

QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE
RAPPORTO ANNUALE
PER L'ANNO 2006

(art. 32.4 della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 250/04)

30 aprile 2007

INDICE

1. PREMESSA.....	3
2. PIANIFICAZIONE DELLA RETE	3
2.1 Introduzione.....	3
2.2 Livelli previsionali a 5 anni delle potenze di corto circuito massime e minime ai diversi livelli di tensione.....	4
3. QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	7
3.1 Classificazione e registrazione delle interruzioni	7
3.2 Indici di qualità del servizio della rete di trasmissione di Sistema.....	7
3.3 Indici di qualità del servizio della rete di trasmissione per singolo Utente	11
3.4 Energia non fornita: suddivisione per Cause	13
3.5 Elenco siti con numero o durata delle disalimentazioni superiori al livello atteso	14
4. QUALITÀ DELLA TENSIONE.....	16
4.1 Indici di qualità della tensione.....	16
4.2 Campagna di misura	16
4.3 Primi risultati della campagna di misura	20
5. VERIFICA DELLA POTENZA DI CORTO CIRCUITO	35
6. VERIFICA DEL VALORE DI TENSIONE	37
7. SERVIZI DI INTERROMPIBILITÀ.....	39
8. CONTRATTI PER LA QUALITÀ PER GLI UTENTI DELLA RTN	43
9. INCIDENTI RILEVANTI	43
10. ELENCO DEI DOCUMENTI PUBBLICATI DA TERNA.....	45

1. PREMESSA

L'art. 32.4 della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 250/04 (nel seguito: delibera n. 250/04) prevede che Terna pubblichi un **rapporto annuale** sulla qualità del servizio. Tale rapporto, in base a quanto previsto nella delibera n. 250/04 reca :

- lo stato delle attività volte al miglioramento degli indici di continuità e di qualità della tensione (art. 32.4 della delibera n. 250/04)
- il confronto dei livelli effettivi degli indici di qualità del servizio di trasmissione per l'intero sistema e per singola area con i corrispondenti livelli attesi;
- il numero degli utenti per i quali non sono rispettati i livelli attesi di qualità per singolo utente (art. 33.8 della delibera n. 250/04),
- i livelli previsionali di potenza di corto circuito massima e minima a cinque anni ai diversi livelli di tensione (art. 34.4 della delibera n. 250/04),
- gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione nazionale, gli effetti di tali incidenti, le misure adottate per la loro gestione e quelle previste per evitare il ripetersi degli stessi (art. 35 della delibera n. 250/04),
- il ricorso effettuato ai servizi di interrompibilità nel corso dell'anno.

Terna comunica, inoltre, annualmente all'Autorità:

- l'elenco completo delle disalimentazioni registrate
- i risultati delle campagne di misura delle caratteristiche della tensione
- i livelli minimo e massimo della potenza di corto circuito trifase per ogni sito di connessione
- i livelli di minimo e massimo del valore efficace della tensione per ogni sito di connessione
- le caratteristiche dei contratti di qualità.

2. PIANIFICAZIONE DELLA RETE

2.1 Introduzione

La pianificazione dello sviluppo della RTN è orientata 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 della 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 2007 è stata prevista la realizzazione di alcune nuove stazioni di trasformazione ed è stato individuato un piano di rifasamento della rete per il miglioramento dei profili di tensione. (cfr. Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2007 – par. 3.2.4).

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 in costante crescita, 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.

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

- elevata crescita della domanda a livello locale in potenza ed energia;
- 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).

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 reattivo potrebbe non essere sufficientemente garantita dai soli generatori in servizio (attuali o futuri).

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 - e 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 periodo, in quanto:

- in tale contesto risulta possibile individuare con sufficiente confidenza la struttura del sistema di produzione e trasmissione di riferimento;
- per l'installazione degli eventuali condensatori/reactori che si rendessero necessari, sono richiesti tempi medi contenuti.

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

In base a quanto previsto nella delibera 250/04 dell'AEEG, il livello delle potenze di corto circuito è considerato come un indice 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 interenti di sviluppo previsti nel PdS 2007.

Nella tabella 2.1 si riporta il livello dei valori previsionali (a cinque anni) delle potenze massime di corto circuito trifase per i diversi livelli di tensione, ed il corrispondente incremento rispetto ai valori relativi all'anno 2005. Tali valori sono stati calcolati considerando in servizio

le centrali attualmente esistenti e quelle future che risultano aver ottenuto le necessarie autorizzazioni.

Tuttavia, 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 sensibili.¹

Tabella 2.1 – Caratterizzazione statistica delle Pcc massime ai diversi livelli di tensione

	Pcc Massima [MVA]		Pcc Massima [MVA]	
	380 kV		220 kV	
	Rete previsionale	Incremento %	Rete previsionale	Incremento %
Valore Minimo	6.500 ²	14%	1.150	53%
1st Quartile	15.800	17%	4.900	4%
Mediana	19.400	4%	7.350	7%
Valore medio	20.300	6%	8.200	12%
3rd Quartile	25.100	6%	11.400	16%
Valore Massimo	41.900	19%	19.350	27%

	Pcc Massima [MVA]		Pcc Massima [MVA]	
	150 kV		132 kV	
	Rete previsionale	Incremento %	Rete previsionale	Incremento %
Valore Minimo	400	3%	300	13%
1st Quartile	2.050	8%	1.850	3%
Mediana	2.800	10%	2.650	2%
Valore medio	3.150	9%	2.700	4%
3rd Quartile	3.900	8%	3.500	4%
Valore Massimo	9.200	9%	7.150	1%

Analogamente, nella tabella 2.2, si riporta il livello dei valori previsionali delle potenze minime di corto circuito convenzionali ed il corrispondente incremento rispetto ai valori relativi all'anno 2005.

¹ Si segnala che non sono da escludere localmente variazioni negative dei livelli delle potenze di corto circuito massime, a seguito di particolari assetti di esercizio futuri o di razionalizzazioni di estese porzioni di rete trasmissione o distribuzione dell'energia elettrica.

² Per la precisione, il valore minimo si avrà in corrispondenza della futura sezione a 380 kV di Ciminna, e sarà pari a circa 4.000 MVA. Tale valore, seppure inferiore a quello minimo attualmente riscontrabile nell'impianto di ISAB Energy, (per il quale comunque è previsto un incremento delle Pcc massime) non rappresenta tuttavia un criticità. Al contrario, la realizzazione della futura sezione a 380 kV di Ciminna e delle relative trasformazioni determinerà un innalzamento medio del 10% circa delle Pcc massime ai livelli di tensioni inferiori, ai quali sono collegate le utenze. Peraltro il valore di Pcc massimo verrà ulteriormente innalzato con la realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV "Ciminna – Sorgente", prevista nel Piano di Sviluppo 2007 oltre l'orizzonte temporale dell'analisi (+5 anni).

Come noto, 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 tensione equivalente nel punto di corto circuito pari al 100% della tensione nominale. Ovviamente, trattandosi di una situazione previsionale, il parco di generazione considerato non è strettamente confrontabile con quello utilizzato per l'anno 2005, in quanto sono stati considerati in esercizio gli impianti autorizzati, caratterizzati da un'efficienza maggiore.

Tabella 2.2 – Caratterizzazione statistica delle Pcc minime convenzionali ai diversi livelli di tensione

	Pcc Minima convenzionale [MVA]		Pcc Minima convenzionale [MVA]	
	380 kV		220 kV	
	Rete previsionale	Incremento %	Rete previsionale	Incremento %
Valore Minimo	1.800	29%	200	1233%
1st Quartile	7.500	18%	1.900	15%
Mediana	11.100	31%	3.700	23%
Valore medio	11.500	30%	4.600	31%
3rd Quartile	15.500	36%	6.800	33%
Valore Massimo	23.800	29%	15.200	63%

	Pcc Minima convenzionale [MVA]		Pcc Minima convenzionale [MVA]	
	150 kV		132 kV	
	Rete previsionale	Incremento %	Rete previsionale	Incremento %
Valore Minimo	40	300%	130	13%
1st Quartile	750	15%	800	14%
Mediana	1.100	22%	1.200	14%
Valore medio	1.300	13%	1.400	17%
3rd Quartile	1.750	17%	1.750	17%
Valore Massimo	7.100	11%	5.700	39%

Il calcolo nei singoli nodi della rete è stato eseguito ipotizzando indisponibile il componente di rete (linea, generatore, trasformatore di interconnessione) 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.

3. QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

3.1 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.

Ai sensi dell'art. 33 comma 1 della Delibera 250/04 e del Capitolo 11 del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (in seguito Codice di rete), Terna ha definito i livelli attesi di qualità del servizio relativi all'anno 2006 per l'intero sistema, per singole aree e per singolo utente direttamente connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale sulla base dei risultati disponibili negli ultimi anni. Tali livelli sono stati approvati dall'Autorità per l'energia elettrica e per il gas con la delibera 6/06.

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 direttamente connessi alla RTN, in larga parte adottati su base internazionale.

Nel documento "Criteri di statistica delle disalimentazioni: classificazione e registrazione delle disalimentazioni degli Utenti direttamente connessi alla RTN" allegato al Codice di rete, sono definite le modalità di registrazione delle disalimentazioni e di calcolo degli indici di qualità del servizio.

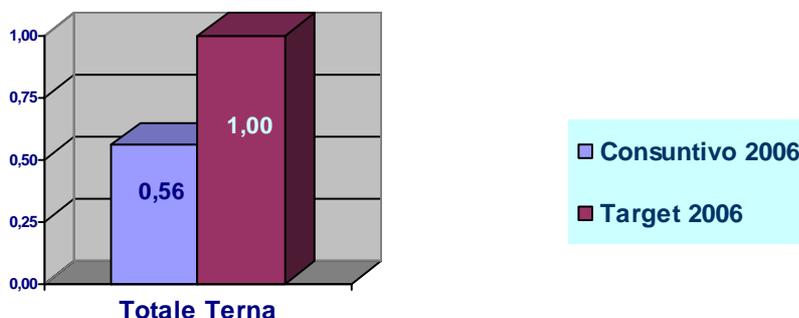
Sulla base dei risultati di esercizio consuntivati e registrati da Terna, si riporta di seguito il confronto degli indici con i rispettivi livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per sistema ed aree ovvero per singolo Utente della rete di trasmissione nazionale:

3.2 Indici di qualità del servizio della rete di trasmissione di Sistema

- **Tempo medio di disalimentazione di sistema AIT (Average Interruption Duration), si misura in minuti/periodo**

Viene calcolato per l'intera area nazionale e per le otto aree territoriali in cui è ripartita Terna³, con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli Utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN, coinvolti nei disservizi dovuti alle cause attribuibili a Terna (Codice Causa 1° livello AEEG "4AC - Altre Cause") e senza alcuna distinzione in base all'origine della disalimentazione.

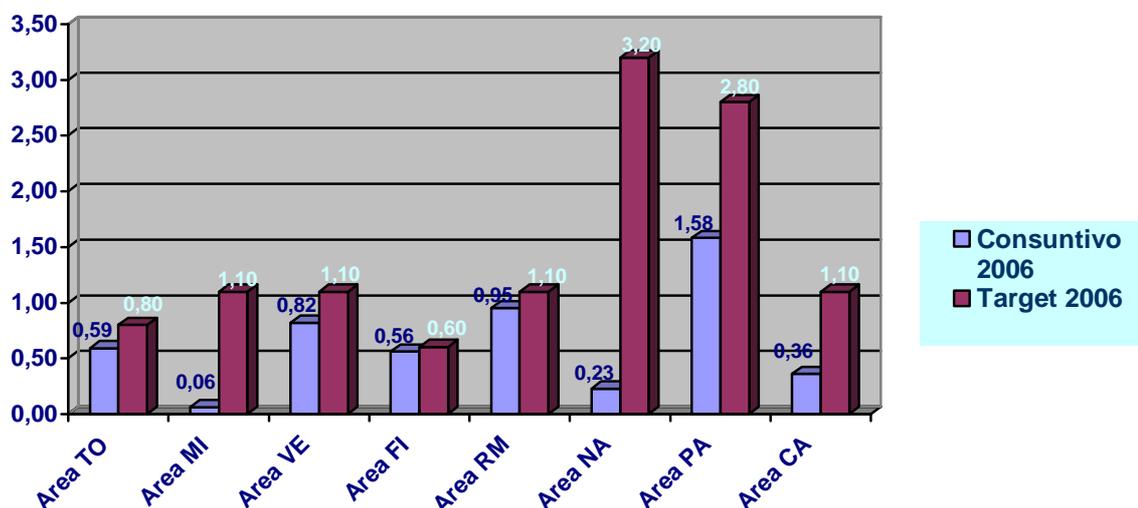
Performance ambito nazionale Terna:



³ Le otto aree territoriali sono Torino, Milano, Venezia, Firenze, Roma, Napoli, Palermo e Cagliari

I risultati di esercizio mostrano una performance globale migliore del 44% rispetto al livello atteso stabilito.

