESTIVO	0:00	23:59	1700	1000
CC-201700052	NORD -> CNOR	GUASTO	17/01/2017 10:30	21/01/2017 21:00	FERIALE	0:00	23:59	2000	2000
CC-201700052	NORD -> CNOR	GUASTO	17/01/2017 10:30	21/01/2017 21:00	FESTIVO	0:00	23:59	2000	2000
CA-201700114	SARD -> COAC	MANUTENZIONE URGENTE	27/01/2017 08:30	27/01/2017 15:00	FERIALE	8:30	15:00	45	55
CC-201700069	CNOR -> CSUD	MANUTENZIONE	28/01/2017 08:00	28/01/2017 13:00	FERIALE	8:00	13:00	800	1300
CC-201700069	CSUD -> CNOR	MANUTENZIONE	28/01/2017 08:00	28/01/2017 13:00	FERIALE	8:00	13:00	1200	1500
CC-201602171	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	29/01/2017 08:00	29/01/2017 13:00	FESTIVO	8:00	13:00	2600	2000
CC-201700093	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	03/02/2017 08:00	04/02/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	2600	2000
CC-201700057	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	05/02/2017 08:00	05/02/2017 15:00	FESTIVO	8:00	15:00	550	1650
CC-201700057	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	05/02/2017 08:00	05/02/2017 15:00	FESTIVO	8:00	15:00	2800	1800
CC-201700055	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	06/02/2017 08:00	07/02/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	3800	800
CC-201700058	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	06/02/2017 08:00	06/02/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	800	1650
CC-201700058	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	06/02/2017 08:00	06/02/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	3200	1400
CC-201700151	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	11/02/2017 00:00	11/02/2017 04:00	FERIALE	0:00	4:00	2600	2000
CC-201700161	CNOR -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	11/02/2017 08:00	12/02/2017 18:00	FERIALE	8:00	18:00	800	1300
CC-201700161	CNOR -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	11/02/2017 08:00	12/02/2017 18:00	FESTIVO	8:00	18:00	800	1300
CC-201700161	CNOR -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	11/02/2017 08:00	12/02/2017 18:00	FERIALE	8:00	18:00	900	1600
CC-201700161	CNOR -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	11/02/2017 08:00	12/02/2017 18:00	FESTIVO	8:00	18:00	900	1600

ID	CODICE_INTERZIONALE	TIPOLOGIA	DATA INIZIO	DATA FINE	Tipo Giorno	Ora inizio fascia	Ora fine fascia	Nuovo Limite	Riduzione*
CC-201700161	CSUD -> CNOR	MANUTENZIONE URGENTE	11/02/2017 08:00	12/02/2017 18:00	FERIALE	8:00	18:00	1200	1500
CC-201700161	CSUD -> CNOR	MANUTENZIONE URGENTE	11/02/2017 08:00	12/02/2017 18:00	FESTIVO	8:00	18:00	1200	1500
CC-201700161	NORD -> CNOR	MANUTENZIONE URGENTE	11/02/2017 08:00	12/02/2017 18:00	FERIALE	8:00	18:00	2000	2000
CC-201700161	NORD -> CNOR	MANUTENZIONE URGENTE	11/02/2017 08:00	12/02/2017 18:00	FESTIVO	8:00	18:00	2000	2000
CC-201700079	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	14/02/2017 08:00	14/02/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	700	400
CC-201700079	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE	14/02/2017 08:00	14/02/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	700	500
CC-201700184	CNOR -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	17/02/2017 08:00	18/02/2017 18:00	FERIALE	8:00	18:00	800	1300
CC-201700184	CNOR -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	17/02/2017 08:00	18/02/2017 18:00	FERIALE	8:00	18:00	900	1600
CC-201700184	CSUD -> CNOR	MANUTENZIONE URGENTE	17/02/2017 08:00	18/02/2017 18:00	FERIALE	8:00	18:00	1200	1500
CC-201700184	NORD -> CNOR	MANUTENZIONE URGENTE	17/02/2017 08:00	18/02/2017 18:00	FERIALE	8:00	18:00	2000	2000
CC-201601829	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	19/02/2017 08:00	03/03/2017 14:00	FERIALE	0:00	23:59	3800	800
CC-201601829	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	19/02/2017 08:00	03/03/2017 14:00	FESTIVO	0:00	23:59	3800	800
CC-201700215	CSUD -> CNOR	MANUTENZIONE URGENTE	19/02/2017 08:00	20/02/2017 18:00	FERIALE	8:00	18:00	2200	500
CC-201700215	CSUD -> CNOR	MANUTENZIONE URGENTE	19/02/2017 08:00	20/02/2017 18:00	FESTIVO	8:00	18:00	2200	500
CC-201700122	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	21/02/2017 09:00	22/02/2017 18:00	FERIALE	0:00	23:59	3800	800
CC-201700121	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	23/02/2017 08:00	24/02/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3800	800
CC-201700177	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE URGENTE	27/02/2017 08:00	28/02/2017 17:00	FERIALE	8:00	17:00	800	1650
CC-201700177	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	27/02/2017 08:00	28/02/2017 17:00	FERIALE	8:00	17:00	3200	1400
CC-201700230	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	27/02/2017 08:00	27/02/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	3800	800
CC-201700123	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	02/03/2017 07:00	02/03/2017 23:59	FERIALE	7:00	17:00	2000	2600
CC-201700100	CNOR -> NORD	MANUTENZIONE	05/03/2017 08:00	05/03/2017 16:00	FESTIVO	8:00	16:00	1400	1100
CC-201700100	NORD -> CNOR	MANUTENZIONE	05/03/2017 08:00	05/03/2017 16:00	FESTIVO	8:00	16:00	2600	1400
CC-201700296	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	05/03/2017 08:00	05/03/2017 17:00	FESTIVO	8:00	17:00	3800	800
CA-201700213	CNOR -> CORS	MANUTENZIONE	07/03/2017 08:30	07/03/2017 16:30	FERIALE	8:30	16:30	0	300
CA-201700213	CORS -> CNOR	MANUTENZIONE	07/03/2017 08:30	07/03/2017 16:30	FERIALE	8:30	16:30	0	300
CA-201700213	CORS -> SARD	MANUTENZIONE	07/03/2017 08:30	07/03/2017 16:30	FERIALE	8:30	16:30	0	300
CA-201700213	SARD -> CORS	MANUTENZIONE	07/03/2017 08:30	07/03/2017 16:30	FERIALE	8:30	16:30	0	300
CC-201700268	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	09/03/2017 08:00	09/03/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3500	1100
CC-201700308	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	09/03/2017 08:00	09/03/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3800	800
CC-201700193	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	10/03/2017 08:00	10/03/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	3200	1400
CA-201601808	SARD -> COAC	MANUTENZIONE	16/03/2017 08:00	16/03/2017 17:00	FERIALE	8:00	17:00	85	15
CC-201700353	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	17/03/2017 08:00	17/03/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3400	1200
CA-201700339	CNOR -> CORS	MANUTENZIONE URGENTE	17/03/2017 08:30	17/03/2017 16:30	FERIALE	8:30	16:30	0	300
CA-201700339	CORS -> CNOR	MANUTENZIONE URGENTE	17/03/2017 08:30	17/03/2017 16:30	FERIALE	8:30	16:30	0	300
CA-201700339	CORS -> SARD	MANUTENZIONE URGENTE	17/03/2017 08:30	17/03/2017 16:30	FERIALE	8:30	16:30	0	300
CA-201700339	SARD -> CORS	MANUTENZIONE URGENTE	17/03/2017 08:30	17/03/2017 16:30	FERIALE	8:30	16:30	0	300
CA-201601809	SARD -> COAC	MANUTENZIONE	18/03/2017 01:00	19/03/2017 17:00	FERIALE	0:00	6:59	90	10
CA-201601809	SARD -> COAC	MANUTENZIONE	18/03/2017 01:00	19/03/2017 17:00	FERIALE	7:00	22:59	85	15
CA-201601809	SARD -> COAC	MANUTENZIONE	18/03/2017 01:00	19/03/2017 17:00	FERIALE	23:00	23:59	90	10
CC-201700332	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	19/03/2017 08:00	19/03/2017 11:00	FESTIVO	8:00	11:00	100	1000

