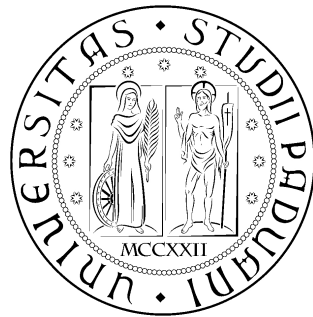


UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTA' DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA ELETTRONICA



Tesi di Laurea

Analisi dei guasti e manutenzione programmata delle  
linee elettriche aeree in AT e AAT d'Italia

Relatore: Prof. Benato Roberto

Correlatore: Ing. De Lorenzo Alberto

Laureando: Pregnolato Luca

Anno Accademico 2009-2010



*Ai miei genitori  
nella speranza che, un giorno, mi possano perdonare*



## **Indice**

<i>Introduzione</i> .....	9
<i>Capitolo 1</i> .....	11
<i>1 Presentazione dell'Azienda</i> .....	11
1.1 <i>Cos'è Terna</i> .....	11
1.2 <i>La nascita di Terna</i> .....	13
1.3 <i>Struttura Organizzativa</i> .....	15
1.4 <i>Le attività</i> .....	15
1.4.1 <i>Sviluppo Rete</i> .....	16
1.4.2 <i>Realizzazione Impianti</i> .....	16
1.4.3 <i>Mantenimento</i> .....	17
1.4.4 <i>Dispacciamento e Conduzione</i> .....	20
1.4.5 <i>Processi di supporto</i> .....	20
<i>Capitolo 2</i> .....	21
<i>2 Processo di Mantenimento</i> .....	21
2.1 <i>Monitoraggio</i> .....	21
2.1.1 <i>Controlli di sorveglianza</i> .....	22
2.1.1.1 <i>Tipi di controlli di sorveglianza</i> .....	23
2.1.2 <i>Controlli Tecnici</i> .....	28
2.1.2.1 <i>Tipi di controlli tecnici</i> .....	28
2.1.3 <i>Controlli Occasionali</i> .....	31
2.1.3.1 <i>Tipi di controlli occasionali</i> .....	31
2.1.4 <i>Fasi del processo di ispezione</i> .....	36
2.1.5 <i>Il sistema MBI</i> .....	38
2.2 <i>Manutenzione</i> .....	43
2.2.1 <i>Manutenzione Ordinaria</i> .....	43
2.2.2 <i>Manutenzione straordinaria o Rinnovo</i> .....	48
<i>Capitolo 3</i> .....	49
<i>3 Guasti ed Interruzioni</i> .....	49
3.1 <i>Classificazione delle Interruzioni</i> .....	49
3.2 <i>Guasti per fulminazioni sulle linee elettriche</i> .....	50
3.3 <i>Difetti di Isolamento</i> .....	51
3.4 <i>Incendi in prossimità di linee elettriche</i> .....	53
3.4.1 <i>Definizione topologia degli incendi</i> .....	53
3.4.2 <i>Classificazione dei tipi di incendio di bosco</i> .....	53
3.4.3 <i>Classifica del territorio secondo il grado di rischio di incendio</i> .....	56
3.4.4 <i>Cause principali di incendio boschivo</i> .....	56