Performance singola Area Territoriale:

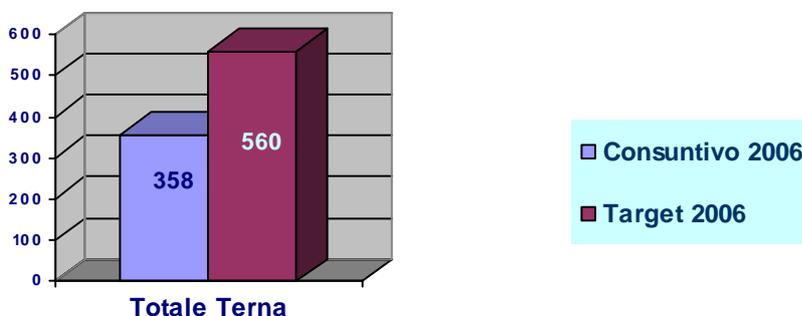


I risultati di esercizio mostrano una performance globale migliore rispetto al livello atteso stabilito per ciascun Area Territoriale.

- **Energia non fornita per le singole disalimentazioni *ENS (Energy Not Supplied)*, misurata in MWh**

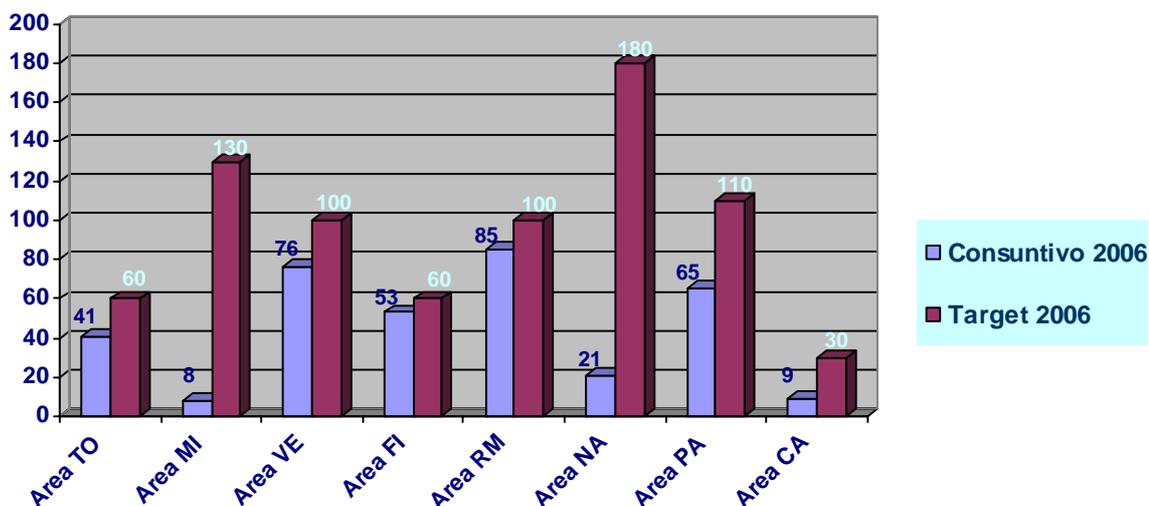
Tale indice viene calcolato per l'intera area nazionale e per le otto aree territoriali, con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli Utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN, coinvolti nei disservizi dovuti alle cause attribuibili a Terna (Codice Causa 1° livello AEEG "4AC - Altre Cause"), con esclusione degli incidenti rilevanti e senza alcuna distinzione per l'origine della disalimentazione.

Performance ambito nazionale Terna:



I risultati di esercizio mostrano una performance globale migliore del 36% ca. rispetto al livello atteso stabilito.

Performance singola Area Territoriale:

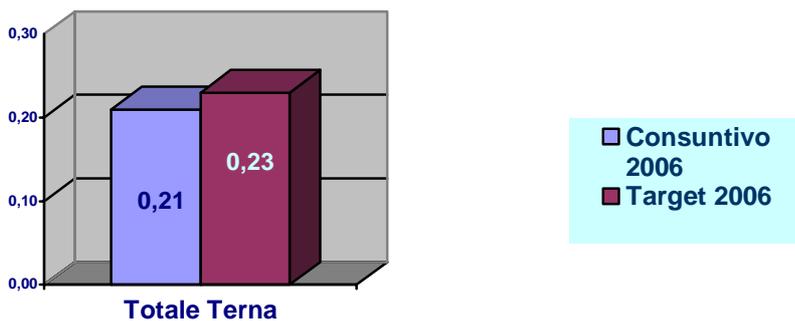


I risultati di esercizio mostrano una performance globale migliore rispetto al livello atteso stabilito per ciascun Area Territoriale.

- **Numero medio di disalimentazioni per Utente (SAIFI+MAIFI per Utenti Consumatori), misurato in N°Utenti/periodo**

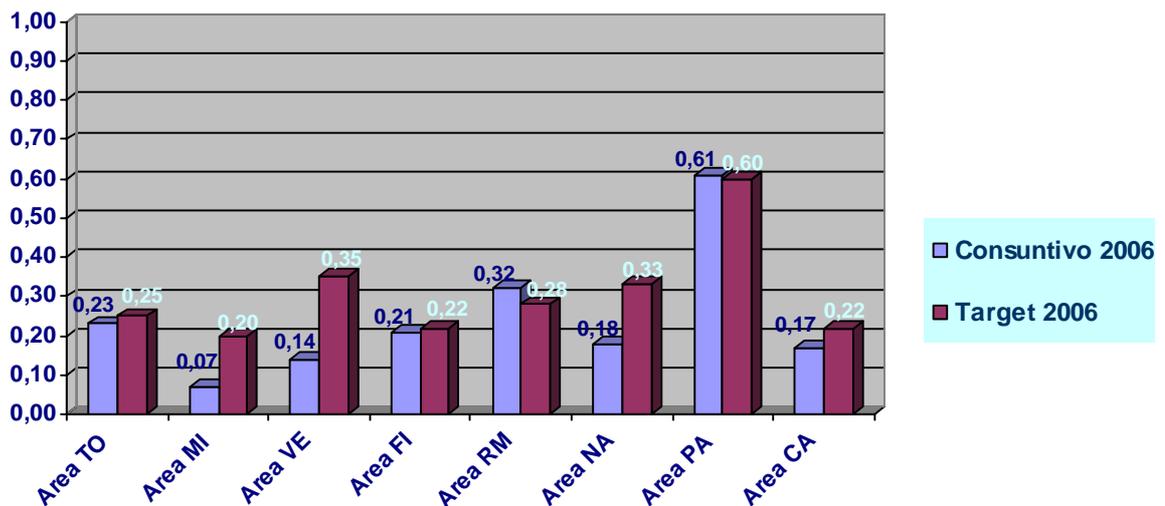
Tale indice viene calcolato per l'intera area nazionale e per le otto aree territoriali, con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli Utenti direttamente connessi alla RTN, coinvolti nei disservizi dovuti alle cause attribuibili a Terna (Codice Causa 1° livello AEEG "4AC - Altre Cause"), con esclusione degli incidenti rilevanti e senza alcuna distinzione in base all'origine della disalimentazione.

Performance ambito nazionale Terna:



I risultati di esercizio mostrano una performance globale migliore del 6% rispetto al livello atteso stabilito.

Performance singola Area Territoriale:



I risultati di esercizio mostrano una performance globale migliore rispetto al livello atteso stabilito per ciascun Area Territoriale con l'eccezione delle Aree territoriali di Roma e Palermo

sulle quali hanno inciso negativamente il verificarsi di eventi di origine ambientale durante il periodo estivo.

3.3 Indici di qualità del servizio della rete di trasmissione per singolo Utente

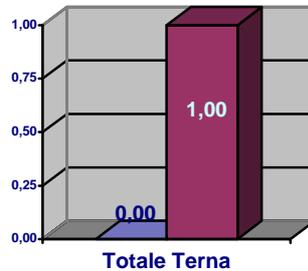
I suddetti indicatori sono stati calcolati per l'intera area nazionale e per le otto Aree territoriali, con riferimento alle sole disalimentazioni lunghe e brevi dovute alle cause attribuibili a Terna (4AC – “Altre Cause”), subite dagli Utenti connessi direttamente alla RTN sia su rete magliata sia in derivazione rigida e radiale, al netto degli incidenti rilevanti e senza distinzione per l'origine della disalimentazione.

Si riportano di seguito in forma sintetica i risultati consuntivati per l'anno 2006 per l'ambito nazionale Terna e confrontati con i rispettivi livelli attesi:

Performance ambito nazionale Terna

Numero massimo annuo delle disalimentazioni **lunghe** degli Utenti direttamente connessi alla RTN

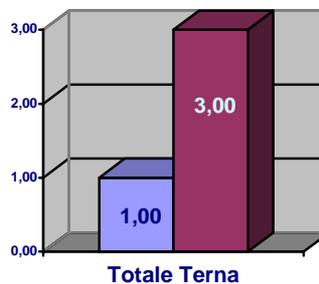
(Numero/periodo)



■ Consuntivo 2006
■ Target 2006

Numero massimo annuo delle disalimentazioni **brevi** degli Utenti direttamente connessi alla RTN ed inseriti su rete magliata

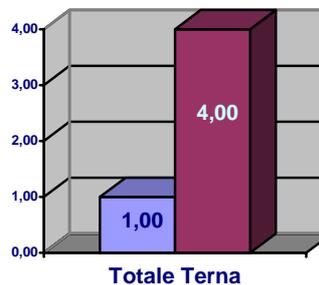
(Numero/periodo)



■ Consuntivo 2006
■ Target 2006

Numero massimo annuo delle disalimentazioni brevi degli Utenti direttamente connessi alla RTN ed inseriti su rete radiale e/o derivazione rigida a "T"

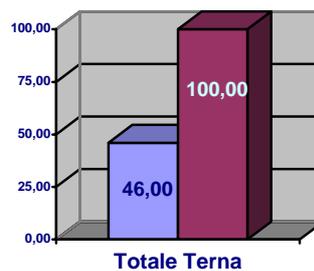
(Numero/periodo)



■ Consuntivo 2006
■ Target 2006

Durata massima annua delle disalimentazioni lunghe degli Utenti consumatori direttamente connessi alla RTN inseriti su rete magliata

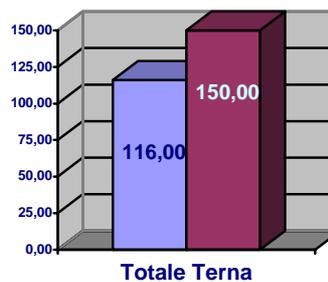
(Minuti/Periodo)



■ Consuntivo 2006
■ Target 2006

Durata massima delle disalimentazioni lunghe degli Utenti consumatori direttamente connessi alla RTN con alimentazione radiale e/o derivazione rigida a "T"

(Minuti/Periodo)



■ Consuntivo 2006
■ Target 2006

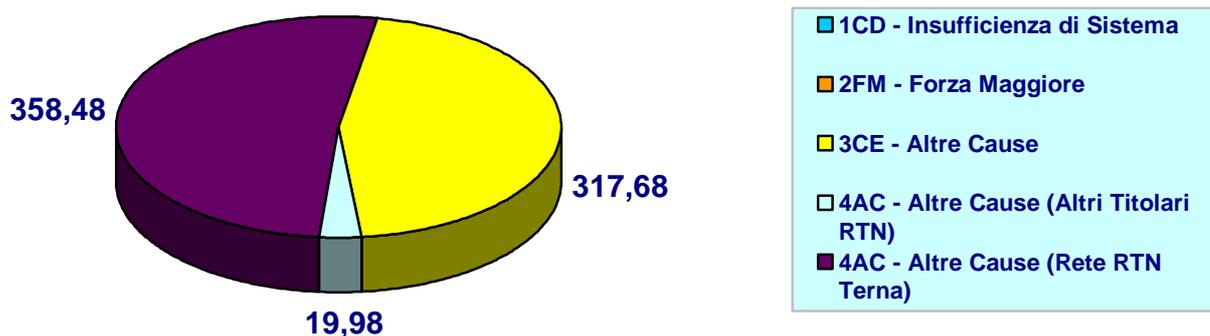
I risultati consuntivati mostrano delle performance di esercizio migliori rispetto ai livelli attesi stabiliti per ciascun indicatore.

Per ciascun indicatore i valori consuntivati si intendono depurati del 5% in ottemperanza a quanto definito nel Cap.11 del Codice di rete in merito agli indicatori di Continuità - per Singolo Utente.