ID	CODICE_INTERZONALE	TIPOLOGIA	DATA INIZIO	DATA FINE	Tipo Giorno	Ora inizio fascia	Ora fine fascia	Nuovo Limite	Riduzione*
CC-201700333	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE	19/03/2017 08:00	19/03/2017 11:00	FESTIVO	8:00	11:00	250	950
CC-201601833	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	20/03/2017 08:00	31/03/2017 19:00	FERIALE	0:00	23:59	2600	2000
CC-201601833	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	20/03/2017 08:00	31/03/2017 19:00	FESTIVO	0:00	23:59	2600	2000
CC-201700298	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	20/03/2017 11:00	20/03/2017 15:00	FERIALE	11:00	15:00	2000	2600
CC-201700297	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	21/03/2017 08:00	24/03/2017 18:00	FERIALE	0:00	23:59	3800	800
PA-201700291	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	21/03/2017 08:00	22/03/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	800	300
PA-201700291	SICI -> ROSN	SVILUPPO E RINNOVO	21/03/2017 08:00	22/03/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	800	400
CA-201601811	SARD -> COAC	MANUTENZIONE	23/03/2017 08:00	24/03/2017 17:00	FERIALE	8:00	17:00	85	15
PA-201700293	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	23/03/2017 08:00	24/03/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	800	300
PA-201700293	SICI -> ROSN	SVILUPPO E RINNOVO	23/03/2017 08:00	24/03/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	800	400
CC-201700398	CNOR -> CSUD	MANUTENZIONE	28/03/2017 08:00	28/03/2017 13:00	FERIALE	0:00	23:59	800	1300
CC-201700398	CSUD -> CNOR	MANUTENZIONE	28/03/2017 08:00	28/03/2017 13:00	FERIALE	0:00	23:59	1200	1500
CA-201700050	SARD -> COAC	MANUTENZIONE	29/03/2017 08:00	30/03/2017 16:30	FERIALE	8:00	16:30	40	60
CA-201700051	SARD -> COAC	MANUTENZIONE	01/04/2017 08:00	02/04/2017 16:30	FERIALE	8:00	16:30	40	60
CA-201700051	SARD -> COAC	MANUTENZIONE	01/04/2017 08:00	02/04/2017 16:30	FESTIVO	8:00	16:30	40	60
CC-201601841	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	01/04/2017 08:00	02/04/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3500	1100
CC-201601841	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	01/04/2017 08:00	02/04/2017 16:00	FESTIVO	8:00	16:00	3500	1100
CA-201601336	CORS -> SARD	MANUTENZIONE	03/04/2017 08:00	06/04/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	175	125
CC-201601837	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	03/04/2017 08:00	04/04/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	3500	1100
CC-201700006	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	03/04/2017 08:00	07/04/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	3900	700
CC-201700453	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	05/04/2017 08:00	07/04/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3500	1100
CC-201700098	CSUD -> CNOR	MANUTENZIONE	06/04/2017 08:00	08/04/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	2200	500
CC-201601842	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	08/04/2017 08:00	08/04/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3500	1100
CC-201700420	NORD -> CNOR	MANUTENZIONE	09/04/2017 07:00	09/04/2017 12:00	FESTIVO	7:00	12:00	2200	1800
CC-201700421	CNOR -> NORD	MANUTENZIONE	09/04/2017 07:00	09/04/2017 12:00	FESTIVO	7:00	12:00	1400	1100
CC-201700421	NORD -> CNOR	MANUTENZIONE	09/04/2017 07:00	09/04/2017 12:00	FESTIVO	7:00	12:00	2600	1400
CC-201700424	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	09/04/2017 07:00	09/04/2017 12:00	FESTIVO	7:00	12:00	3800	800
CC-201700429	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	09/04/2017 07:00	09/04/2017 12:00	FESTIVO	7:00	12:00	2600	2000
CC-201601847	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	10/04/2017 08:00	14/04/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3500	1100
PA-201700456	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	12/04/2017 08:00	12/04/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	900	200
PA-201700456	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE	12/04/2017 08:00	12/04/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	800	400
CC-201601848	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE	18/04/2017 08:00	21/04/2017 16:00	FERIALE	0:00	6:59	100	1100
CC-201601848	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE	18/04/2017 08:00	21/04/2017 16:00	FERIALE	7:00	22:59	250	950
CC-201601848	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE	18/04/2017 08:00	21/04/2017 16:00	FERIALE	23:00	23:59	100	1100
CC-201601849	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	18/04/2017 08:00	21/04/2017 16:00	FERIALE	0:00	6:59	300	800
CC-201601849	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	18/04/2017 08:00	21/04/2017 16:00	FERIALE	7:00	22:59	100	1000
CC-201601849	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	18/04/2017 08:00	21/04/2017 16:00	FERIALE	23:00	23:59	300	800
CC-201601852	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE	23/04/2017 08:00	27/04/2017 16:00	FERIALE	0:00	6:59	100	1100
CC-201601852	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE	23/04/2017 08:00	27/04/2017 16:00	FERIALE	7:00	22:59	250	950
CC-201601852	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE	23/04/2017 08:00	27/04/2017 16:00	FERIALE	23:00	23:59	100	1100

ID	CODICE_INTERZIONALE	TIPOLOGIA	DATA INIZIO	DATA FINE	Tipo Giorno	Ora inizio fascia	Ora fine fascia	Nuovo Limite	Riduzione*
CC-201601852	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE	23/04/2017 08:00	27/04/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	100	1100
CC-201601853	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	23/04/2017 08:00	27/04/2017 16:00	FERIALE	0:00	6:59	300	800
CC-201601853	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	23/04/2017 08:00	27/04/2017 16:00	FERIALE	7:00	22:59	100	1000
CC-201601853	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	23/04/2017 08:00	27/04/2017 16:00	FERIALE	23:00	23:59	300	800
CC-201601853	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	23/04/2017 08:00	27/04/2017 16:00	FESTIVO	0:00	6:59	300	800
CC-201601853	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	23/04/2017 08:00	27/04/2017 16:00	FESTIVO	7:00	22:59	100	1000
CC-201601853	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	23/04/2017 08:00	27/04/2017 16:00	FESTIVO	23:00	23:59	300	800
CA-201700449	CSUD -> SARD	MANUTENZIONE	24/04/2017 08:00	24/04/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	210	510
CA-201700449	SARD -> CSUD	MANUTENZIONE	24/04/2017 08:00	24/04/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	720	180
CC-201601928	ROSN -> SUD	SVILUPPO E RINNOVO	02/05/2017 08:00	14/05/2017 15:00	FERIALE	0:00	23:59	800	1650
CC-201601928	ROSN -> SUD	SVILUPPO E RINNOVO	02/05/2017 08:00	14/05/2017 15:00	FESTIVO	0:00	23:59	800	1400
CC-201601928	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	02/05/2017 08:00	14/05/2017 15:00	FERIALE	0:00	23:59	3200	1400
CC-201601928	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	02/05/2017 08:00	14/05/2017 15:00	FESTIVO	0:00	23:59	3200	1400
CC-201700462	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	03/05/2017 08:00	03/05/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	700	400
CC-201700462	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE	03/05/2017 08:00	03/05/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	700	500
CC-201700415	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	08/05/2017 09:00	11/05/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	3800	800
CC-201700517	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	09/05/2017 08:00	09/05/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3200	1400
CC-201700446	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	13/05/2017 08:00	13/05/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3500	1100
CC-201700593	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE URGENTE	13/05/2017 08:00	13/05/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	250	950
CC-201700594	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE URGENTE	13/05/2017 08:00	13/05/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	100	1000
CC-201700621	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	14/05/2017 08:00	14/05/2017 16:00	FESTIVO	8:00	16:00	450	1750
CC-201700621	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	14/05/2017 08:00	14/05/2017 16:00	FESTIVO	8:00	16:00	2800	1800
CC-201601932	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	15/05/2017 08:00	15/05/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	1000	1450
CC-201601932	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	15/05/2017 08:00	15/05/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3400	1200
CC-201601934	CSUD -> CNOR	MANUTENZIONE	15/05/2017 08:00	17/05/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	2200	300
CC-201601933	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	16/05/2017 08:00	20/05/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	1000	1450
CC-201601933	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	16/05/2017 08:00	20/05/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3400	1200
CC-201700650	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	19/05/2017 07:00	19/05/2017 11:00	FERIALE	0:00	23:59	2600	2000
CC-201700650	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	19/05/2017 07:00	19/05/2017 11:00	FERIALE	7:00	11:00	2600	2000
CC-201700650	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	19/05/2017 07:00	19/05/2017 11:00	FESTIVO	0:00	23:59	2600	2000
CC-201700651	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE URGENTE	19/05/2017 11:00	19/05/2017 18:00	FERIALE	11:00	18:00	1000	1450
CC-201700651	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	19/05/2017 11:00	19/05/2017 18:00	FERIALE	11:00	18:00	3400	1200
CC-201700649	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	21/05/2017 08:00	21/05/2017 16:00	FESTIVO	8:00	16:00	3400	1200
CC-201601935	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	22/05/2017 08:00	01/06/2017 22:00	FERIALE	0:00	23:59	3200	1400
CC-201601935	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	22/05/2017 08:00	01/06/2017 22:00	FESTIVO	0:00	23:59	3200	1400
CA-201700664	CORS -> SARD	MANUTENZIONE	30/05/2017 08:00	30/05/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	0	300
CA-201700664	SARD -> CORS	MANUTENZIONE	30/05/2017 08:00	30/05/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	0	300
CC-201601930	ROSN -> SUD	SVILUPPO E RINNOVO	05/06/2017 08:00	19/06/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	550	1900
CC-201601930	ROSN -> SUD	SVILUPPO E RINNOVO	05/06/2017 08:00	19/06/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	550	1650
CC-201601930	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	05/06/2017 08:00	19/06/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	2800	1800