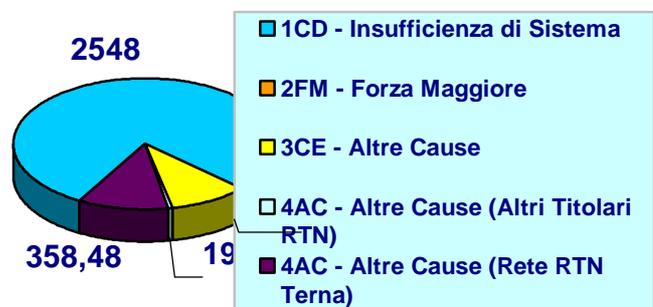
Nel capitolo successivo sono riportati i siti d'Utente direttamente connessi alla RTN che hanno superato i livelli attesi per l'anno di riferimento, con riferimento alla singola Area Territoriale ovvero per l'intero ambito nazionale Terna.

3.4 Energia non fornita: suddivisione per Cause

Sulla base dei dati di esercizio registrati nelle "Schede registrazione disalimentazioni" di cui all'allegato 54 al Codice di Rete, si riportano di seguito i valori consuntivati per l'anno 2006, dell'indicatore ENS (MWh) sulla rete RTN, compresi ovvero esclusi gli Incidenti Rilevanti, suddivisi per Codice Causa 1° livello AEEG:



Anno 2006 - ENS (MWh) – Suddivisione per Codice Causa 1° livello di aggregazione (esclusi gli incidenti Rilevanti)



Anno 2006 - ENS (MWh) – Suddivisione per Codice Causa 1° livello di aggregazione (compresi gli Incidenti Rilevanti)

3.5 Elenco siti con numero o durata delle disalimentazioni superiori al livello atteso

Nella tabella seguente è riportato l'elenco dei siti con il numero delle disalimentazioni **lunghe** maggiori del livello atteso relativi agli *Utenti direttamente* connessi alla RTN Terna

Area Territoriale	Sito	Titolare	Tipologia di connessione alla RTN	Livello di tensione (kV)	Numero disalimentazioni lunghe occorse	Target 2006
Torino	SIDERSCAL VILLADOSSOLA	Ferriere Siderscal S.p.A	R	132	2	1
	TREIBACHER MASERA	Treibacher S.p.A	R	132	2	1
Milano	-	-	-	-	-	1
Venezia	FERRIERE NORD	Ferriere Nord S.p.A	R	220	2	1
	LAPPAGO	Enel Produzione S.p.A	R	132	2	1
	SOMPLAGO GRUPPO 1	Edipower S.p.A	T	132	2	1
Firenze	AVENZA CP	Enel Distribuzione S.p.A	R	132	2	1
	MASSA	Enel Distribuzione S.p.A	M	132	2	1
Roma	VETRERIE PIEGARESE	Vetreria Cooperativa Piegarese Arl	T	132	3	1
Napoli	PRESENZANO (GR4)	Enel Produzione S.p.A	R	132	2	1
	FRANCAVILLA ANG.	Enel Distribuzione S.p.A	T	150	2	1
Palermo	BELPASSO	Enel Distribuzione S.p.A	T	150	3	1
	CASUZZE (TR1)	Enel Distribuzione S.p.A	R	150	3	1
	S.VENERINA	Enel Distribuzione S.p.A	M	150	2	1
	VIAGRANDE	Enel Distribuzione S.p.A	M	150	3	1
Cagliari	SAMATZAI	Italcementi S.p.A	R	150	2	1

Le aree contrassegnate con color grigio non presentano siti d'Utente che hanno avuto un numero di disalimentazioni superiore ai livelli attesi per l'anno di riferimento.

Nella tabella seguente è riportato l'elenco dei siti con il numero delle disalimentazioni **brevi** maggiori del livello atteso relativi agli Utenti direttamente connessi alla RTN Terna inseriti su rete magliata.

Area Territoriale	Sito	Titolare	Tipologia di connessione alla RTN	Livello di tensione (kV)	Numero disalimentazioni brevi occorse	Target 2006
Torino	-	-	-	-	-	3
Milano	NOZZA	ASM Brescia S.p.A	M	132	3	2
Venezia	-	-	-	-	-	3
Firenze	-	-	-	-	-	2
Roma	S.PIO	Enel Distribuzione S.p.A	M	150	7	3
Napoli	-	-	-	-	-	3
Palermo	S.VENERINA	Enel Distribuzione S.p.A	M	150	5	3
	VIAGRANDE	Enel Distribuzione S.p.A	M	150	6	3
Cagliari	-	-	-	-	-	2

Nella tabella seguente è riportato l'elenco dei siti con il numero delle disalimentazioni brevi maggiori del livello atteso relativi agli Utenti direttamente connessi alla RTN Terna inseriti su rete radiale e/o derivazione rigida.

Area Territoriale	Sito	Titolare	Tipologia di connessione alla RTN	Livello di tensione (kV)	Numero disalimentazioni brevi occorse	Target 2006
Torino	-	-	-	-	-	4
Milano	-	-	-	-	-	3
Venezia	-	-	-	-	-	4
Firenze	-	-	-	-	-	3
Roma	LEONESSA	Enel Distribuzione S.p.A	T	150	7	4
Napoli	MAGISANO C.P.	Enel Distribuzione S.p.A	R	150	7	4
Palermo	BELPASSO	Enel Distribuzione S.p.A	T	150	6	4
Cagliari	-	-	-	-	-	3

Per gli indicatori:

- **Durata massima delle disalimentazioni lunghe degli Utenti direttamente connessi alla RTN Terna inseriti su rete magliata;**
- **Durata massima delle disalimentazioni lunghe degli Utenti direttamente connessi alla RTN Terna inseriti su rete radiale e/o derivazione rigida a “T”;**

per l’anno di riferimento, nessuna disalimentazione di siti d’Utente direttamente connesso alla RTN ha avuto una durata superiore rispetto al corrispondente livello atteso considerato.

4. QUALITÀ DELLA TENSIONE

4.1 Indici di qualità della tensione

Gli indici di qualità della tensione considerati sono:

- (a) valore massimo, per singolo utente, del numero annuo di interruzioni transitorie;
- (b) valore massimo, per singolo utente, del numero di buchi di tensione, separatamente per fasce di durata e di abbassamento di tensione;
- (c) valore massimo del livello di distorsione armonica totale;
- (d) valore massimo del grado di asimmetria della tensione trifase;
- (e) valore massimo degli indici di severità della fluttuazione della tensione a breve e lungo termine.

Sulla base dei risultati di campagne di misura a campione, Terna definisce i livelli attesi degli indici di qualità della tensione, anche differenziandoli per livelli di tensione.

4.2 Campagna di misura

Con riferimento all’art. 67 comma 4 della delibera 250/04 dell’Autorità per l’energia elettrica e per il gas (nel seguito Autorità), Terna ha attivato una campagna di misura della qualità della tensione sulla rete di trasmissione nazionale (nel seguito RTN) nel giugno del 2006.

La campagna di misura prende in esame i seguenti parametri:

- a) Frequenza della tensione
- b) Ampiezza e variazioni della tensione
- c) Buchi di tensione
- d) Armoniche di tensione
- e) Flicker di tensione
- f) Squilibrio della tensione

Il sistema di misura della qualità della tensione, composto da una “rete di misura” che monitora in modo continuativo i parametri di qualità della tensione, è costituito da:

- a) strumenti di misura, installati sulle sbarre delle Stazioni, in grado di acquisire, analizzare ed immagazzinare ogni evento correlato alla qualità della tensione in

accordo a quanto descritto nel documento “*Caratteristiche della tensione sulla RTN: criteri di misura*” pubblicato sul sito internet di Terna;

- b) sistema di trasmissione dati dagli strumenti di misura all’unità centrale, che avverrà in genere tramite le reti pubbliche di operatori telefonici presenti sul territorio nazionale;
- c) unità centrale di raccolta e gestione dati che esegue l’acquisizione dei dati dagli strumenti; l’elaborazione dei dati e l’archiviazione.
- d) un sistema di elaborazione e gestione per la messa a disposizione dei dati a soggetti esterni a Terna via internet

Oltre agli strumenti previsti per la campagna di misura sulla RTN, Terna acquisisce e gestisce strumenti di alcuni Distributori che hanno aderito alla campagna di misura sulla propria rete di alta tensione indicata nella delibera 210/05.

Gli strumenti installati sulle reti di alta tensione sono 177, di cui 165 teleletti da TERNA.

In Tabella 4.1 è riportato in dettaglio il numero di Strumenti suddiviso per tipologia di impianto. Per quanto riguarda gli Strumenti installati nelle stazioni Terna, si riporta:

- in Figura 4.1 la collocazione sul territorio nazionale
- in Tabella 4.2 la ripartizione per livello di tensione
- in Tabella 4.3 la ripartizione per area territoriale

Tabella 4.1 – Ripartizione per tipologia di impianto degli strumenti installati sulle reti di alta tensione

Tipologia impianto	Numero Strumenti
Impianti TERNA	108
Clients RTN	1
CP su RTN	37
CP su rete di distribuzione	31



Figura 4.1 – Posizionamento degli Strumenti installati nelle stazioni Terna

Tabella 4.2 – Ripartizione per livello di tensione degli Strumenti installati nelle stazioni Terna

Tensione [kV]	Numero Strumenti
380	7
220	13
150-132-60	88

Tabella 4.3 – Ripartizione per area territoriale degli Strumenti installati nelle stazioni Terna

Area Territoriale	N° di strumenti
Torino	16
Milano	16
Venezia	25
Firenze	8
Roma	17
Napoli	15
Palermo	4
Cagliari	7
Totale	108

Tabella 4.4 – Ripartizione per tipologia di impianto degli Strumenti installati presso siti di utenti

Siti Utente	Numero Strumenti
Rete Trasmissione Nazionale	38
Reti AT Distribuzione	31

Tabella 4.5 – Ripartizione degli Strumenti installati presso siti di utenti

Teleletti da TERNA	Numero Strumenti
Ae-Ew Bolzano	1
Aem Torino	1
Aem Milano	1
Acea Distribuzione	2
Agsm Verona	1
Asm Brescia	2
Enel Distribuzione	45
Set	2
Acciaierie Safau (Friuli)	1
Totale	57

4.3 Primi risultati della campagna di misura

I dati relativi ai buchi di tensione rilevati dagli Strumenti teleletti da TERNA sono state esaminati effettuando, per livello di tensione d'esercizio:

- tutti i livelli di tensione contemporaneamente
- il livello di tensione d'esercizio 380 kV
- il livello di tensione d'esercizio 220 kV
- il livello di tensione d'esercizio 150 kV
- il livello di tensione d'esercizio 132 kV
- il livello di tensione d'esercizio 120 kV
- il livello di tensione d'esercizio 60 kV

le analisi relative alla:

- ripartizione dei buchi di tensione in funzione di durata e profondità (dettaglio);
- ripartizione percentuale dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità (dettaglio);
- ripartizione percentuale dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità (sintesi);
- rappresentazione grafica dei buchi rilevati sul piano durata-profondità.

Inoltre la Figura 4.10 e la Figura 4.11 mostrano l'andamento orario sulle 24 ore dei buchi di tensione suddivisi in funzione della durata.

Dalle suddette analisi si osserva che

- ipotizzando la soglia di buco di tensione all'80% invece che al 90%, il numero di buchi conteggiati si ridurrebbe di circa il 50% su tutti i livelli di tensione;
- ipotizzando invece la soglia di buco di tensione al 70% il numero di buchi di tensione viene ridotto di un ulteriore 20% per un totale del 70% di riduzione. Si ritiene però che la suddetta soglia sia molto più severa per le apparecchiature ed i processi industriali degli impianti connessi alla rete AAT ed AT;
- la maggior parte dei buchi di tensione (circa il 90%) ha una durata inferiore ai 200 ms.

Tabella 4.6 – Ripartizione dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità.

Profondità [%]	Durata [ms]							Totale complessivo
	10<D<60	70<D<200	210<D<280	290<T<360	370<D<500	510<D<1000	D>1000	
<10	31	22	2	2	1	2	26	86
10<P<20	9	24	2	2		1		38
20<P<30	11	23	1	1	2			38
30<P<40	9	32		3	3	3	2	52
40<P<50	14	53	4	5	2	2	4	84
50<P<60	28	85	1	4	2	4	1	125
60<P<70	80	127	3	4	3	4	6	227
70<P<80	225	234	6	11	6	4	9	495
80<P<85	222	193	3	3	2	2	4	429
85<P<90	577	209	16	14	11	9	10	846
Totale complessivo	1206	1002	38	49	32	31	62	2420

Tabella 4.7 – Ripartizione dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità.

Profondità [%]	Durata [ms]							Totale complessivo
	10<D<60	70<D<200	210<D<280	290<T<360	370<D<500	510<D<1000	D>1000	
<10	1.28%	0.91%	0.08%	0.08%	0.04%	0.08%	1.07%	3.55%
10<P<20	0.37%	0.99%	0.08%	0.08%	0.00%	0.04%	0.00%	1.57%
20<P<30	0.45%	0.95%	0.04%	0.04%	0.08%	0.00%	0.00%	1.57%
30<P<40	0.37%	1.32%	0.00%	0.12%	0.12%	0.12%	0.08%	2.15%
40<P<50	0.58%	2.19%	0.17%	0.21%	0.08%	0.08%	0.17%	3.47%
50<P<60	1.16%	3.51%	0.04%	0.17%	0.08%	0.17%	0.04%	5.17%
60<P<70	3.31%	5.25%	0.12%	0.17%	0.12%	0.17%	0.25%	9.38%
70<P<80	9.30%	9.67%	0.25%	0.45%	0.25%	0.17%	0.37%	20.45%
80<P<85	9.17%	7.98%	0.12%	0.12%	0.08%	0.08%	0.17%	17.73%
85<P<90	23.84%	8.64%	0.66%	0.58%	0.45%	0.37%	0.41%	34.96%
Totale complessivo	49.83%	41.40%	1.57%	2.02%	1.32%	1.28%	2.56%	100.00%

Tabella 4.8 – Ripartizione dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità. Tabella di sintesi.

Profondità [%]	Durata [ms]		
	D<1000	D>1000	Totale complessivo
P<70	25%	2%	27%
70<P<90	72%	1%	73%
Totale complessivo	97%	3%	100%

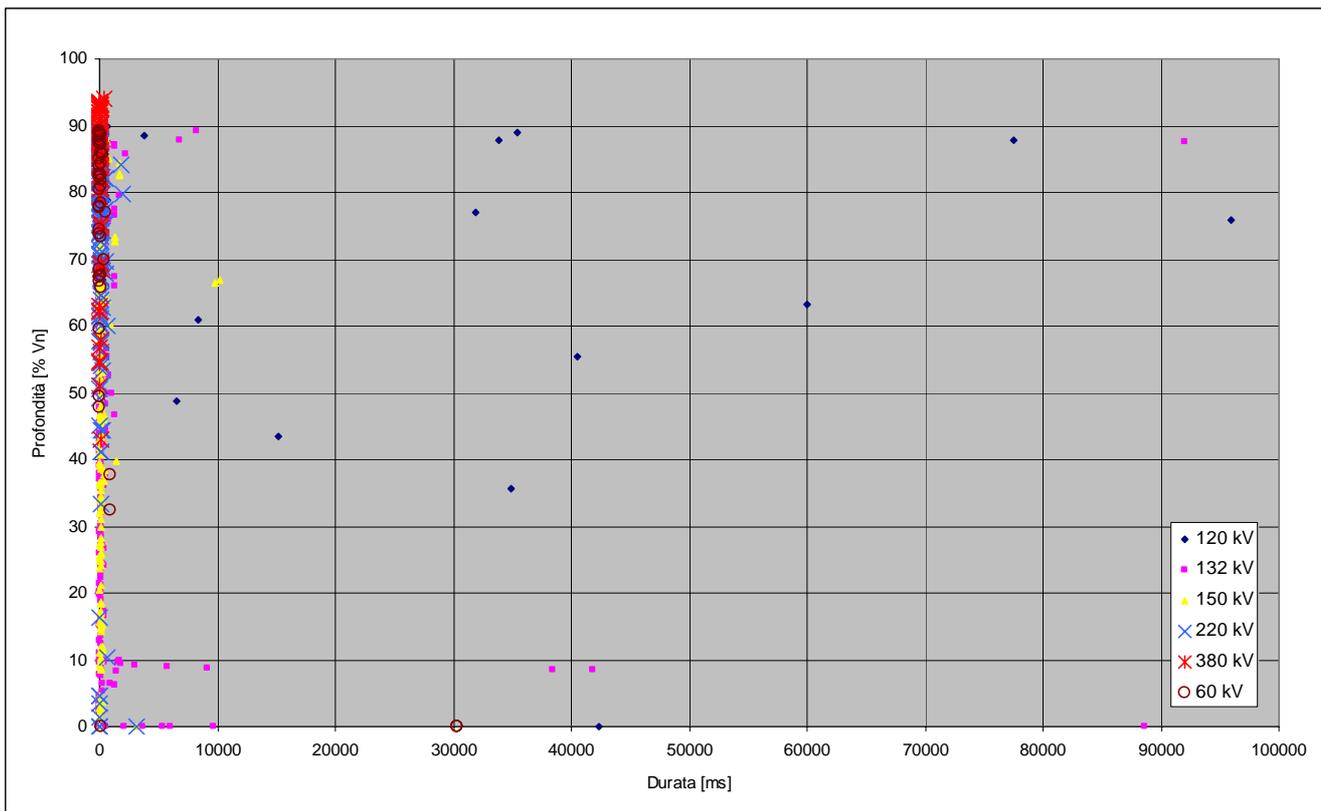


Figura 4.2: Buchi rilevati dagli Strumenti primi mesi campagna (durata fino a 100 s).

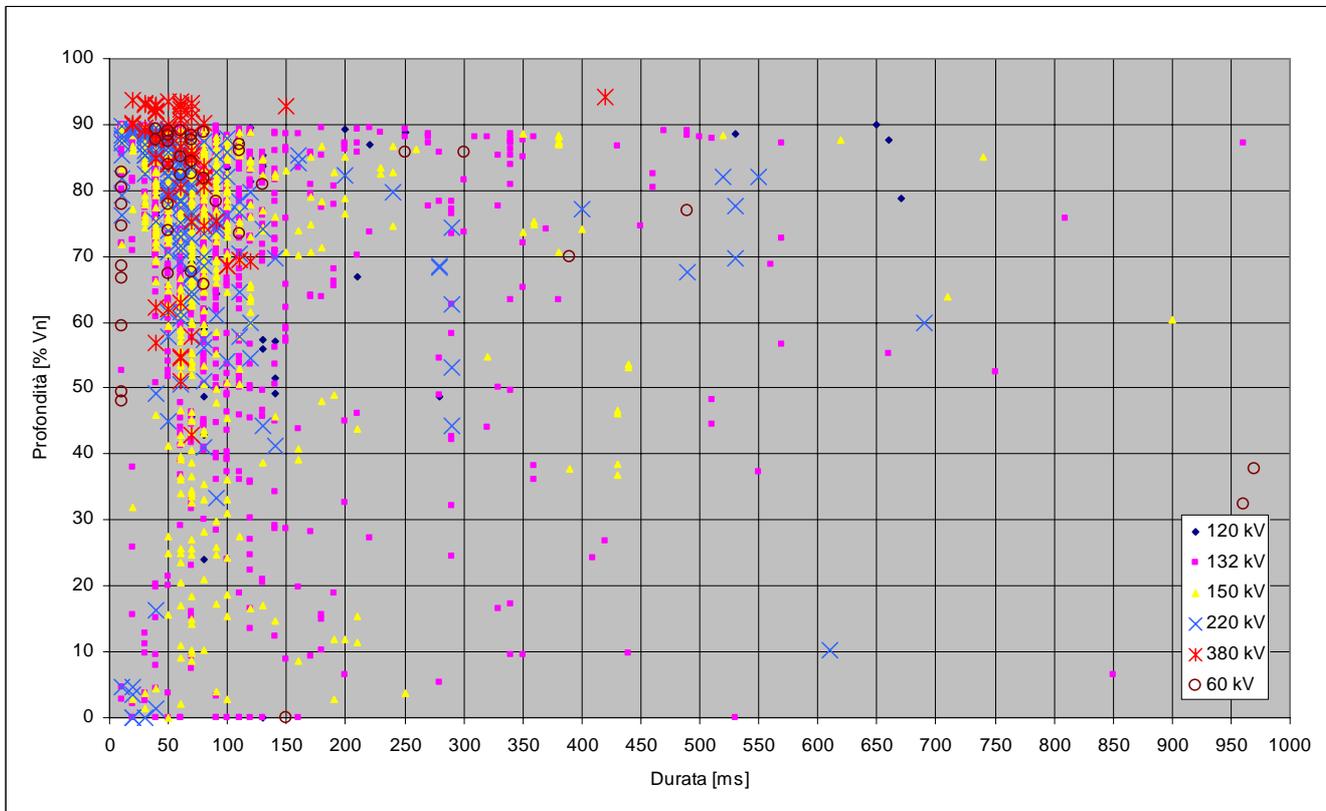


Figura 4.3: Buchi rilevati dagli Strumenti primi mesi campagna (dettaglio per durate fino a 1s)

Tabella 4.9 – Ripartizione dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità. Rete Vn = 380 kV

Profondità [%]	Durata [ms]			Totale complessivo
	10<D<60	70<D<200	370<D<500	
40<P<50		1		1
50<P<60	4	1		5
60<P<70	3	4		7
70<P<80	1	3		4
80<P<85	5	5		10
85<P<90	11	4		15
90<P<95	16	5	1	22
Totale complessivo	40	23	1	64

Tabella 4.10 – Ripartizione percentuale dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità. Rete Vn = 380 kV

Profondità [%]	Durata [ms]			
	10<D<60	70<D<200	370<D<500	Totale complessivo
40<P<50	0.0%	1.6%	0.0%	1.6%
50<P<60	6.3%	1.6%	0.0%	7.8%
60<P<70	4.7%	6.3%	0.0%	10.9%
70<P<80	1.6%	4.7%	0.0%	6.3%
80<P<85	7.8%	7.8%	0.0%	15.6%
85<P<90	17.2%	6.3%	0.0%	23.4%
90<P<95	25.0%	7.8%	1.6%	34.4%
Totale complessivo	62.5%	35.9%	1.6%	100.0%

Tabella 4.11 – Ripartizione dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità. Rete Vn = 380 kV. Tabella di sintesi.

Profondità [%]	Durata [ms]	
	D<1000	D>1000
P<70	20%	0%
P>70	80%	0%
Totale complessivo	100%	0%

Tabella 4.12 – Ripartizione dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità. Rete Vn = 220 kV.

Profondità [%]	Durata [ms]							Totale complessivo
	10<D<60	70<D<200	210<D<280	290<T<360	370<D<500	510<D<1000	D>1000	
<10	7						1	8
10<P<20	1					1		2
30<P<40		1						1
40<P<50	2	3		1				6
50<P<60	2	7		1		1		11
60<P<70	4	10	2	1	1	1		19
70<P<80	19	15	1	1	1	1	1	39
80<P<85	16	8				2	1	27
85<P<90	40	6						46
Totale complessivo	91	50	3	4	2	6	3	159

Tabella 4.13 – Ripartizione percentuale dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità. Rete Vn = 220 kV. Tabella di sintesi.

Profondità [%]	Durata [ms]		
	D<1000	D>1000	Totale complessivo
P<70	28.93%	0.63%	29.56%
P>70	69.18%	1.26%	70.44%
Totale complessivo	98.11%	1.89%	100.00%

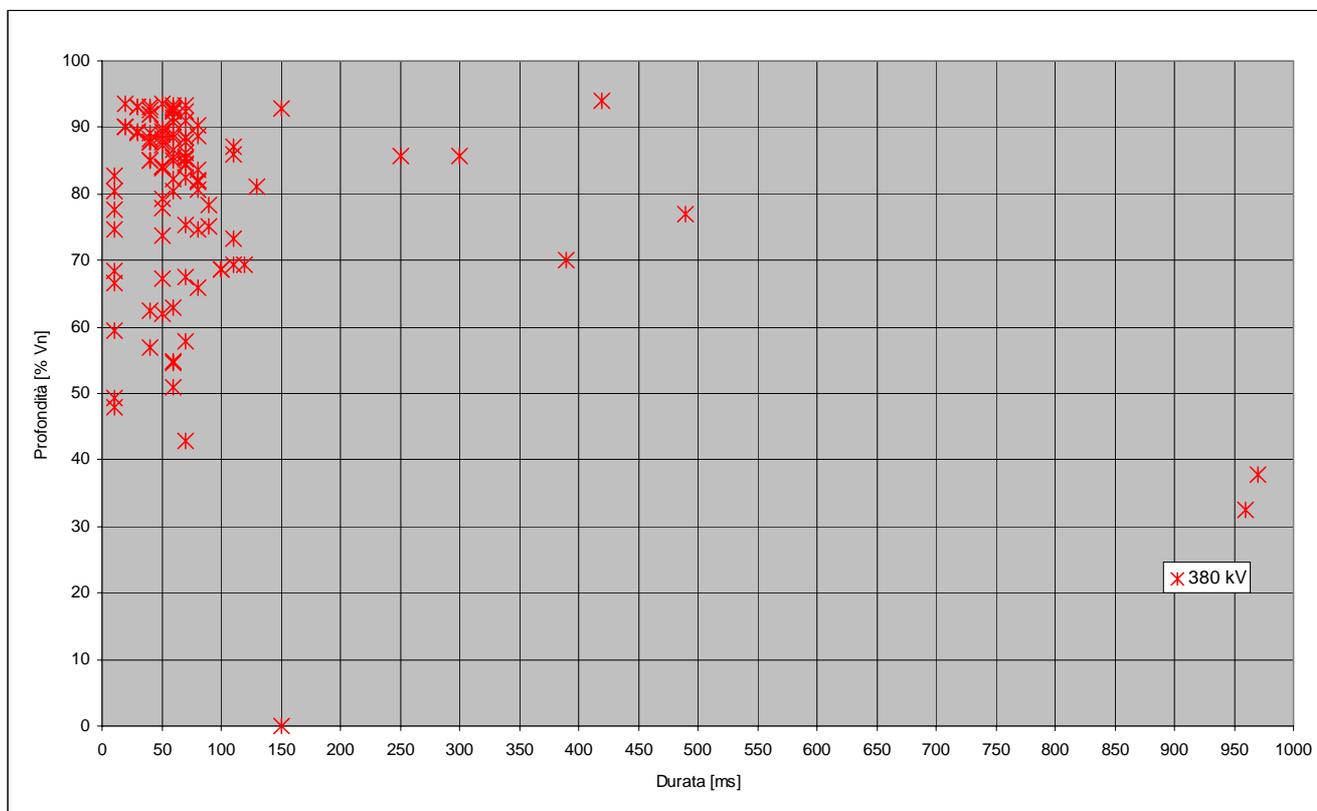


Figura 4.4: Buchi rilevati dagli Strumenti nei primi mesi di campagna (dettaglio sola rete 380 kV).