ID	CODICE_INTERZONALE	TIPOLOGIA	DATA INIZIO	DATA FINE	Tipo Giorno	Ora inizio fascia	Ora fine fascia	Nuovo Limite	Riduzione*
CC-201601930	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	05/06/2017 08:00	19/06/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	2800	1800
CA-201700759	CNOR -> CORS	MANUTENZIONE	08/06/2017 10:00	08/06/2017 12:00	FERIALE	10:00	12:00	0	300
CA-201700759	CORS -> CNOR	MANUTENZIONE	08/06/2017 10:00	08/06/2017 12:00	FERIALE	10:00	12:00	0	300
CA-201700759	CORS -> SARD	MANUTENZIONE	08/06/2017 10:00	08/06/2017 12:00	FERIALE	10:00	12:00	0	300
CA-201700759	SARD -> CORS	MANUTENZIONE	08/06/2017 10:00	08/06/2017 12:00	FERIALE	10:00	12:00	0	300
CA-201601340	CSUD -> SARD	MANUTENZIONE	12/06/2017 08:00	30/06/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	270	450
CA-201601340	CSUD -> SARD	MANUTENZIONE	12/06/2017 08:00	30/06/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	270	450
CA-201601340	SARD -> CSUD	MANUTENZIONE	12/06/2017 08:00	30/06/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	300	600
CA-201601340	SARD -> CSUD	MANUTENZIONE	12/06/2017 08:00	30/06/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	300	570
CC-201601882	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	20/06/2017 08:00	03/07/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	3600	1000
CC-201601882	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	20/06/2017 08:00	03/07/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	3600	1000
CC-201700662	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	20/06/2017 08:00	22/06/2017 17:00	FERIALE	8:00	17:00	3800	800
CC-201700705	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	23/06/2017 08:00	23/06/2017 17:00	FERIALE	8:00	17:00	600	500
CC-201700705	SICI -> ROSN	SVILUPPO E RINNOVO	23/06/2017 08:00	23/06/2017 17:00	FERIALE	8:00	17:00	600	600
CC-201700741	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	23/06/2017 08:00	23/06/2017 17:00	FERIALE	8:00	17:00	2000	2600
CC-201601929	ROSN -> SUD	SVILUPPO E RINNOVO	24/06/2017 08:00	03/07/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	800	1650
CC-201601929	ROSN -> SUD	SVILUPPO E RINNOVO	24/06/2017 08:00	03/07/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	800	1400
CC-201601929	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	24/06/2017 08:00	03/07/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	3200	1400
CC-201601929	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	24/06/2017 08:00	03/07/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	3200	1400
CC-201601936	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	26/06/2017 08:00	29/06/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	3400	1200
PA-201700828	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	26/06/2017 08:00	26/06/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	800	300
PA-201700828	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE	26/06/2017 08:00	26/06/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	800	400
CC-201601937	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	30/06/2017 08:00	30/06/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3400	1200
CC-201700818	CSUD -> CNOR	MANUTENZIONE	02/07/2017 08:00	02/07/2017 16:00	FESTIVO	8:00	16:00	2200	300
CA-201700864	CNOR -> CORS	MANUTENZIONE URGENTE	04/07/2017 09:00	04/07/2017 17:00	FERIALE	9:00	17:00	0	300
CA-201700864	CORS -> CNOR	MANUTENZIONE URGENTE	04/07/2017 09:00	04/07/2017 17:00	FERIALE	9:00	17:00	0	300
CA-201700864	CORS -> SARD	MANUTENZIONE URGENTE	04/07/2017 09:00	04/07/2017 17:00	FERIALE	9:00	17:00	50	250
CA-201700864	SARD -> CORS	MANUTENZIONE URGENTE	04/07/2017 09:00	04/07/2017 17:00	FERIALE	9:00	17:00	50	250
CC-201700912	SICI -> ROSN	SVILUPPO E RINNOVO	08/07/2017 08:00	09/07/2017 18:00	FERIALE	0:00	6:59	100	1100
CC-201700912	SICI -> ROSN	SVILUPPO E RINNOVO	08/07/2017 08:00	09/07/2017 18:00	FERIALE	7:00	22:59	250	950
CC-201700912	SICI -> ROSN	SVILUPPO E RINNOVO	08/07/2017 08:00	09/07/2017 18:00	FERIALE	23:00	23:59	100	1100
CC-201700912	SICI -> ROSN	SVILUPPO E RINNOVO	08/07/2017 08:00	09/07/2017 18:00	FESTIVO	0:00	23:59	100	1100
CC-201700913	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	08/07/2017 08:00	09/07/2017 18:00	FERIALE	0:00	6:59	300	800
CC-201700913	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	08/07/2017 08:00	09/07/2017 18:00	FERIALE	7:00	22:59	100	1000
CC-201700913	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	08/07/2017 08:00	09/07/2017 18:00	FERIALE	23:00	23:59	300	800
CC-201700913	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	08/07/2017 08:00	09/07/2017 18:00	FESTIVO	0:00	6:59	300	800
CC-201700913	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	08/07/2017 08:00	09/07/2017 18:00	FESTIVO	7:00	22:59	100	1000
CC-201700913	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	08/07/2017 08:00	09/07/2017 18:00	FESTIVO	23:00	23:59	300	800
CA-201700898	CNOR -> CORS	MANUTENZIONE URGENTE	10/07/2017 12:00	10/07/2017 18:00	FERIALE	12:00	18:00	0	300
CA-201700898	CORS -> CNOR	MANUTENZIONE URGENTE	10/07/2017 12:00	10/07/2017 18:00	FERIALE	12:00	18:00	0	300

ID	CODICE_INTERZONALE	TIPOLOGIA	DATA INIZIO	DATA FINE	Tipo Giorno	Ora inizio fascia	Ora fine fascia	Nuovo Limite	Riduzione*
CA-201700898	CORS -> SARD	MANUTENZIONE URGENTE	10/07/2017 12:00	10/07/2017 18:00	FERIALE	12:00	18:00	0	300
CA-201700898	SARD -> CORS	MANUTENZIONE URGENTE	10/07/2017 12:00	10/07/2017 18:00	FERIALE	12:00	18:00	0	300
CA-201700869	CORS -> SARD	MANUTENZIONE	12/07/2017 05:30	12/07/2017 21:00	FERIALE	5:30	21:00	30	270
CA-201700870	CSUD -> SARD	MANUTENZIONE	12/07/2017 05:30	12/07/2017 21:00	FERIALE	5:30	21:00	520	200
CC-201700886	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	16/07/2017 09:00	16/07/2017 16:00	FESTIVO	9:00	16:00	3800	800
CC-201700967	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	21/07/2017 08:00	21/07/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	3400	1200
CC-201700957	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE URGENTE	21/07/2017 09:00	21/07/2017 14:00	FERIALE	9:00	14:00	2250	200
CC-201700978	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	23/07/2017 08:00	23/07/2017 16:00	FESTIVO	8:00	16:00	3400	1200
CA-201701001	CNOR -> CORS	MANUTENZIONE URGENTE	30/07/2017 06:00	30/07/2017 17:30	FESTIVO	6:00	17:30	0	300
CA-201701001	CORS -> CNOR	MANUTENZIONE URGENTE	30/07/2017 06:00	30/07/2017 17:30	FESTIVO	6:00	17:30	0	300
CA-201701001	CORS -> SARD	MANUTENZIONE URGENTE	30/07/2017 06:00	30/07/2017 17:30	FESTIVO	6:00	17:30	0	300
CA-201701001	SARD -> CORS	MANUTENZIONE URGENTE	30/07/2017 06:00	30/07/2017 17:30	FESTIVO	6:00	17:30	0	300
CC-201700969	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	30/07/2017 08:00	31/07/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	800	1650
CC-201700969	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	30/07/2017 08:00	31/07/2017 15:00	FESTIVO	8:00	15:00	800	1400
CC-201700969	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	30/07/2017 08:00	31/07/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	3200	1400
CC-201700969	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	30/07/2017 08:00	31/07/2017 15:00	FESTIVO	8:00	15:00	3200	1400
CC-201700501	CNOR -> NORD	MANUTENZIONE	01/08/2017 06:00	04/08/2017 18:00	FERIALE	6:00	18:00	1400	900
CC-201700501	NORD -> CNOR	MANUTENZIONE	01/08/2017 06:00	04/08/2017 18:00	FERIALE	6:00	18:00	2200	1400
CC-201700553	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	01/08/2017 08:00	05/08/2017 18:00	FERIALE	0:00	23:59	3200	1400
CC-201700970	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	06/08/2017 08:00	07/08/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	800	1650
CC-201700970	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	06/08/2017 08:00	07/08/2017 15:00	FESTIVO	8:00	15:00	800	1400
CC-201700970	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	06/08/2017 08:00	07/08/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	3200	1400
CC-201700970	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	06/08/2017 08:00	07/08/2017 15:00	FESTIVO	8:00	15:00	3200	1400
CC-201701022	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	06/08/2017 08:00	06/08/2017 12:00	FESTIVO	8:00	12:00	3400	1200
CC-201601939	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	07/08/2017 08:00	10/08/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3400	1200
CC-201700968	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	16/08/2017 08:00	16/08/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	3400	1200
CC-201601944	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	21/08/2017 08:00	25/08/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3400	1200
CC-201701090	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	24/08/2017 16:00	24/08/2017 19:00	FERIALE	16:00	19:00	4500	100
CC-201701059	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	25/08/2017 08:00	25/08/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	800	1650
CC-201701059	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	25/08/2017 08:00	25/08/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	3200	1400
CA-201701101	CNOR -> CORS	MANUTENZIONE URGENTE	25/08/2017 11:00	25/08/2017 16:00	FERIALE	11:00	16:00	0	300
CA-201701101	CORS -> CNOR	MANUTENZIONE URGENTE	25/08/2017 11:00	25/08/2017 16:00	FERIALE	11:00	16:00	0	300
CA-201701101	CORS -> SARD	MANUTENZIONE URGENTE	25/08/2017 11:00	25/08/2017 16:00	FERIALE	11:00	16:00	0	300
CA-201701101	SARD -> CORS	MANUTENZIONE URGENTE	25/08/2017 11:00	25/08/2017 16:00	FERIALE	11:00	16:00	0	300
CC-201700971	ROSN -> SUD	SVILUPPO E RINNOVO	26/08/2017 08:00	28/08/2017 15:00	FERIALE	0:00	23:59	550	1900
CC-201700971	ROSN -> SUD	SVILUPPO E RINNOVO	26/08/2017 08:00	28/08/2017 15:00	FESTIVO	0:00	23:59	550	1650
CC-201700971	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	26/08/2017 08:00	28/08/2017 15:00	FERIALE	0:00	23:59	2800	1800
CC-201700971	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	26/08/2017 08:00	28/08/2017 15:00	FESTIVO	0:00	23:59	2800	1800
CC-201700551	CNOR -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	29/08/2017 08:00	30/08/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	1400	900
CC-201700551	NORD -> CNOR	SVILUPPO E RINNOVO	29/08/2017 08:00	30/08/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	2600	1000