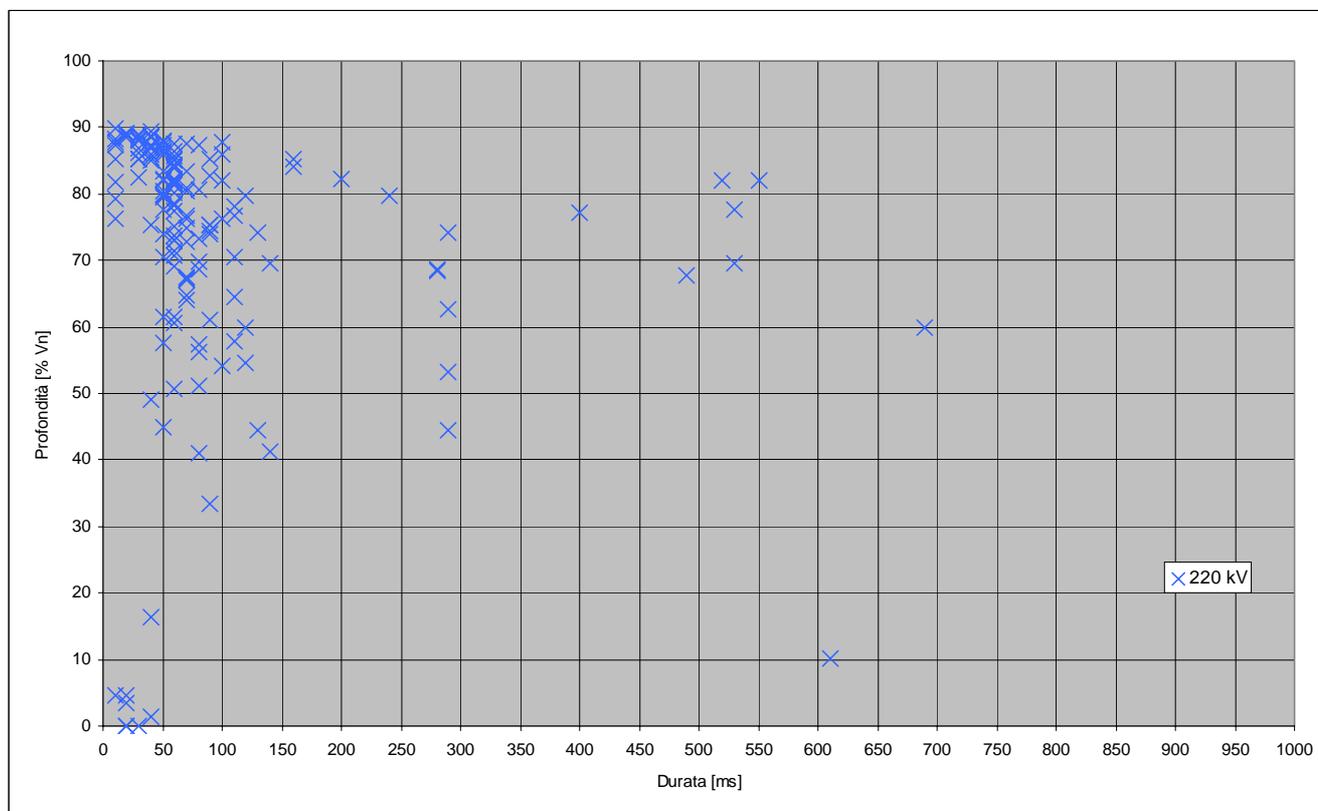


Figura 4.5: Buchi rilevati dagli Strumenti nei primi mesi di campagna (dettaglio sola rete 220 kV).

Tabella 14 – Ripartizione dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità. Rete Vn = 150 kV

Profondità [%]	Durata [ms]							Totale complessivo
	10<D<60	70<D<200	210<D<280	290<T<360	370<D<500	510<D<1000	D>1000	
<10	7	6	1				1	15
10<P<20	3	13	2					18
20<P<30	6	10						16
30<P<40	6	15			3		1	25
40<P<50	5	14	1		2			22
50<P<60	13	22		1	2			38
60<P<70	23	49				2	2	76
70<P<80	71	89	1	3	2		2	168
80<P<85	63	57	3				3	126
85<P<90	154	61	2	1	6	3		227
Totale complessivo	351	336	10	5	15	5	9	731

Tabella 4.15 – Ripartizione percentuale dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità. Rete Vn = 150 kV. Tabella di sintesi.

Profondità [%]	Durata [ms]		
	D<1000	D>1000	Totale complessivo
P<70	28.18%	0.55%	28.73%
P>70	70.59%	0.68%	71.27%
Totale complessivo	98.77%	1.23%	100.00%

Tabella 4.16 – Ripartizione dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità. Rete Vn = 132 kV

Profondità [%]	Durata [ms]							Totale complessivo
	10<D<60	70<D<200	210<D<280	290<T<360	370<D<500	510<D<1000	D>1000	
<10	17	14	1	2	1	2	21	58
10<P<20	5	11		2				18
20<P<30	5	12	1	1	2			21
30<P<40	3	16		3		1		23
40<P<50	5	30	2	4		2	2	45
50<P<60	8	47	1	2		3		61
60<P<70	46	58		3	1	1	2	111
70<P<80	124	118	4	7	2	2	3	260
80<P<85	128	109		3	2			242
85<P<90	347	111	11	12	5	3	6	495
Totale complessivo	688	526	20	39	13	14	34	1334

Tabella 4.17 – Ripartizione percentuale dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità. Rete Vn = 132 kV. Tabella di sintesi.

Profondità [%]	Durata [ms]		
	D<1000	D>1000	Totale complessivo
P<70	23.39%	1.87%	25.26%
P>70	74.06%	0.67%	74.74%
Totale complessivo	97.45%	2.55%	100.00%

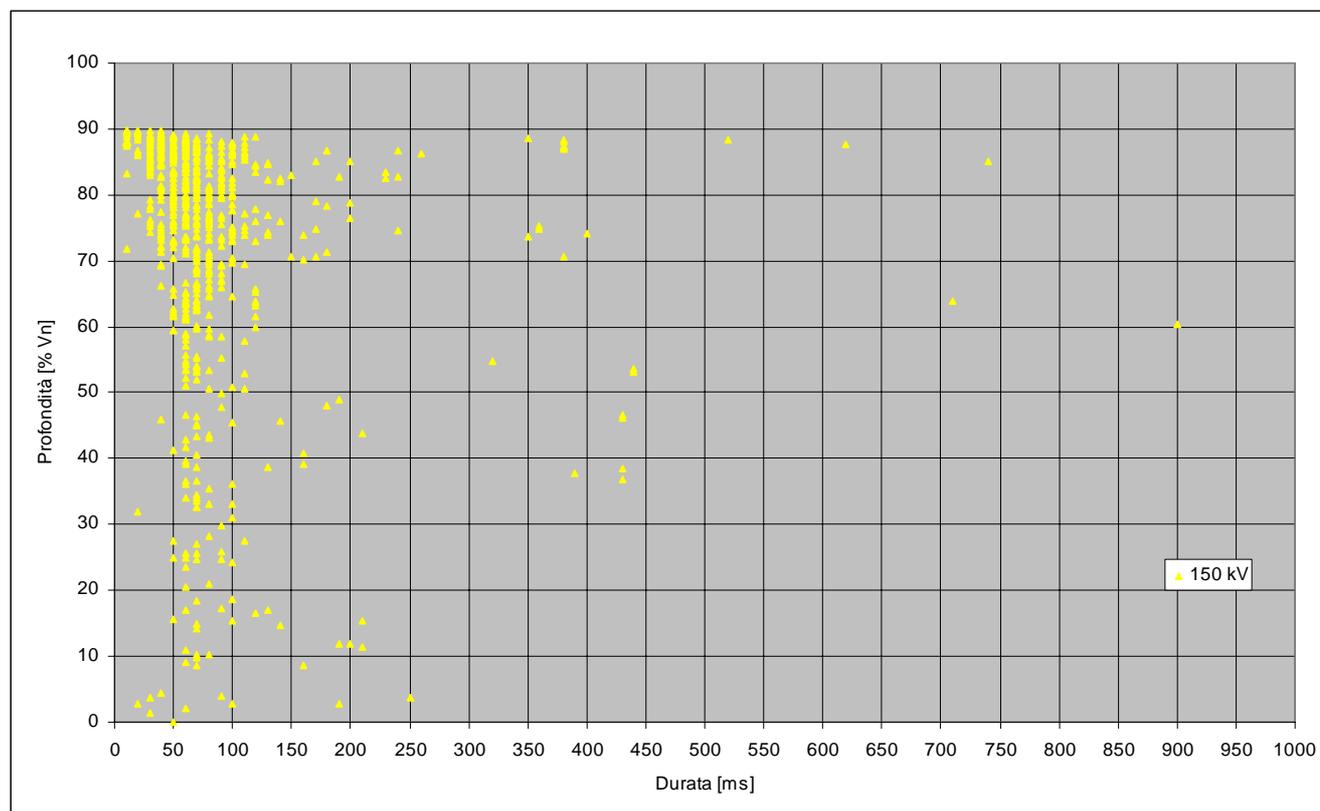


Figura 4.6: Buchi rilevati dagli Strumenti nei primi mesi di campagna (dettaglio sola rete 150 kV).

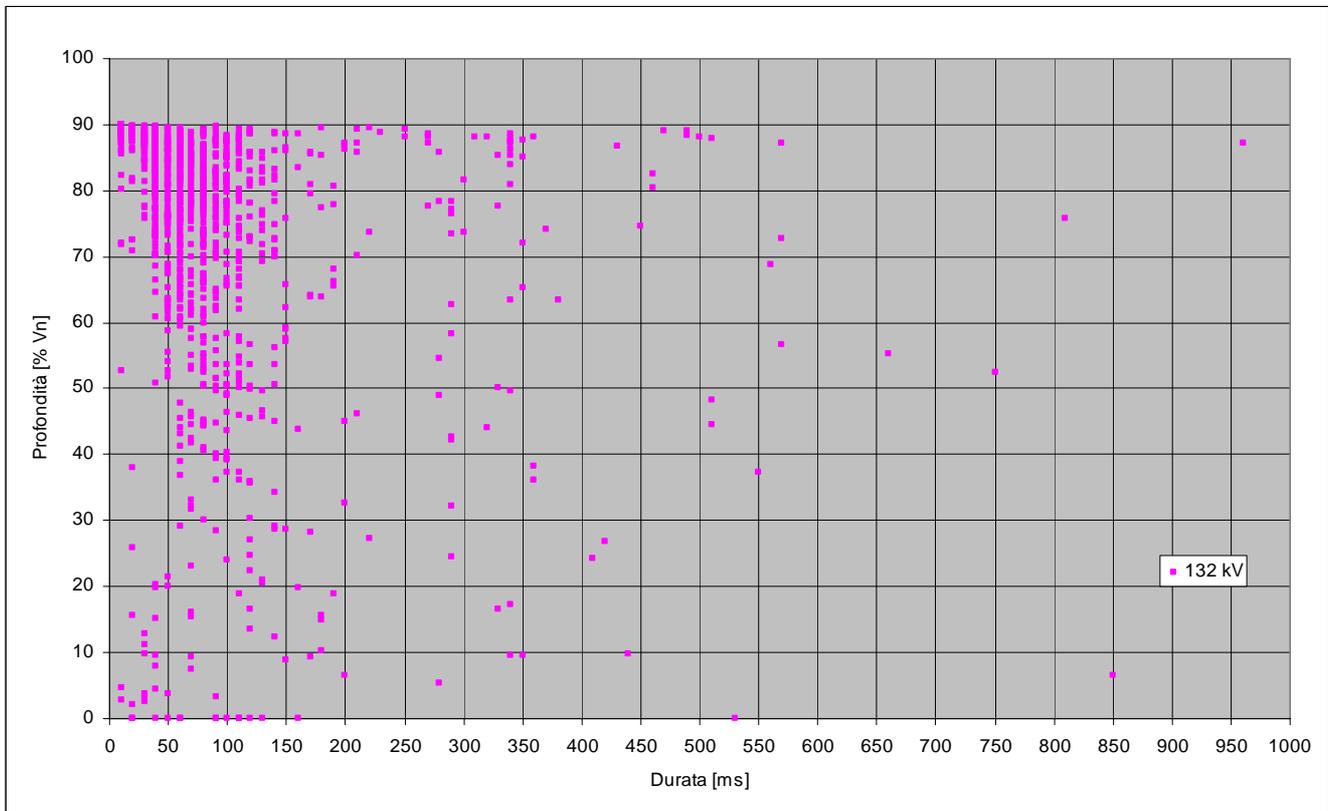


Figura 4.7: Buchi rilevati dagli Strumenti nei primi mesi di campagna (dettaglio sola rete 132 kV).