ID	CODICE_INTERZONALE	TIPOLOGIA	DATA INIZIO	DATA FINE	Tipo Giorno	Ora inizio fascia	Ora fine fascia	Nuovo Limite	Riduzione*
CA-201701141	CSUD -> SARD	MANUTENZIONE URGENTE	30/08/2017 10:00	30/08/2017 14:00	FERIALE	10:00	14:00	270	450
CA-201701141	SARD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	30/08/2017 10:00	30/08/2017 14:00	FERIALE	10:00	14:00	300	600
CA-201701146	SARD -> COAC	MANUTENZIONE URGENTE	01/09/2017 08:00	01/09/2017 12:00	FERIALE	8:00	12:00	10	45
CC-201701158	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE URGENTE	03/09/2017 08:00	03/09/2017 18:00	FESTIVO	8:00	18:00	100	1100
CC-201701159	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE URGENTE	03/09/2017 08:00	03/09/2017 18:00	FESTIVO	8:00	18:00	100	1000
CA-201700362	CORS -> SARD	SVILUPPO E RINNOVO	04/09/2017 08:00	18/09/2017 07:59	FERIALE	0:00	23:59	0	300
CA-201700362	CORS -> SARD	SVILUPPO E RINNOVO	04/09/2017 08:00	18/09/2017 07:59	FESTIVO	0:00	23:59	0	300
CA-201700362	SARD -> CORS	SVILUPPO E RINNOVO	04/09/2017 08:00	18/09/2017 07:59	FERIALE	0:00	23:59	0	300
CA-201700362	SARD -> CORS	SVILUPPO E RINNOVO	04/09/2017 08:00	18/09/2017 07:59	FESTIVO	0:00	23:59	0	300
CC-201601886	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	04/09/2017 08:00	08/09/2017 18:00	FERIALE	8:00	18:00	3500	1100
CC-201601946	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	04/09/2017 08:00	05/09/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	4500	100
CC-201700416	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	05/09/2017 09:00	08/09/2017 15:00	FERIALE	9:00	15:00	3800	800
CC-201700990	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	11/09/2017 08:00	15/09/2017 15:00	FERIALE	0:00	23:59	1000	1450
CC-201700990	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	11/09/2017 08:00	15/09/2017 15:00	FERIALE	0:00	23:59	3400	1200
CC-201701003	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	11/09/2017 08:00	14/09/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3900	700
CC-201701232	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	16/09/2017 08:00	17/09/2017 18:00	FERIALE	8:00	18:00	550	1900
CC-201701232	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	16/09/2017 08:00	17/09/2017 18:00	FESTIVO	8:00	18:00	550	1650
CC-201701232	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	16/09/2017 08:00	17/09/2017 18:00	FERIALE	8:00	18:00	2800	1800
CC-201701232	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	16/09/2017 08:00	17/09/2017 18:00	FESTIVO	8:00	18:00	2800	1800
CA-201701286	SARD -> COAC	MANUTENZIONE URGENTE	16/09/2017 08:30	16/09/2017 11:30	FERIALE	8:30	11:30	50	5
CA-201700363	CNOR -> CORS	SVILUPPO E RINNOVO	18/09/2017 08:00	13/10/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	0	300
CA-201700363	CNOR -> CORS	SVILUPPO E RINNOVO	18/09/2017 08:00	13/10/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	0	300
CA-201700363	CORS -> CNOR	SVILUPPO E RINNOVO	18/09/2017 08:00	13/10/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	0	300
CA-201700363	CORS -> CNOR	SVILUPPO E RINNOVO	18/09/2017 08:00	13/10/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	0	300
CA-201700363	CORS -> SARD	SVILUPPO E RINNOVO	18/09/2017 08:00	13/10/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	0	300
CA-201700363	CORS -> SARD	SVILUPPO E RINNOVO	18/09/2017 08:00	13/10/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	0	300
CA-201700363	SARD -> CORS	SVILUPPO E RINNOVO	18/09/2017 08:00	13/10/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	0	300
CA-201700363	SARD -> CORS	SVILUPPO E RINNOVO	18/09/2017 08:00	13/10/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	0	300
CC-201601950	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	18/09/2017 08:00	20/09/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	2600	2000
CC-201701310	NORD -> CNOR	GUASTO	18/09/2017 12:00	01/10/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	2200	1400
CC-201701310	NORD -> CNOR	GUASTO	18/09/2017 12:00	01/10/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	2200	1400
CC-201701312	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	22/09/2017 09:00	22/09/2017 16:00	FERIALE	9:00	16:00	3800	800
CA-201701000	SARD -> COAC	MANUTENZIONE	25/09/2017 08:00	25/09/2017 16:30	FERIALE	8:00	16:30	40	15
CC-201701096	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	25/09/2017 08:00	26/09/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	2600	2000
CC-201701096	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	25/09/2017 08:00	26/09/2017 16:00	FESTIVO	8:00	16:00	2600	2000
CC-201701345	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	27/09/2017 08:00	27/09/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	4500	100
CC-201701365	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	27/09/2017 16:00	28/09/2017 18:00	FERIALE	0:00	23:59	4400	200
CC-201701369	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	29/09/2017 08:00	29/09/2017 17:00	FERIALE	8:00	17:00	3500	1100
CC-201601877	SICI -> ROSN	SVILUPPO E RINNOVO	02/10/2017 07:00	30/10/2017 12:00	FERIALE	0:00	6:59	100	1100
CC-201601877	SICI -> ROSN	SVILUPPO E RINNOVO	02/10/2017 07:00	30/10/2017 12:00	FERIALE	7:00	22:59	250	950