Tabella 4.18 – Ripartizione dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità. Rete Vn = 120 kV.

Profondità [%]	Durata [ms]					Totale complessivo
	10<D<60	70<D<200	210<D<280	510<D<1000	D>1000	
<10		1			1	2
20<P<30		1				1
30<P<40					1	1
40<P<50		5	1		2	8
50<P<60		8			1	9
60<P<70	1	4	1		2	8
70<P<80	6	7		1	3	17
80<P<85	6	10				16
85<P<90	18	22	2	3	4	49
Totale complessivo	31	58	4	4	14	111

Tabella 4.19 – Ripartizione percentuale dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità. Rete Vn = 120 kV. Tabella di sintesi.

Profondità [%]	Durata [ms]		
	D<1000	D>1000	Totale complessivo
P<70	20%	6.31%	26.13%
P>70	68%	6.31%	73.87%
Totale complessivo	87%	12.61%	100.00%

Tabella 4.20 – Ripartizione dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità. Rete Vn = 60 kV.

Profondità [%]	Durata [ms]							Totale complessivo
	10<D<60	70<D<200	210<D<280	290<T<360	370<D<500	510<D<1000	D>1000	
<10		1					2	3
30<P<40						2		2
40<P<50	2							2
50<P<60	1							1
60<P<70	3	2			1			6
70<P<80	4	2			1			7
80<P<85	4	4						8
85<P<90	7	5	1	1				14
Totale complessivo	21	14	1	1	2	2	2	43

Tabella 4.21 – Ripartizione percentuale dei buchi di tensione totali in funzione di durata e profondità. Rete Vn = 60 kV. Tabella di sintesi.

Profondità [%]	Durata [ms]		
	D<1000	D>1000	Totale complessivo
P<70	27.91%	4.65%	32.56%
P>70	67.44%	0.00%	67.44%
Totale complessivo	95.35%	4.65%	100.00%

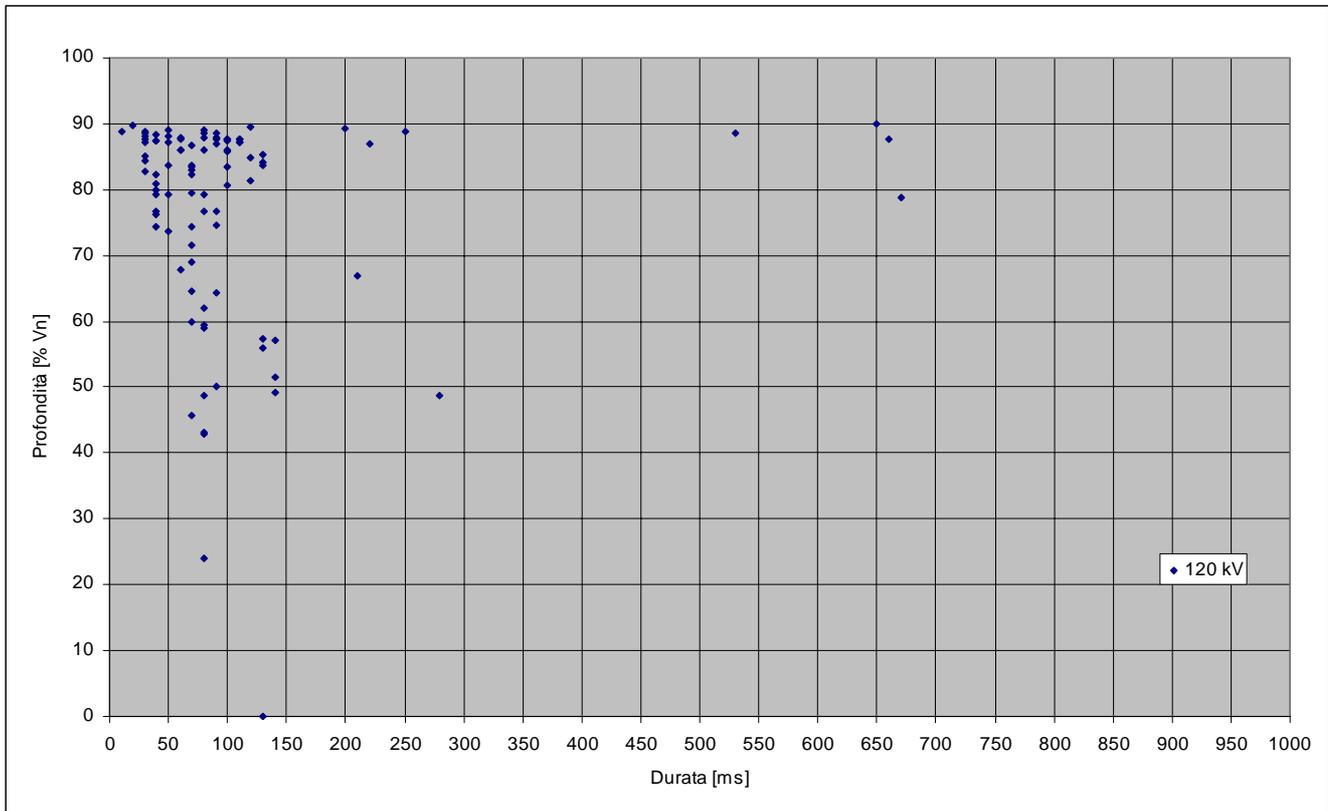


Figura 4.8: Buchi rilevati dagli Strumenti nei primi mesi della campagna (dettaglio sola rete 120 kV).

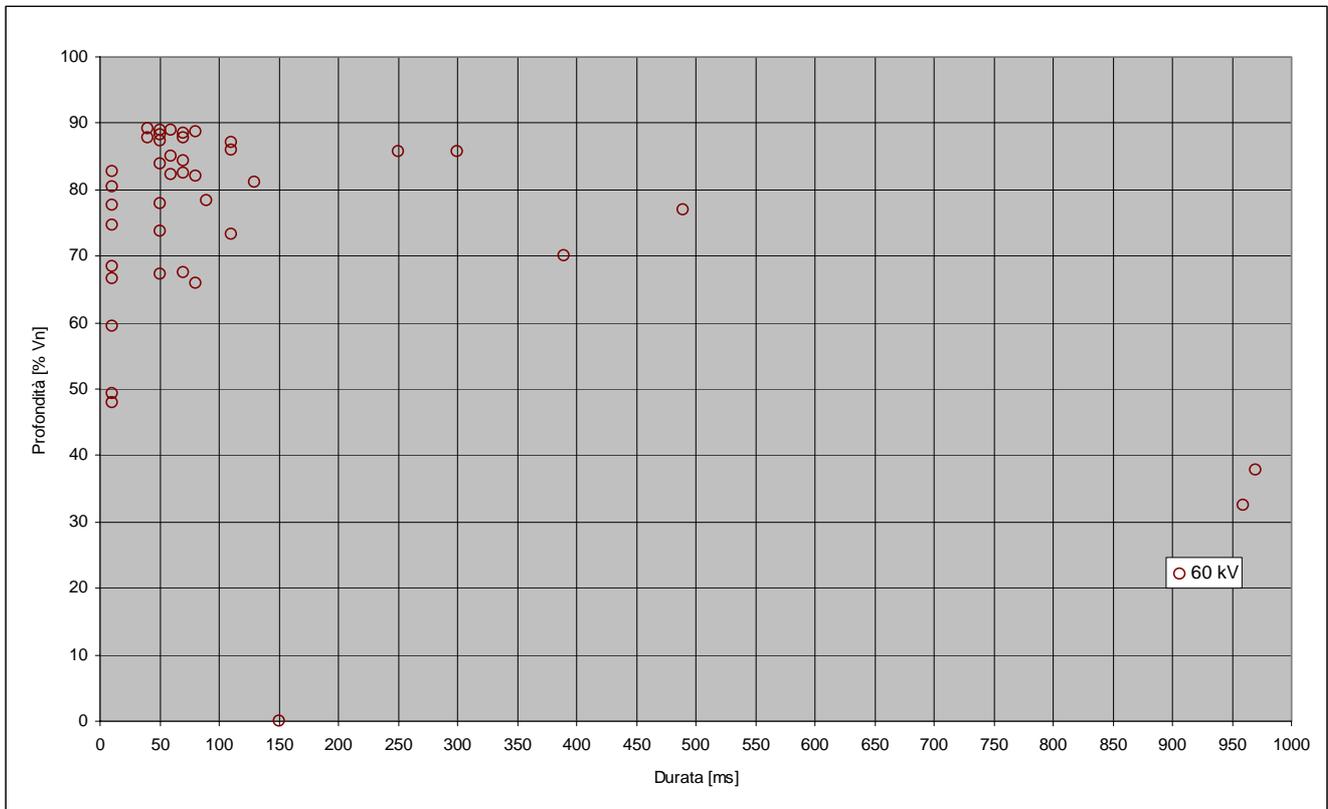


Figura 4.9: Buchi rilevati dagli Strumenti nei primi mesi di campagna (dettaglio sola rete 60 kV)

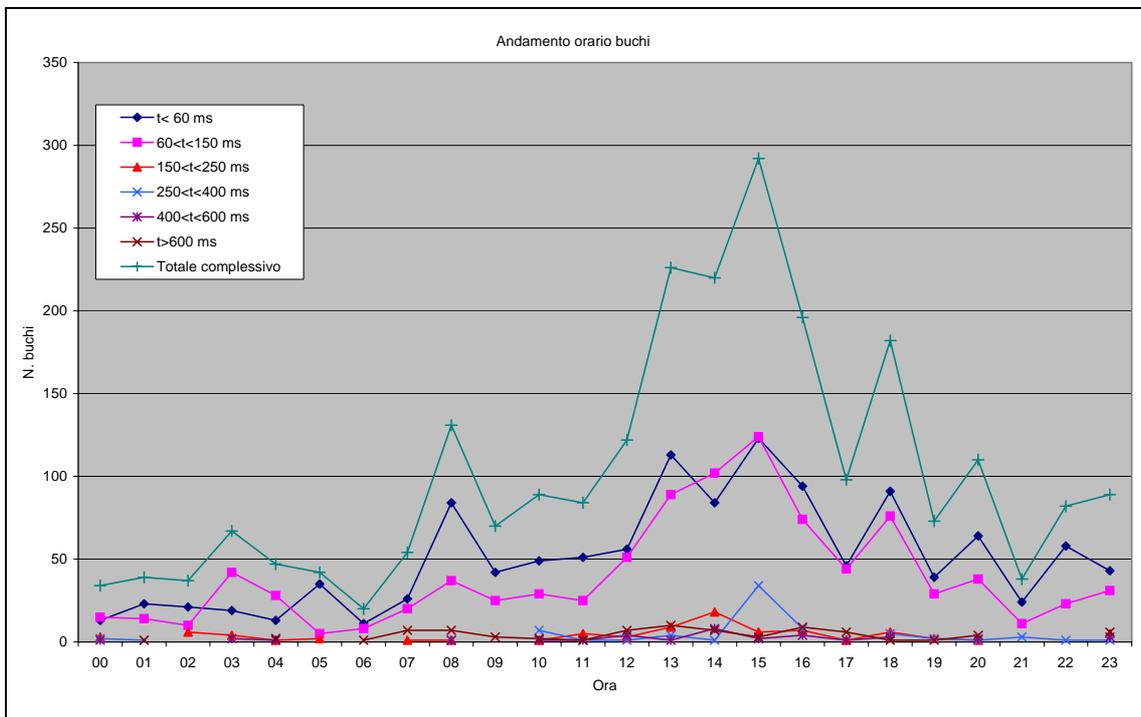


Figura 4.10: Andamento orario delle categorie di buchi di tensione rilevati dagli Strumenti nei primi mesi di campagna.