ID	CODICE_INTERZONALE	TIPOLOGIA	DATA INIZIO	DATA FINE	Tipo Giorno	Ora inizio fascia	Ora fine fascia	Nuovo Limite	Riduzione*
CC-201601877	SICI -> ROSN	SVILUPPO E RINNOVO	02/10/2017 07:00	30/10/2017 12:00	FERIALE	23:00	23:59	100	1100
CC-201601877	SICI -> ROSN	SVILUPPO E RINNOVO	02/10/2017 07:00	30/10/2017 12:00	FESTIVO	0:00	23:59	100	1100
CC-201601879	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	02/10/2017 07:00	30/10/2017 12:00	FERIALE	0:00	6:59	300	800
CC-201601879	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	02/10/2017 07:00	30/10/2017 12:00	FERIALE	7:00	22:59	100	1000
CC-201601879	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	02/10/2017 07:00	30/10/2017 12:00	FERIALE	23:00	23:59	300	800
CC-201601879	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	02/10/2017 07:00	30/10/2017 12:00	FESTIVO	0:00	6:59	300	800
CC-201601879	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	02/10/2017 07:00	30/10/2017 12:00	FESTIVO	7:00	22:59	100	1000
CC-201601879	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	02/10/2017 07:00	30/10/2017 12:00	FESTIVO	23:00	23:59	300	800
CC-201701370	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	03/10/2017 08:00	03/10/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	3800	800
CA-201701389	SARD -> COAC	MANUTENZIONE	09/10/2017 08:00	09/10/2017 16:30	FERIALE	8:00	16:30	65	35
CC-201701024	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	09/10/2017 08:00	13/10/2017 15:00	FERIALE	0:00	23:59	700	400
CC-201701024	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE	09/10/2017 08:00	13/10/2017 15:00	FERIALE	0:00	23:59	700	500
CA-201701390	SARD -> COAC	MANUTENZIONE	10/10/2017 08:00	10/10/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	70	30
CC-201701447	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	12/10/2017 08:00	12/10/2017 12:00	FERIALE	8:00	12:00	800	1650
CC-201701447	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	12/10/2017 08:00	12/10/2017 12:00	FERIALE	8:00	12:00	3200	1400
CC-201701448	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	12/10/2017 13:00	12/10/2017 17:00	FERIALE	13:00	17:00	800	1650
CC-201701448	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	12/10/2017 13:00	12/10/2017 17:00	FERIALE	13:00	17:00	3200	1400
CC-201701354	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	13/10/2017 08:00	13/10/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3400	1200
CA-201601339	CORS -> SARD	SVILUPPO E RINNOVO	13/10/2017 16:00	29/10/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	0	300
CA-201601339	CORS -> SARD	SVILUPPO E RINNOVO	13/10/2017 16:00	29/10/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	0	300
CA-201601339	SARD -> CORS	SVILUPPO E RINNOVO	13/10/2017 16:00	29/10/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	0	300
CA-201601339	SARD -> CORS	SVILUPPO E RINNOVO	13/10/2017 16:00	29/10/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	0	300
CC-201601970	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	14/10/2017 08:00	23/10/2017 17:00	FERIALE	8:00	17:00	3500	1100
CC-201601970	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	14/10/2017 08:00	23/10/2017 17:00	FESTIVO	8:00	17:00	3500	1100
CC-201601969	CNOR -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	16/10/2017 07:00	25/10/2017 18:00	FERIALE	0:00	23:59	800	1300
CC-201601969	CNOR -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	16/10/2017 07:00	25/10/2017 18:00	FESTIVO	0:00	23:59	800	1300
CC-201601969	CSUD -> CNOR	SVILUPPO E RINNOVO	16/10/2017 07:00	25/10/2017 18:00	FERIALE	0:00	23:59	1200	1500
CC-201601969	CSUD -> CNOR	SVILUPPO E RINNOVO	16/10/2017 07:00	25/10/2017 18:00	FESTIVO	0:00	23:59	1200	1500
CA-201700996	SARD -> COAC	MANUTENZIONE	16/10/2017 08:30	16/10/2017 16:00	FERIALE	8:30	16:00	55	45
CA-201700998	SARD -> COAC	MANUTENZIONE	18/10/2017 08:30	18/10/2017 16:00	FERIALE	8:30	16:00	85	15
CA-201700999	SARD -> COAC	MANUTENZIONE	19/10/2017 08:30	19/10/2017 16:00	FERIALE	8:30	16:00	40	60
CC-201701093	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	23/10/2017 08:00	27/10/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	700	400
CC-201701093	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE	23/10/2017 08:00	27/10/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	700	500
CC-201701305	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	23/10/2017 09:00	24/10/2017 16:00	FERIALE	9:00	16:00	3800	800
CC-201701142	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	24/10/2017 08:00	28/10/2017 16:00	FERIALE	0:00	6:59	300	800
CC-201701142	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	24/10/2017 08:00	28/10/2017 16:00	FERIALE	7:00	22:59	100	1000
CC-201701142	ROSN -> SICI	SVILUPPO E RINNOVO	24/10/2017 08:00	28/10/2017 16:00	FERIALE	23:00	23:59	300	800
CC-201701143	SICI -> ROSN	SVILUPPO E RINNOVO	24/10/2017 08:00	28/10/2017 16:00	FERIALE	0:00	6:59	100	1100
CC-201701143	SICI -> ROSN	SVILUPPO E RINNOVO	24/10/2017 08:00	28/10/2017 16:00	FERIALE	7:00	22:59	250	950
CC-201701143	SICI -> ROSN	SVILUPPO E RINNOVO	24/10/2017 08:00	28/10/2017 16:00	FERIALE	23:00	23:59	100	1100

ID	CODICE_INTERZONALE	TIPOLOGIA	DATA INIZIO	DATA FINE	Tipo Giorno	Ora inizio fascia	Ora fine fascia	Nuovo Limite	Riduzione*
CC-201701493	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	24/10/2017 08:00	25/10/2017 19:00	FERIALE	8:00	19:00	3400	1200
CC-201701373	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	29/10/2017 08:00	29/10/2017 16:00	FESTIVO	8:00	16:00	550	1650
CC-201701373	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	29/10/2017 08:00	29/10/2017 16:00	FESTIVO	8:00	16:00	2800	1800
CA-201701002	SARD -> COAC	MANUTENZIONE	31/10/2017 08:00	31/10/2017 16:30	FERIALE	8:30	16:00	50	50
CC-201701135	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	01/11/2017 08:00	01/11/2017 17:00	FESTIVO	8:00	17:00	3400	1200
CC-201701136	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	02/11/2017 08:00	02/11/2017 17:00	FERIALE	8:00	17:00	3400	1200
CC-201701506	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	03/11/2017 08:00	03/11/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3400	1200
CA-201700997	SARD -> COAC	MANUTENZIONE	03/11/2017 08:30	03/11/2017 16:00	FERIALE	8:30	16:00	85	15
CC-201601884	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	06/11/2017 08:00	14/11/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	3900	700
CC-201601884	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	06/11/2017 08:00	14/11/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	3900	700
CC-201701624	CNOR -> CORS	GUASTO	14/11/2017 14:00	17/11/2017 15:42	FERIALE	0:00	23:59	0	300
CC-201701624	CORS -> CNOR	GUASTO	14/11/2017 14:00	17/11/2017 15:42	FERIALE	0:00	23:59	0	300
CC-201701624	CORS -> SARD	GUASTO	14/11/2017 14:00	17/11/2017 15:42	FERIALE	0:00	23:59	50	250
CC-201701624	SARD -> CORS	GUASTO	14/11/2017 14:00	17/11/2017 15:42	FERIALE	0:00	23:59	50	250
CC-201701615	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	20/11/2017 07:00	21/11/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	4500	100
CC-201701440	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	20/11/2017 08:00	24/11/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3900	700
CC-201701498	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	21/11/2017 08:00	22/11/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	800	1650
CC-201701498	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	21/11/2017 08:00	22/11/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	3200	1400
PA-201701648	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	21/11/2017 08:00	21/11/2017 12:00	FERIALE	8:00	12:00	900	200
PA-201701648	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE	21/11/2017 08:00	21/11/2017 12:00	FERIALE	8:00	12:00	900	300
CC-201701499	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	23/11/2017 08:00	24/11/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	800	1650
CC-201701499	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	23/11/2017 08:00	24/11/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	3200	1400
CC-201700552	CNOR -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	25/11/2017 08:00	01/12/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	700	1800
CC-201700552	CNOR -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	25/11/2017 08:00	01/12/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	700	1800
CC-201700552	NORD -> CNOR	SVILUPPO E RINNOVO	25/11/2017 08:00	01/12/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	1400	2600
CC-201700552	NORD -> CNOR	SVILUPPO E RINNOVO	25/11/2017 08:00	01/12/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	1400	2600
CC-201701455	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	26/11/2017 07:00	26/11/2017 17:00	FESTIVO	7:00	17:00	2800	1800
CC-201701530	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	26/11/2017 08:00	26/11/2017 15:00	FESTIVO	8:00	15:00	3900	700
CC-201701531	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	27/11/2017 08:00	27/11/2017 12:00	FERIALE	8:00	12:00	3400	1200
CC-201701539	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	27/11/2017 08:00	01/12/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	3900	700
CC-201701532	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	27/11/2017 12:00	27/11/2017 17:00	FERIALE	12:00	17:00	3400	1200
CC-201701656	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	02/12/2017 08:00	03/12/2017 15:00	FERIALE	0:00	23:59	3900	700
CC-201701656	SUD -> CSUD	SVILUPPO E RINNOVO	02/12/2017 08:00	03/12/2017 15:00	FESTIVO	0:00	23:59	3900	700
CA-201701669	CSUD -> SARD	MANUTENZIONE	04/12/2017 08:00	10/12/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	270	450
CA-201701669	CSUD -> SARD	MANUTENZIONE	04/12/2017 08:00	10/12/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	270	450
CA-201701669	SARD -> CSUD	MANUTENZIONE	04/12/2017 08:00	10/12/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	300	600
CA-201701669	SARD -> CSUD	MANUTENZIONE	04/12/2017 08:00	10/12/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	300	570
CC-201701650	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	04/12/2017 09:00	07/12/2017 16:00	FERIALE	9:00	16:00	3900	700
CC-201701806	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	10/12/2017 08:00	10/12/2017 12:00	FESTIVO	8:00	12:00	3900	700
CC-201701925	ROSN -> SICI	MANUTENZIONE	10/12/2017 08:00	10/12/2017 17:00	FESTIVO	8:00	17:00	100	1000

ID	CODICE_INTERZONALE	TIPOLOGIA	DATA INIZIO	DATA FINE	Tipo Giorno	Ora inizio fascia	Ora fine fascia	Nuovo Limite	Riduzione*
CC-201701926	SICI -> ROSN	MANUTENZIONE	10/12/2017 08:00	10/12/2017 17:00	FESTIVO	8:00	17:00	100	1100
CC-201701807	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	11/12/2017 08:00	11/12/2017 12:00	FERIALE	8:00	12:00	3900	700
CC-201702055	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	11/12/2017 12:00	11/12/2017 13:00	FERIALE	12:00	13:00	2600	2000
CC-201702056	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	11/12/2017 13:00	11/12/2017 14:00	FERIALE	13:00	14:00	2600	2000
CC-201701746	ROSN -> SUD	MANUTENZIONE	12/12/2017 08:00	12/12/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	2250	200
CC-201702086	CNOR -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	16/12/2017 07:00	16/12/2017 08:00	FERIALE	7:00	8:00	800	1300
CC-201702086	CNOR -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	16/12/2017 07:00	16/12/2017 08:00	FERIALE	7:00	8:00	900	1600
CC-201702086	CSUD -> CNOR	MANUTENZIONE URGENTE	16/12/2017 07:00	16/12/2017 08:00	FERIALE	7:00	8:00	1200	1500
CC-201702086	NORD -> CNOR	MANUTENZIONE URGENTE	16/12/2017 07:00	16/12/2017 08:00	FERIALE	7:00	8:00	2000	2000
CA-201702094	SARD -> COAC	MANUTENZIONE	18/12/2017 09:00	21/12/2017 18:00	FERIALE	9:00	18:00	40	60
CC-201702071	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	18/12/2017 09:00	19/12/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	3800	800
CC-201702097	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	19/12/2017 08:00	21/12/2017 17:00	FERIALE	8:00	17:00	3400	1200
CC-201702072	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	20/12/2017 09:00	21/12/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	3800	800
CC-201702083	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE URGENTE	22/12/2017 08:00	22/12/2017 09:00	FERIALE	8:00	9:00	2600	2000
CC-201702054	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	22/12/2017 09:00	22/12/2017 17:00	FERIALE	9:00	17:00	3800	800
CC-201702082	SUD -> CSUD	MANUTENZIONE	27/12/2017 09:00	27/12/2017 15:00	FERIALE	9:00	15:00	3400	1200

(*) Riduzione calcolata rispetto al limite a rete integra più alto nel caso di dipendenza dal fabbisogno residuo.

Di seguito l'elenco relativo alle indisponibilità che hanno portato a riduzione della capacità di trasporto con le frontiere estere, con il valore della riduzione a seguito di indisponibilità e il dettaglio riguardante il tipo giorno in cui tale limitazione era applicabile e la fascia di applicabilità all'interno del periodo del vincolo:

ID	CODICE_INTERZONALE	TIPOLOGIA	DATA INIZIO	DATA FINE	Tipo Giorno	Ora inizio fascia	Ora fine fascia	Nuovo Limite*	Riduzione
CC-201601558	BRNN -> GREC	GUASTO	22/10/2016 00:00	21/01/2017 23:59	FERIALE	0:00	23:59	0	500
CC-201601558	BRNN -> GREC	GUASTO	22/10/2016 00:00	21/01/2017 23:59	FESTIVO	0:00	23:59	0	500
CC-201601558	GREC -> BRNN	GUASTO	22/10/2016 00:00	21/01/2017 23:59	FERIALE	0:00	23:59	0	500
CC-201601558	GREC -> BRNN	GUASTO	22/10/2016 00:00	21/01/2017 23:59	FESTIVO	0:00	23:59	0	500
CC-201602024	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	23/01/2017 07:00	23/01/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	3340	900
CC-201700083	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	24/01/2017 08:00	24/01/2017 13:00	FERIALE	8:00	13:00	2840	1400
CC-201700096	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	01/02/2017 08:00	28/02/2017 15:00	FERIALE	0:00	23:59	4115	125
CC-201700096	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	01/02/2017 08:00	28/02/2017 15:00	FESTIVO	0:00	23:59	3585	125
CC-201700195	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	14/02/2017 10:00	14/02/2017 12:00	FERIALE	10:00	12:00	3840	400
CC-201700210	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	16/02/2017 08:00	16/02/2017 17:00	FERIALE	8:00	17:00	4040	200
CC-201700097	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	26/02/2017 08:00	26/02/2017 18:00	FESTIVO	0:00	23:59	3630	80
CC-201602097	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	01/03/2017 07:00	10/03/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	4140	100
CC-201602097	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	01/03/2017 07:00	10/03/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	3610	100

ID	CODICE_INTERZIONALE	TIPOLOGIA	DATA INIZIO	DATA FINE	Tipo Giorno	Ora inizio fascia	Ora fine fascia	Nuovo Limite*	Riduzione
CC-201700276	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	03/03/2017 07:00	03/03/2017 17:00	FERIALE	7:00	17:00	4160	80
CC-201602027	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	06/03/2017 08:00	10/03/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	4040	200
CC-201602166	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	20/03/2017 07:00	31/03/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	4140	100
CC-201602166	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	20/03/2017 07:00	31/03/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	3610	100
CC-201700375	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	20/03/2017 07:00	24/03/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	4140	100
CC-201700375	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	20/03/2017 07:00	24/03/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	3610	100
CC-201700240	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	20/03/2017 08:00	24/03/2017 18:00	FERIALE	0:00	23:59	4170	70
CC-201602030	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	03/04/2017 07:00	07/04/2017 17:00	FERIALE	0:00	6:59	3040	1200
CC-201602030	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	03/04/2017 07:00	07/04/2017 17:00	FERIALE	7:00	22:59	2840	1400
CC-201602030	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	03/04/2017 07:00	07/04/2017 17:00	FERIALE	23:00	23:59	3040	1200
CC-201602030	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	03/04/2017 07:00	07/04/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	2510	1200
CC-201602099	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	03/04/2017 07:00	04/04/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	4040	200
CC-201602099	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	03/04/2017 07:00	04/04/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	3510	200
CC-201602028	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	03/04/2017 08:00	30/04/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	3940	300
CC-201700443	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	08/04/2017 08:00	08/04/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	3440	800
CC-201700430	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	13/04/2017 07:00	13/04/2017 17:00	FERIALE	7:00	17:00	3340	900
CC-201700411	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	13/04/2017 09:00	28/04/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	4170	70
CC-201700463	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	18/04/2017 07:00	18/04/2017 17:00	FERIALE	7:00	17:00	4040	200
CC-201602082	FRAN -> NORD	MANUTENZIONE	24/04/2017 07:00	25/04/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	1850	1300
CC-201602082	FRAN -> NORD	MANUTENZIONE	24/04/2017 07:00	25/04/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	1695	1300
CC-201602033	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	24/04/2017 08:00	30/04/2017 16:00	FERIALE	0:00	6:59	3440	800
CC-201602033	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	24/04/2017 08:00	30/04/2017 16:00	FERIALE	7:00	22:59	3240	1000
CC-201602033	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	24/04/2017 08:00	30/04/2017 16:00	FERIALE	23:00	23:59	3440	800
CC-201602033	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	24/04/2017 08:00	30/04/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	2910	800
CC-201602135	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	27/04/2017 07:00	28/04/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	4240	0
CC-201700564	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	03/05/2017 00:00	22/05/2017 06:59	FERIALE	0:00	6:59	3320	100
CC-201700564	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	03/05/2017 00:00	22/05/2017 06:59	FERIALE	7:00	22:59	3345	75
CC-201700564	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	03/05/2017 00:00	22/05/2017 06:59	FERIALE	23:00	23:59	3320	100
CC-201700564	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	03/05/2017 00:00	22/05/2017 06:59	FESTIVO	0:00	23:59	3000	100
CC-201700536	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	10/05/2017 08:00	12/05/2017 18:00	FERIALE	0:00	23:59	3020	400
CC-201602032	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	15/05/2017 08:00	26/05/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	2520	900
CC-201602032	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	15/05/2017 08:00	26/05/2017 17:00	GIORNO CUSTOM	0:00	4:00	3100	0
CC-201602032	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	15/05/2017 08:00	26/05/2017 17:00	GIORNO CUSTOM	0:00	10:00	2200	900
CC-201602032	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	15/05/2017 08:00	26/05/2017 17:00	GIORNO CUSTOM	4:00	23:59	2200	900
CC-201602032	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	15/05/2017 08:00	26/05/2017 17:00	GIORNO CUSTOM	10:00	16:00	3100	0
CC-201602032	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	15/05/2017 08:00	26/05/2017 17:00	GIORNO CUSTOM	16:00	23:59	2200	900
CC-201700642	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	17/05/2017 07:00	17/05/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	3020	400
CC-201700565	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	22/05/2017 07:00	25/05/2017 17:00	FERIALE	0:00	6:59	3320	100
CC-201700565	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	22/05/2017 07:00	25/05/2017 17:00	FERIALE	7:00	22:59	3345	75
CC-201700565	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	22/05/2017 07:00	25/05/2017 17:00	FERIALE	23:00	23:59	3320	100