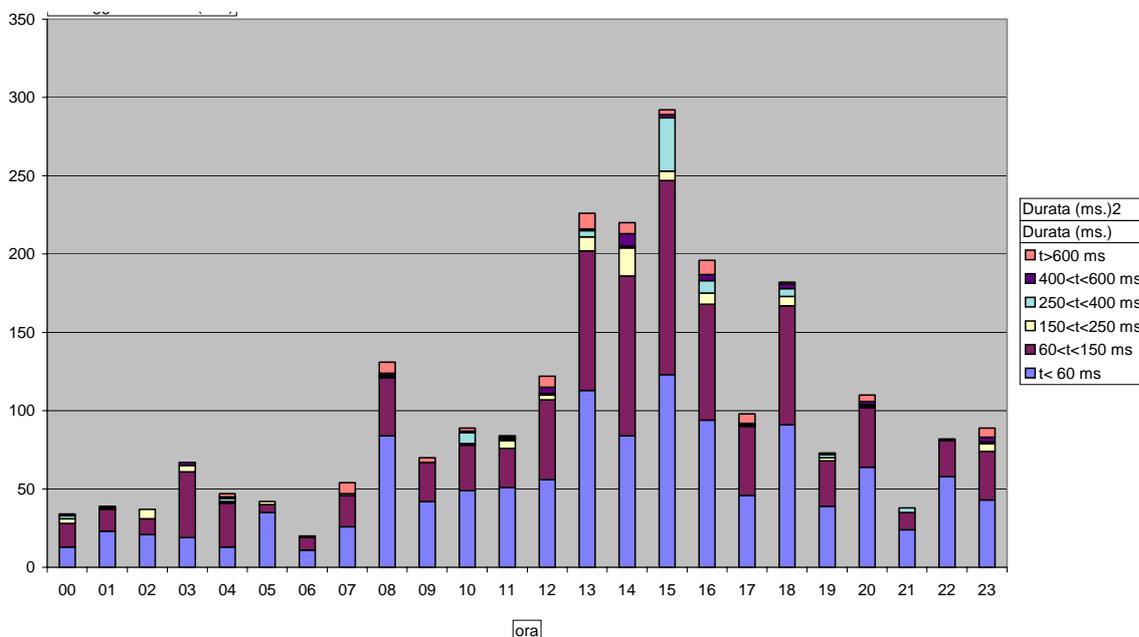


Figura 4.11: Andamento orario dei buchi di tensione rilevati dagli Strumenti nei primi mesi di campagna.

5. VERIFICA DELLA POTENZA DI CORTO CIRCUITO

In ottemperanza a quanto richiesto dall'art. 34 comma 3 della Delibera 250/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e per il gas, 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 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 90% delle ore dell'anno relativamente all'anno 2006. Per gli anni successivi il valore dovrà essere pari al 95% delle ore.

Secondo quanto indicato nel documento "Determinazione e verifica dei valori minimi e massimi convenzionali della potenza di cortocircuito per i siti direttamente connessi alla RTN" i valori relativi al 2006 sono stati calcolati su verifiche puntuali con interventi manuali su un prototipo.

Come prototipo, presso la sede DSC di Torino nel corso del 2006 è stata condotta un'attività di verifica delle Pcc nei nodi della rete a 380-220-132 kV di Piemonte, Liguria e Valle d'Aosta.

Il calcolo della potenza di corto circuito è stato condotto utilizzando la seguente procedura:

- sono state acquisite dal sistema di controllo nazionale le informazioni necessarie a ricostruire lo stato della rete a 380/220 kV italiana in un certo istante;
- sono state acquisite dal sistema di controllo locale le informazioni necessarie a ricostruire lo stato della rete a 132 kV di Torino nel medesimo istante;
- le informazioni suddette sono state inserite nel Codice di calcolo di un load flow riferito alla situazione da ricostruire;
- gli output dei calcoli di load flow (assetti rete) sono poi stati trasferiti al Codice di calcolo di corto circuito.

Tale operazione è stata svolta con successo in 142 situazioni diverse nel corso dell'anno: questi quindi sono stati i campioni per l'analisi statistica che è stata svolta.

Tali valori di potenza di corto circuito sono stati quindi confrontati con quelli pubblicati sul nostro sito web a gennaio 2006. Il confronto è stato concentrato sui nodi rappresentativi degli impianti di utenti della rete rilevante (sono stati scartati gli impianti di Terna).

Il risultato è stato il seguente: per l'area di Torino i valori di Pcc minima convenzionale pubblicati sono risultati mediamente superiori al minimo convenzionale nel **97.18%** delle situazioni. In altre parole l'esito del confronto può dirsi mediamente positivo.

Passando dal dato statistico alla verifica sui singoli impianti, i casi di superamento del limite inferiore di Pcc è stato registrato in 45 impianti su 435. Le motivazioni sono riconducibili alle seguenti tipologie:

- errori materiali e quindi valori pubblicati errati
- assetti di rete provvisori che hanno effettivamente indebolito la magliatura della rete (tali configurazioni di esercizio sono legate al rifacimento di impianti di dimensioni rilevanti)
- assetti di carattere eccezionale, legati all'interfaccia tra rete italiana e rete francese

- connessione dell'impianto da alimentazione di riserva
- indisponibilità contemporanea di più linee 220/132 kV, per lavori di ricostruzione

Gli impianti sono i seguenti:

IMPIANTO	kV	N° superamenti	% sui campioni	Motivazione
ALBIANO	132	8	6%	calcolo errato: aperta rete FI
ACTV	132	62	44%	calcolo errato: aperta rete MI
ACTV ATENA	132	62	44%	calcolo errato: aperta rete MI
BIANDRATE	132	59	42%	calcolo errato: aperta rete MI
CAIRO CP	132	15	11%	calcolo errato: aperta rete MI
CAIRO ENER	132	15	11%	calcolo errato: aperta rete MI
EDIS SPINE	132	9	6%	calcolo errato: aperta rete MI
ITALIA COK	132	15	11%	calcolo errato: aperta rete MI
POLIOLI	132	57	40%	calcolo errato: aperta rete MI
SARPOM TR.	132	62	44%	calcolo errato: aperta rete MI
VERCELLI S	132	62	44%	calcolo errato: aperta rete MI
FONDOVALLE	132	66	46%	TS errato su SCPT
FS SANTHIA	132	20	14%	TS errato su SCPT
MORASCO	132	32	23%	TS errato su SCPT
PIAGGINO	132	78	55%	TS errato su SCPT
ALESS. C.L	132	9	6%	Da correggere Pcc minima
ITAL.CORN	220	95	67%	Da correggere Pcc minima
S.GIORGIO	132	9	6%	modifica ass. standard 2006
SACAL	132	8	6%	modifica ass. standard 2006
FIAT MIR.	132	16	11%	normalmente disalim. (riserva)
ITAL NOVI	220	46	32%	aliment. di riserva
AAMAIE	132	19	13%	ass. particolare P elevata da FR
FS VENTIM	132	53	37%	ass. particolare P elevata da FR
S.REMO	132	13	9%	ass. particolare P elevata da FR
VENTIMIGLI	132	69	49%	ass. particolare P elevata da FR
PRE S.DIDI	132	16	11%	fuori servizio ATR Villeneuve
COSSATO	132	14	10%	fuori servizio sia 220 che 132
GRAVELLONA	132	13	9%	fuori servizio sia 220 che 132
S.MAURIZIO	132	17	12%	fuori servizio sia 220 che 132
BEMBERG	132	16	11%	fuori servizio sia 220 che 132
VARALLO	132	17	12%	fuori servizio sia 220 che 132
A.S.T.	132	11	8%	rifacimento Pianezza
AVIGLIANA	132	13	9%	rifacimento Pianezza
DRUENTO	132	10	7%	rifacimento Pianezza
S.GILLIO	132	13	9%	rifacimento Pianezza
TEKSID BUT	132	13	9%	rifacimento Pianezza

IMPIANTO	kV	N° superamenti	% sui campioni	Motivazione
VADO TERMI	380	15	11%	rifacimento sez. 220 kV
VINOVO	132	12	8%	rifacimento Vinovo
ALESSIO T.	132	12	8%	rifacimento Voltri
FIN CNI GE	132	33	23%	rifacimento Voltri
PRA	132	56	39%	rifacimento Voltri
S.GIOVAN	132	35	25%	rifacimento Voltri
TRASTA	132	69	49%	rifacimento Voltri
VARENNA	132	10	7%	rifacimento Voltri
VOLTRI	132	59	42%	rifacimento Voltri

6. VERIFICA DEL VALORE DI TENSIONE

La delibera n° 250 dell'AEEG richiede al Terna di fornire indicatori riguardanti il parametro tensione; precisamente, si richiede di fornire, sulla base di indagini statistiche legate all'andamento della tensione, i valori minimi, massimi e medi delle tensioni di tutti i siti di connessione e i livelli attesi.

Questi livelli attesi sono riportati nel documento "Livelli minimo e massimo del valore efficace della tensione 380-220-150-132 kV della rete rilevante" pubblicato sul sito di Terna il 16/03/2006.

Nel presente paragrafo si riportano le verifiche effettuate per il rispetto dei valori. Per i calcoli statistici dei valori di tensione sono stati utilizzati i dati delle TM del Sistema di controllo, archiviati ogni quarto d'ora e residenti nell'archivio Query.

A tal fine quindi è stata sviluppata una procedura automatica di estrazione e di elaborazione dati al fine di rendere controllabile e ripetibile ogni fase del processo elaborativi dei dati.

I livelli di tensione interessati dalla elaborazione sono quelli relativi alle tensioni 380 kV, 220 kV, 150 kV e 132 kV.

Naturalmente in ciascun nodo della rete elettrica si verificano variazioni lente di tensione legate alle modificazioni periodiche del carico e della potenza generata dalle centrali, in relazione alle disponibilità di energia primaria e alle strategie ottimali di utilizzazione che corrispondono al periodo di condizioni normali o di allarme.

Inoltre, il fuori servizio temporaneo di linee e/o trasformatori ed il sovraccarico di altri componenti di rete che ne consegue, contribuiscono a far variare, in genere in diminuzione, la tensione ai nodi nelle rispettive zone di influenza che corrispondono a periodi di emergenza o di ripristino della tensione.

Le analisi statistiche sui valori della tensione nei nodi della rete di trasmissione mostrano che le tensioni si sono mantenute per la maggior parte del tempo in un intervallo entro il 5% del valore d'esercizio, nel rispetto delle indicazioni fornite dal documento prima citato.

Tabella 6.1 Tensioni sulla rete 380 kV

Area	380 kV				
	V _{max}	Media V _{max}	V _{min}	Media V _{min}	V _{media}
Torino	420,0	418,4	380,0	389,0	406,4
Milano	419,9	418,8	365,5	387,3	405,3
Venezia	420,0	418,6	366,6	376,5	404,4
Firenze	420	419,4	377,1	386	405,7
Roma	420,0	419,5	360,1	381,7	404,9
Napoli	420,0	418,9	367,8	381,2	404,8
Palermo	419,6	418,1	381,7	384,0	401,6
Cagliari	416,5	411,0	360,1	381,1	399,9

Tabella 6.2 Tensioni sulla rete 220 kV

Area	220 kV				
	V _{max}	Media V _{max}	V _{min}	Media V _{min}	V _{media}
Torino	241,9	241,0	216,9	222,5	233,9
Milano	242,0	241,5	212,9	220,1	234,4
Venezia	241,7	240,3	199,2	215,4	231,2
Firenze	242,0	240,7	208,8	215,4	231,8
Roma	241,9	240,5	205,3	217,8	231,2
Napoli	242,0	239,3	204,4	213,2	228,8
Palermo	241,7	238,7	199,9	213,0	226,4
Cagliari	241,7	234,2	207,8	216,5	228,1

Tabella 6.3 Tensioni sulla rete 150 kV

Area	150 kV				
	V _{max}	Media V _{max}	V _{min}	Media V _{min}	V _{media}
Roma	161,1	158,4	135,1	144,7	151,9
Napoli	164,8	162,8	138,8	144,9	154,9
Palermo	164,8	160,4	135,1	143,7	152,7
Cagliari	163,6	160,1	135,1	147,3	155,3

Tabella 6.3 Tensioni sulla rete 132 kV

Area	132 kV				
	V_{\max}	Media V_{\max}	V_{\min}	Media V_{\min}	V_{media}
Torino	138,6	132,8	123,2	128,6	131,2
Milano	145,0	138,0	119,7	125,2	131,9
Venezia	143,9	138,9	118,2	123,1	132,7
Firenze	144,9	137,8	118,2	126,9	132,7

Tabella 6.3 Tensioni sulla rete 120 kV

Area	120 kV				
	V_{\max}	Media V_{\max}	V_{\min}	Media V_{\min}	V_{media}
Roma	131,5	127,9	110,0	116,0	122,5

In alcune circostanze, condizioni di emergenza o di ripristino le tensioni possono aver superato i valori indicati nelle tabelle precedenti. Tali indicazioni potranno con maggior dettaglio evidenziarsi dall'indagine statistiche che scaturiranno al termine della campagna di misura della qualità di tensione. A titolo di esempio si riportano i valori relativi ad un mese di campagna di misura sulla rete a 380 kV.