ID	CODICE_INTERZIONALE	TIPOLOGIA	DATA INIZIO	DATA FINE	Tipo Giorno	Ora inizio fascia	Ora fine fascia	Nuovo Limite*	Riduzione
CC-201700565	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	22/05/2017 07:00	25/05/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	3000	100
CC-201700566	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	22/05/2017 07:00	21/07/2017 16:00	FERIALE	0:00	6:59	3320	100
CC-201700566	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	22/05/2017 07:00	21/07/2017 16:00	FERIALE	7:00	22:59	3345	75
CC-201700566	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	22/05/2017 07:00	21/07/2017 16:00	FERIALE	23:00	23:59	3320	100
CC-201700566	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	22/05/2017 07:00	21/07/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	3000	100
CC-201700396	BRNN -> GREC	MANUTENZIONE	22/05/2017 08:00	18/06/2017 18:00	FERIALE	0:00	23:59	0	500
CC-201700396	BRNN -> GREC	MANUTENZIONE	22/05/2017 08:00	18/06/2017 18:00	FESTIVO	0:00	23:59	0	500
CC-201700396	GREC -> BRNN	MANUTENZIONE	22/05/2017 08:00	18/06/2017 18:00	FERIALE	0:00	23:59	0	500
CC-201700396	GREC -> BRNN	MANUTENZIONE	22/05/2017 08:00	18/06/2017 18:00	FESTIVO	0:00	23:59	0	500
CC-201602029	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	01/06/2017 07:00	25/06/2017 18:00	FERIALE	0:00	6:59	2220	1200
CC-201602029	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	01/06/2017 07:00	25/06/2017 18:00	FERIALE	7:00	22:59	2020	1400
CC-201602029	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	01/06/2017 07:00	25/06/2017 18:00	FERIALE	23:00	23:59	2220	1200
CC-201602029	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	01/06/2017 07:00	25/06/2017 18:00	FESTIVO	0:00	23:59	1900	1200
CC-201700690	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	17/06/2017 06:00	18/06/2017 22:00	FERIALE	0:00	6:59	3320	100
CC-201700690	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	17/06/2017 06:00	18/06/2017 22:00	FERIALE	7:00	22:59	3345	75
CC-201700690	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	17/06/2017 06:00	18/06/2017 22:00	FERIALE	23:00	23:59	3320	100
CC-201700690	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	17/06/2017 06:00	18/06/2017 22:00	FESTIVO	0:00	23:59	3000	100
CC-201700760	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	19/06/2017 01:00	19/06/2017 07:00	FERIALE	0:00	6:59	3320	100
CC-201700760	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	19/06/2017 01:00	19/06/2017 07:00	FERIALE	7:00	22:59	3345	75
CC-201700760	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	19/06/2017 01:00	19/06/2017 07:00	FERIALE	23:00	23:59	3320	100
CC-201700760	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	19/06/2017 01:00	19/06/2017 07:00	FESTIVO	0:00	23:59	3000	100
CC-201700691	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	19/06/2017 07:00	23/06/2017 18:00	FERIALE	7:00	18:00	3345	75
CC-201700862	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	03/07/2017 07:00	07/07/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	3020	400
CC-201700766	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	10/07/2017 08:00	14/07/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	3310	110
CC-201700945	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	22/07/2017 08:00	22/07/2017 16:00	FERIALE	8:00	16:00	3220	200
CC-201700927	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	26/07/2017 07:00	28/07/2017 18:00	FERIALE	0:00	23:59	3300	120
CC-201700927	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	26/07/2017 07:00	28/07/2017 18:00	FESTIVO	0:00	23:59	2980	120
CC-201700685	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	28/07/2017 06:00	30/07/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	1620	1800
CC-201700685	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	28/07/2017 06:00	30/07/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	1300	1800
CC-201602085	AUST -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	31/07/2017 08:00	01/09/2017 16:00	FERIALE	0:00	6:59	75	195
CC-201602085	AUST -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	31/07/2017 08:00	01/09/2017 16:00	FERIALE	7:00	22:59	65	205
CC-201602085	AUST -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	31/07/2017 08:00	01/09/2017 16:00	FERIALE	23:00	23:59	75	195
CC-201602085	AUST -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	31/07/2017 08:00	01/09/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	60	195
CC-201602085	NORD -> AUST	SVILUPPO E RINNOVO	31/07/2017 08:00	01/09/2017 16:00	FERIALE	0:00	6:59	0	90
CC-201602085	NORD -> AUST	SVILUPPO E RINNOVO	31/07/2017 08:00	01/09/2017 16:00	FERIALE	7:00	22:59	10	70
CC-201602085	NORD -> AUST	SVILUPPO E RINNOVO	31/07/2017 08:00	01/09/2017 16:00	FERIALE	23:00	23:59	0	90
CC-201602085	NORD -> AUST	SVILUPPO E RINNOVO	31/07/2017 08:00	01/09/2017 16:00	FESTIVO	0:00	23:59	10	90
CC-201700962	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	31/07/2017 08:00	04/08/2017 16:00	FERIALE	0:00	23:59	3120	300
CC-201602080	NORD -> SLOV	MANUTENZIONE	07/08/2017 07:00	11/08/2017 17:00	FERIALE	0:00	6:59	65	555
CC-201602080	NORD -> SLOV	MANUTENZIONE	07/08/2017 07:00	11/08/2017 17:00	FERIALE	7:00	22:59	65	555

ID	CODICE_INTERZIONALE	TIPOLOGIA	DATA INIZIO	DATA FINE	Tipo Giorno	Ora inizio fascia	Ora fine fascia	Nuovo Limite*	Riduzione
CC-201602080	NORD -> SLOV	MANUTENZIONE	07/08/2017 07:00	11/08/2017 17:00	FERIALE	23:00	23:59	65	555
CC-201602080	NORD -> SLOV	MANUTENZIONE	07/08/2017 07:00	11/08/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	90	555
CC-201602080	SLOV -> NORD	MANUTENZIONE	07/08/2017 07:00	11/08/2017 17:00	FERIALE	0:00	6:59	140	375
CC-201602080	SLOV -> NORD	MANUTENZIONE	07/08/2017 07:00	11/08/2017 17:00	FERIALE	7:00	22:59	100	415
CC-201602080	SLOV -> NORD	MANUTENZIONE	07/08/2017 07:00	11/08/2017 17:00	FERIALE	23:00	23:59	140	375
CC-201602080	SLOV -> NORD	MANUTENZIONE	07/08/2017 07:00	11/08/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	100	375
CC-201602081	FRAN -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	07/08/2017 07:00	24/08/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	2000	700
CC-201602081	FRAN -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	07/08/2017 07:00	24/08/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	1770	700
CC-201700991	FRAN -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	07/08/2017 07:00	23/08/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	2000	700
CC-201700991	FRAN -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	07/08/2017 07:00	23/08/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	1770	700
CC-201602136	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	14/08/2017 07:00	09/10/2017 18:00	FERIALE	0:00	6:59	2620	800
CC-201602136	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	14/08/2017 07:00	09/10/2017 18:00	FERIALE	7:00	22:59	2420	1000
CC-201602136	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	14/08/2017 07:00	09/10/2017 18:00	FERIALE	23:00	23:59	2620	800
CC-201602136	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	14/08/2017 07:00	09/10/2017 18:00	FESTIVO	0:00	23:59	2300	800
CC-201700216	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	14/08/2017 07:00	27/08/2017 18:00	FERIALE	0:00	6:59	3020	400
CC-201700216	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	14/08/2017 07:00	27/08/2017 18:00	FERIALE	7:00	22:59	3020	400
CC-201700216	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	14/08/2017 07:00	27/08/2017 18:00	FERIALE	23:00	23:59	3020	400
CC-201700216	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	14/08/2017 07:00	27/08/2017 18:00	FESTIVO	0:00	23:59	2700	400
CC-201701082	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	20/08/2017 08:00	20/08/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	2800	300
CC-201701087	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	22/08/2017 06:00	15/09/2017 18:00	FERIALE	0:00	6:59	3320	100
CC-201701087	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	22/08/2017 06:00	15/09/2017 18:00	FERIALE	7:00	22:59	3345	75
CC-201701087	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	22/08/2017 06:00	15/09/2017 18:00	FERIALE	23:00	23:59	3320	100
CC-201701087	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	22/08/2017 06:00	15/09/2017 18:00	FESTIVO	0:00	23:59	3000	100
CC-201602086	AUST -> NORD	MANUTENZIONE	22/08/2017 07:00	22/08/2017 17:00	FERIALE	0:00	6:59	210	60
CC-201602086	AUST -> NORD	MANUTENZIONE	22/08/2017 07:00	22/08/2017 17:00	FERIALE	7:00	22:59	205	65
CC-201602086	AUST -> NORD	MANUTENZIONE	22/08/2017 07:00	22/08/2017 17:00	FERIALE	23:00	23:59	210	60
CC-201602086	AUST -> NORD	MANUTENZIONE	22/08/2017 07:00	22/08/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	195	60
CC-201602086	NORD -> AUST	MANUTENZIONE	22/08/2017 07:00	22/08/2017 17:00	FERIALE	0:00	6:59	70	10
CC-201602086	NORD -> AUST	MANUTENZIONE	22/08/2017 07:00	22/08/2017 17:00	FERIALE	7:00	22:59	70	10
CC-201602086	NORD -> AUST	MANUTENZIONE	22/08/2017 07:00	22/08/2017 17:00	FERIALE	23:00	23:59	70	10
CC-201602086	NORD -> AUST	MANUTENZIONE	22/08/2017 07:00	22/08/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	90	10
CC-201602084	FRAN -> NORD	MANUTENZIONE	25/08/2017 07:00	25/08/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	1400	1300
CC-201602084	FRAN -> NORD	MANUTENZIONE	25/08/2017 07:00	25/08/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	1170	1300
CC-201602083	FRAN -> NORD	MANUTENZIONE	28/08/2017 07:00	01/09/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	1400	1300
CC-201602083	FRAN -> NORD	MANUTENZIONE	28/08/2017 07:00	01/09/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	1170	1300
CC-201602140	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	04/09/2017 08:00	08/09/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	3220	200
CC-201602140	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	04/09/2017 08:00	08/09/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	2900	200
CC-201602035	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	07/09/2017 07:00	08/09/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	2520	900
CC-201602137	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	11/09/2017 07:00	29/09/2017 17:00	FERIALE	0:00	6:59	3340	80
CC-201602137	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	11/09/2017 07:00	29/09/2017 17:00	FERIALE	7:00	22:59	3360	60

ID	CODICE_INTERZIONALE	TIPOLOGIA	DATA INIZIO	DATA FINE	Tipo Giorno	Ora inizio fascia	Ora fine fascia	Nuovo Limite*	Riduzione
CC-201602137	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	11/09/2017 07:00	29/09/2017 17:00	FERIALE	23:00	23:59	3340	80
CC-201602137	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	11/09/2017 07:00	29/09/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	3020	80
CC-201602165	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	11/09/2017 07:00	30/09/2017 23:59	FERIALE	0:00	6:59	3320	100
CC-201602165	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	11/09/2017 07:00	30/09/2017 23:59	FERIALE	7:00	22:59	3345	75
CC-201602165	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	11/09/2017 07:00	30/09/2017 23:59	FERIALE	23:00	23:59	3320	100
CC-201602165	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	11/09/2017 07:00	30/09/2017 23:59	FESTIVO	0:00	23:59	3000	100
CC-201700778	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	11/09/2017 07:00	15/09/2017 14:00	FERIALE	0:00	23:59	3220	200
CC-201602164	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	18/09/2017 07:00	19/09/2017 17:00	FERIALE	0:00	6:59	3320	100
CC-201602164	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	18/09/2017 07:00	19/09/2017 17:00	FERIALE	7:00	22:59	3345	75
CC-201602164	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	18/09/2017 07:00	19/09/2017 17:00	FERIALE	23:00	23:59	3320	100
CC-201602164	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	18/09/2017 07:00	19/09/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	3000	100
CC-201701306	FRAN -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	20/09/2017 09:00	21/09/2017 16:00	FERIALE	9:00	16:00	2200	500
CC-201701311	AUST -> NORD	GUASTO	22/09/2017 08:00	22/09/2017 17:00	FERIALE	8:00	17:00	213	57
CC-201701311	NORD -> AUST	GUASTO	22/09/2017 08:00	22/09/2017 17:00	FERIALE	8:00	17:00	70	10
CC-201700357	NORD -> SLOV	MANUTENZIONE	29/09/2017 06:00	30/09/2017 23:59	FERIALE	0:00	6:59	65	555
CC-201700357	NORD -> SLOV	MANUTENZIONE	29/09/2017 06:00	30/09/2017 23:59	FERIALE	7:00	22:59	65	555
CC-201700357	NORD -> SLOV	MANUTENZIONE	29/09/2017 06:00	30/09/2017 23:59	FERIALE	23:00	23:59	65	555
CC-201700357	NORD -> SLOV	MANUTENZIONE	29/09/2017 06:00	30/09/2017 23:59	FESTIVO	0:00	23:59	90	555
CC-201700357	SLOV -> NORD	MANUTENZIONE	29/09/2017 06:00	30/09/2017 23:59	FERIALE	0:00	6:59	140	375
CC-201700357	SLOV -> NORD	MANUTENZIONE	29/09/2017 06:00	30/09/2017 23:59	FERIALE	7:00	22:59	100	415
CC-201700357	SLOV -> NORD	MANUTENZIONE	29/09/2017 06:00	30/09/2017 23:59	FERIALE	23:00	23:59	140	375
CC-201700357	SLOV -> NORD	MANUTENZIONE	29/09/2017 06:00	30/09/2017 23:59	FESTIVO	0:00	23:59	100	375
CC-201700358	NORD -> SLOV	MANUTENZIONE	01/10/2017 00:00	01/10/2017 19:00	FERIALE	0:00	6:59	0	716
CC-201700358	NORD -> SLOV	MANUTENZIONE	01/10/2017 00:00	01/10/2017 19:00	FERIALE	7:00	22:59	0	716
CC-201700358	NORD -> SLOV	MANUTENZIONE	01/10/2017 00:00	01/10/2017 19:00	FERIALE	23:00	23:59	0	716
CC-201700358	NORD -> SLOV	MANUTENZIONE	01/10/2017 00:00	01/10/2017 19:00	FESTIVO	0:00	23:59	0	716
CC-201700358	SLOV -> NORD	MANUTENZIONE	01/10/2017 00:00	01/10/2017 19:00	FERIALE	0:00	6:59	210	520
CC-201700358	SLOV -> NORD	MANUTENZIONE	01/10/2017 00:00	01/10/2017 19:00	FERIALE	7:00	22:59	100	630
CC-201700358	SLOV -> NORD	MANUTENZIONE	01/10/2017 00:00	01/10/2017 19:00	FERIALE	23:00	23:59	210	520
CC-201700358	SLOV -> NORD	MANUTENZIONE	01/10/2017 00:00	01/10/2017 19:00	FESTIVO	0:00	23:59	100	520
CC-201701091	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	01/10/2017 00:00	15/10/2017 22:00	FERIALE	0:00	6:59	4140	100
CC-201701091	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	01/10/2017 00:00	15/10/2017 22:00	FERIALE	7:00	22:59	4165	75
CC-201701091	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	01/10/2017 00:00	15/10/2017 22:00	FERIALE	23:00	23:59	4140	100
CC-201701091	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	01/10/2017 00:00	15/10/2017 22:00	FESTIVO	0:00	23:59	3610	100
CC-201700941	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	03/10/2017 08:00	06/10/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	4090	150
CC-201700941	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	03/10/2017 08:00	06/10/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	3560	150
CC-201701439	BRNN -> GREC	GUASTO	10/10/2017 00:00	16/12/2017 23:59	FERIALE	0:00	23:59	0	500
CC-201701439	BRNN -> GREC	GUASTO	10/10/2017 00:00	16/12/2017 23:59	FESTIVO	0:00	23:59	0	500
CC-201701439	GREC -> BRNN	GUASTO	10/10/2017 00:00	16/12/2017 23:59	FERIALE	0:00	23:59	0	500
CC-201701439	GREC -> BRNN	GUASTO	10/10/2017 00:00	16/12/2017 23:59	FESTIVO	0:00	23:59	0	500

ID	CODICE_INTERZIONALE	TIPOLOGIA	DATA INIZIO	DATA FINE	Tipo Giorno	Ora inizio fascia	Ora fine fascia	Nuovo Limite*	Riduzione
CC-201701378	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	16/10/2017 06:00	18/10/2017 17:00	FERIALE	0:00	6:59	4140	100
CC-201701378	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	16/10/2017 06:00	18/10/2017 17:00	FERIALE	7:00	22:59	4165	75
CC-201701378	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	16/10/2017 06:00	18/10/2017 17:00	FERIALE	23:00	23:59	4140	100
CC-201701378	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	16/10/2017 06:00	18/10/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	3610	100
CC-201602138	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	16/10/2017 07:00	20/10/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	4090	150
CC-201701105	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	16/10/2017 08:00	16/10/2017 15:00	FERIALE	8:00	15:00	4240	0
CC-201602139	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	19/10/2017 07:00	20/10/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	4040	200
CC-201602139	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	19/10/2017 07:00	20/10/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	3510	200
CC-201701144	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	19/10/2017 08:00	21/10/2017 17:00	FERIALE	0:00	6:59	3040	1200
CC-201701144	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	19/10/2017 08:00	21/10/2017 17:00	FERIALE	7:00	22:59	2840	1400
CC-201701144	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	19/10/2017 08:00	21/10/2017 17:00	FERIALE	23:00	23:59	3040	1200
CC-201701144	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	19/10/2017 08:00	21/10/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	2510	1200
CC-201700605	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	23/10/2017 07:00	24/11/2017 17:00	FERIALE	0:00	6:59	3640	600
CC-201700605	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	23/10/2017 07:00	24/11/2017 17:00	FERIALE	7:00	22:59	3440	800
CC-201700605	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	23/10/2017 07:00	24/11/2017 17:00	FERIALE	23:00	23:59	3640	600
CC-201700605	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	23/10/2017 07:00	24/11/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	3110	600
CC-201701362	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	23/10/2017 07:00	17/11/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:29	4140	100
CC-201701362	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	23/10/2017 07:00	17/11/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	3610	100
CC-201700755	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	23/10/2017 08:00	05/11/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	4170	70
CC-201700755	SVIZ -> NORD	SVILUPPO E RINNOVO	23/10/2017 08:00	05/11/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	3640	70
CC-201700281	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	29/10/2017 07:00	29/10/2017 17:00	FESTIVO	0:00	23:59	2510	1200
CC-201701513	FRAN -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	03/11/2017 10:00	04/11/2017 17:00	FERIALE	10:00	17:00	2850	300
CC-201701282	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	13/11/2017 08:00	17/11/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	4190	50
CC-201701735	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	24/11/2017 06:00	24/11/2017 12:00	FERIALE	6:00	12:00	4160	80
CC-201701741	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	27/11/2017 08:00	07/12/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	4170	70
CC-201701699	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	04/12/2017 07:00	05/12/2017 17:00	FERIALE	7:00	17:00	4040	200
CC-201702034	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	07/12/2017 12:00	07/12/2017 18:00	FERIALE	12:00	18:00	3340	900
CC-201702063	AUST -> NORD	MANUTENZIONE URGENTE	13/12/2017 09:00	13/12/2017 12:00	FERIALE	9:00	12:00	85	230
CC-201702046	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	14/12/2017 07:00	15/12/2017 17:00	FERIALE	0:00	6:59	4120	120
CC-201702046	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	14/12/2017 07:00	15/12/2017 17:00	FERIALE	7:00	22:59	4080	160
CC-201702046	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	14/12/2017 07:00	15/12/2017 17:00	FERIALE	23:00	23:59	4120	120
CC-201702047	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	18/12/2017 07:00	20/12/2017 17:00	FERIALE	0:00	23:59	4140	100
CC-201702048	SVIZ -> NORD	MANUTENZIONE	18/12/2017 07:00	20/12/2017 17:00	FERIALE	7:00	17:00	4140	100

(*) Nuovo limite calcolato rispetto al limite a rete integra.