Tensione	Valore Massimo [kV]	Valore 95% del tempo considerato [kV]
Alta	432	418
Bassa	411	401

7. SERVIZI DI INTERROMPIBILITÀ

Con cadenza annuale il Gestore della rete indica il ricorso effettuato ai servizi di interrompibilità nel corso dell'anno, con evidenza del numero di utenti interessati, della tipologia di servizi e della loro frequenza e durata, anche con disaggregazione su base regionale.

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.

Con cadenza annuale il **Gestore della rete** indica il ricorso effettuato ai servizi di interrompibilità nel corso dell'anno, con evidenza del numero di utenti interessati, della tipologia di servizi e della loro frequenza e durata, anche con disaggregazione su base regionale.

Ricorso al servizio di interrompibilità nel corso dell'anno 2006

Il servizio di interrompibilità del carico, con e senza preavviso consente a TERNA di disporre di una quantità di potenza interrompibile che può essere utilizzata:

- nel caso di interrompibilità istantanea, cioè senza preavviso, prevalentemente per ricostituire con rapidità riserva e bilanciamento in tempo reale;
- nel caso di interrompibilità con preavviso, per delimitare alle situazioni di effettivo rischio per il sistema elettrico nazionale il ricorso all'attivazione di procedure di alleggerimento prolungato del carico a rotazione.

Nel corso del 2006 si sono verificati più situazioni di criticità del sistema nelle quali la disponibilità dei carichi interrompibili è risultata fondamentale per evitare o comunque limitare interruzioni di carico.

Nella tabella che segue si riporta il numero degli impianti che hanno prestato il servizio di interrompibilità per l'anno 2006 e la potenza contrattuale.

	Numero Impianti	Potenza Contrattualizzata [MW]
Istantanea	175	1946
Con Preavviso	141	1119
Totale	255	3065

N.B. alcuni impianti possono avere contemporaneamente carichi sottoposti a servizio di interrompibilità istantanea che con preavviso

Nella tabella 7.1 viene riportato un riepilogo dei distacchi avvenuti durante il corso dell'anno 2006 con dettaglio sulle quantità di Energia utilizzata nei servizi di interrompibilità "con Preavviso" ed "Istantanea".

Gli stessi valori di energia vengono di seguito riportati suddivisi su base regionale nella tabella 7.2.

Tabella 7.1
Stima energia utilizzata (MWh) nel distacco di utenti con contratto di interrompibilità
Periodo Gennaio-Dicembre 2006

Giorno	Tot. Energia non fornita [MWh]	con Preavviso [MWh]	Tempo Reale [MWh]
15/02/2006	98,63		98,63
23/02/2006	2.713,87	2.713,87	
10/04/2006	30,11		30,11
11/04/2006	23,40		23,40
16/06/2006	77,10		77,10
26/06/2006	206,48	206,48	
29/06/2006	138,31	138,31	
03/07/2006	33,31		33,31
05/07/2006	25,07		25,07
06/07/2006	71,66		71,66
14/07/2006	941,77		941,77
17/07/2006	14,02		14,02
21/07/2006	102,89		102,89
25/07/2006	10.581,28	3.992,67	6.588,61
26/07/2006	6.908,39	6.908,39	
27/07/2006	4.433,49	4.433,49	
30/07/2006	30,27		30,27
01/08/2006	26,09		26,09
10/09/2006	99,43		99,43
24/09/2006	32,89		32,89
08/10/2006	48,57		48,57
04/11/2006	191,57	191,57	
17/11/2006	184,92	71,93	112,99
09/12/2006	14,12		14,12
	27.027,63	18.656,72	8.370,91

Tabella 7.2
Stima energia utilizzata (MWh) nel distacco di utenti con contratto di interrompibilità - suddivisione per Regione

Periodo Gennaio-Dicembre 2006

Regione	Tot. Energia non fornita [MWh]	con Preavviso [MWh]	Tempo Reale [MWh]
ABRUZZI	217,79	208,95	8,84
BASILICATA	688,12	686,69	1,42
CALABRIA	7,64	5,67	1,97
CAMPANIA	300,33	295,82	4,50
EMILIA ROMAGNA	753,76	677,45	76,31
FRIULI VENEZIA GIULI	3.065,77	1.192,11	1.873,66
LAZIO	23,48	17,60	5,87
LIGURIA	220,14	216,91	3,22
LOMBARDIA	10.721,78	7.130,79	3.590,99
MARCHE	55,32	55,32	
MOLISE	1,86		1,86
PIEMONTE	1.141,62	1.060,64	80,98
PUGLIA	1.015,39	1.011,13	4,26
SARDEGNA	372,21	210,24	161,97
SICILIA	48,29		48,29
TOSCANA	910,78	725,83	184,96
TRENTINO ALTO ADIGE	820,77	190,26	630,51
UMBRIA	1.377,52	1.348,26	29,26
VALLE D'AOSTA	251,30	242,40	8,90
VENETO	5.033,77	3.105,82	1.927,95
	27.027,63	18.381,89	8.645,74

8. CONTRATTI PER LA QUALITÀ PER GLI UTENTI DELLA RTN

Terna ha la facoltà di sottoporre agli Utenti della rete contratti per la qualità aventi le caratteristiche indicate agli articoli 37 e 38 del Testo integrato della qualità del servizio elettrico, approvato con deliberazione dell’Autorità 30 gennaio 2004, n. 4/04.

9. INCIDENTI RILEVANTI

Ai sensi dell’art. 35 della delibera n. 250/04 una disalimentazione costituisce un incidente rilevante se comporta un livello di energia non servita superiore a 150 MWh oppure di energia non ritirata superiore a 1.000 MWh e ha una durata superiore a 30 minuti; più incidenti, che avvengono in momenti successivi e sono imputati ad uno stesso evento eccezionale, sono considerati appartenenti al medesimo incidente rilevante. E’ il caso ad es. di più disalimentazioni (singolarmente di entità non rilevante) aventi inizio anche in istanti diversi, ma avvenute nel corso dello stesso evento meteorologico, in un’area geografica limitrofa, la cui somma complessivamente lo rende un “Incidente Rilevante”

Terna è tenuta, in base alla medesima norma, ad inviare all’Autorità un rapporto per ogni incidente rilevante sulla RTN. Il rapporto contiene, oltre altri indicatori di continuità precedentemente elencati, 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 sugli incidenti rilevanti occorsi nell’anno 2006.

▪ **Incidente Rilevante Area Territoriale di Cagliari del 12 Aprile 2006**

Descrizione degli eventi: Il verificarsi dell’apertura accidentale di un collo morto su una fase della linea 150 kV Fiumesanto Centrale – Fiumesanto Stazione n° 617, di proprietà Terna, provocava un corto circuito che coinvolgeva anche l’altra linea adiacente n° 616, eliminato dall’apertura di tutti gli interruttori che hanno messo fuori servizio e quindi aperto il gruppo n° 2 della Centrale Fiumesanto, di proprietà di Endesa, in quel momento in produzione di ca. 140 MW.

Di seguito si riportano i dati relativi alle mancate produzioni sull’Incidente Rilevante:

- Mancata produzione del gruppo 1 della Centrale di Fiumesanto classificata come incidente rilevante: Potenza interrotta = 81 MW; Durata interruzione = 985 min. ; Energia non ritirata valutata in 1329,75 MWh.

L’incidente rilevante è stato classificato con la codifica AEEG 1°livello AEEG: “4AC – 100 Meccaniche”.

Conclusioni:

- Interventi tempestivi di ripristino degli elementi/componenti di rete Terna oggetto del disservizio da parte del personale Terna competente.

▪ **Incidente Rilevante Area Territoriale di Palermo del 17 Luglio 2006**

Descrizione degli eventi: Alle ore 18:45 del 17 Luglio 2006 era in corso una violenta perturbazione atmosferica con alta densità ceramica che interessava l'area sud/est dell'isola. Le condizioni di sicurezza "N-1" del Sistema elettrico locale erano pienamente soddisfatte.

Dopo alcuni minuti il verificarsi, per "Cause Esterne" a Terna, del distacco di tutti i gruppi della Centrale di Priolo Gargallo di proprietà Enel Produzione provocava lo scatto e la perdita di ulteriori elementi di rete al contorno: ATR1 380/220 kV di Chiaramonte Gulfi, totalità gruppi della centrale Enel Produzione di Anapo, totalità gruppi della centrale ISAB Energy.

Venivano persi circa 1460 MW su un totale fabbisogno regionale di 2900 MW.

Lo squilibrio tra produzione e carico venuto a stabilirsi provocava nel giro di alcuni minuti il distacco di utenza diffusa sia sulla rete AT che su quella MT per collasso di tensione generalizzato, ma senza perdita della connessione dell'isola con il continente.

Di seguito si riportano i dati relativi alle disalimentazioni ovvero mancate produzioni sull'Incidente Rilevante:

- Energia non fornita valutata in circa 748 MWh per una durata complessiva del disservizio di circa 3 ore.

L'incidente rilevante è stato classificato con la codifica AEEG 1°livello AEEG: "1CD – Insufficienza di Sistema".

Conclusioni:

- Risposta pronta delle strutture operative Terna; allertato immediatamente il personale reperibile in Sicilia;
- Provvedimenti strutturali di potenziamento e sviluppo coerentemente al Piano strategico Terna per il periodo 2007-2011.

▪ **Incidente Rilevante sulla Rete Europea del 04 Novembre 2006**

Descrizione degli eventi: L'apertura programmata alle ore 21:38 del 04 Novembre 2006 della Linea in doppia Terna 380 kV Conneforde-Diele 1-2 di proprietà del TSO tedesco E.ON ed il successivo scatto per sovraccarico di alcune linee 380 kV e 220 kV

sempre su rete E.ON provocava nell'arco di pochi secondi la separazione della rete UCTE in tre isole di carico con differenti regimi di frequenza.

Nell'Area Europea Occidentale (compresa l'Italia) la frequenza si abbassava fino a 49 Hz.

Tale evento provocava l'intervento sulla Rete di Trasmissione Nazionale l'intervento del piano di difesa del sistema elettrico nazionale (EAC e BMI) e come ulteriore leva per il ripristino graduale delle condizioni normali di esercizio l'aumento della produzione nazionale di energia elettrica.

Di seguito si riportano i dati relativi alle disalimentazioni ovvero mancate produzioni sull'Incidente Rilevante:

- Separazione controllata della rete in Sicilia per 200 MW;
- Perdita Gruppi di generazione stimata in 1250 MW;
- Intervento Alleggeritori di Carico EAC per 2249 MW;
- Intervento BMI per 663 MW;
- Energia non fornita stimata in 1800 MWh per una durata di circa 40 minuti. Il disservizio è da ritenersi pertanto un Incidente Rilevante.

L'incidente rilevante è stato classificato con la codifica AEEG 1°livello AEEG: "1CD – Insufficienza di Sistema".

Conclusioni:

- Il sistema elettrico nazionale, in considerazione della pericolosità dell'evento e dei tempi disponibili è stato gestito secondo i criteri di sicurezza previsti.

10. ELENCO DEI DOCUMENTI PUBBLICATI DA TERNA

Nel seguito si riporta l'elenco dei documenti pubblicati sul sito internet di Terna sull'argomento Qualità del servizio di trasmissione negli anni 2005, 2006 e 2007.

1. Criteri di statistica delle disalimentazioni: classificazione e registrazione delle disalimentazioni degli Utenti direttamente connessi alla RTN 29/03/2007
2. Livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per l'anno 2007 26/02/2007
3. Codice di rete - cap. 11 "Qualità del servizio di trasmissione" 12/05/2006
4. Valori minimi e massimi convenzionali di potenza di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV 19/06/2006
5. Determinazione e verifica dei valori minimi e massimi convenzionali della potenza di cortocircuito per i siti direttamente connessi alla RTN 12/05/2006
6. Livelli minimo e massimo del valore efficace della tensione 380-220-150-132 kV della rete rilevante 16/03/2006
7. Livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per l'anno 2006 26/01/2006
8. Elenco preliminare degli impianti per le campagne di misura 21/10/2005
9. Qualità della tensione sulla RTN: piano per l'avvio di campagne su misura 05/09/2005
10. Caratteristiche della tensione sulla RTN: criteri di misura 15/07/2005