3.4.5	<i>Fasi evolutive dell'incendio</i> .....	57
3.4.6	<i>Tecniche di spegnimento</i> .....	58
3.4.6.1	<i>Le fasi di intervento</i> .....	59
3.4.7	<i>Incendi boschivi in aree adiacenti a linee di trasmissione elettrica</i> .....	59
3.4.8	<i>Spegnimento di incendi boschivi in aree adiacenti a linee elettriche</i> .....	60
3.4.8.1	<i>Modalità disattivazione linee elettriche per incendio</i> .....	62
3.4.9	<i>Influenza degli incendi forestali sull'isolamento delle linee elettriche</i> .....	63
3.4.10	<i>Influenza della temperatura e delle particelle di combustione sulla linea</i> 66	
3.4.10.1	<i>Forza Dielettrica</i> .....	69
3.5	<i>Influenza di neve e ghiaccio sulle linee elettriche</i> .....	70
3.6	<i>Interferenze della vegetazione sulla fascia di rispetto della linea</i> .....	73
3.6.1	<i>Modalità di rilievo delle distanze di sicurezza</i> .....	74
3.6.2	<i>Strumenti di misura</i> .....	75
3.6.3	<i>Distanze di rispetto dai conduttori</i> .....	76
3.6.4	<i>Variazione di freccia (<math>\Delta f</math>) dovuto all'escursione termica</i> .....	78
3.6.5	<i>Classi di accrescimento delle piante</i> .....	78
3.6.6	<i>Differenziazione delle piante per tipo e zona</i> .....	79
3.6.7	<i>Valutazione della differibilità dell'intervento di taglio piante</i> .....	83
3.6.8	<i>Esecuzione delle attività</i> .....	85
3.6.8.1	<i>Servitù di elettrodotto</i> .....	87
Capitolo 4	.....	91
4	<i>Qualità del servizio</i> .....	91
4.1	<i>Indicatori di continuità del servizio</i> .....	91
4.2	<i>Livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione</i> .....	95
Conclusioni	.....	97
Bibliografia	.....	99
Appendice	.....	101
A.1	<i>Variazione della freccia in funzione di temperatura e lunghezza campate</i> .....	101
A.2	<i>Interruzioni e guasti anno 2004</i> .....	101
A.3	<i>Interruzioni e guasti anno 2005</i> .....	101
A.4	<i>Interruzioni e guasti anno 2006</i> .....	101
A.5	<i>Interruzioni e guasti anno 2007</i> .....	101
A.6	<i>Interruzioni e guasti AOT Cagliari 2004-2008</i> .....	101
A.7	<i>Interruzioni e guasti AOT Firenze 2004-2008</i> .....	101
A.8	<i>Interruzioni e guasti AOT Milano 2004-2008</i> .....	101
A.9	<i>Interruzioni e guasti AOT Napoli 2004-2008</i> .....	101
A.10	<i>Interruzioni e guasti AOT Palermo 2004-2008</i> .....	101
A.11	<i>Interruzioni e guasti AOT Padova 2004-2008</i> .....	101
A.12	<i>Interruzioni e guasti AOT Roma 2004-2008</i> .....	101

A.13	<i>Interruzioni e guasti AOT Torino 2004-2008.....</i>	<i>101</i>
A.14	<i>Interruzioni e guasti 2004-2008: Zone geografiche.....</i>	<i>101</i>





## *Introduzione*

Il sistema di trasmissione elettrica rappresenta per ogni paese una bene e servizio di prima necessità. L'energia elettrica come la conosciamo non esiste in natura e bisogna, quindi, produrla. Produrre energia vuol dire trasformare in "elettricità" l'energia ricavata da fonti primarie. Questa trasformazione avviene nelle centrali elettriche. La trasmissione di energia è la funzione che svolge Terna. Trasmettere energia vuol dire trasferire l'energia prodotta dai centri di produzione alle zone di consumo. Perché ciò avvenga occorrono linee, stazioni elettriche e di trasformazione, cioè gli elementi che compongono la Rete di trasmissione un insieme di oltre 58mila km di linee possedute e gestite da Terna.

Il servizio di trasmissione non può avvenire senza una corretta manutenzione e preservazione delle linee elettriche, principale mezzo per la distribuzione dell'energia alle utenze.

In questa tesi sono stati trattati i principali aspetti che riguardano i processi di mantenimento degli elettrodotti; l'importanza del monitoraggio e dell'ispezione delle linee elettriche, e le successive opere di manutenzione.

Sono stati in seguito dettagliatamente evidenziate le principali cause di guasto che portano ad un disservizio superiore ai 3 minuti primi (interruzioni lunghe per guasto permanente), e quindi ad una mancata fornitura di energia, relativi agli ultimi 5 anni di esercizio (2004 - 2008).

I guasti sono stati divisi per anno (totalità dei guasti in Italia) e per Area Operativa di Trasmissione (totalità di guasti nell'area negli ultimi 5 anni), ed è stato messo in evidenza le principali cause governabili (ovvero quelle cause sulle quali era possibile intervenire per tempo e quindi evitabili) che hanno portato il suddetto disservizio. Ovviamente tutti i guasti soggetti a questa analisi sono dovuti a cause "governabili", ovvero a cause che potevano essere evitate o prevenite con un'ottimale manutenzione.

Dall'analisi dei guasti avvenuti in Italia si è quindi potuto individuare non solo in tipo di causa ed il componente nel quale si è verificato il suddetto fatto, ma anche la linea stessa sul quale è avvenuto, evidenziando quindi le zone geografiche più soggette a guasto. Da questo, essendo in possesso di tutte le informazioni relative ai disservizi, si è potuto avere un quadro specifico della situazione e quindi valutare le possibili soluzioni di manutenzione per evitare il verificarsi futuro.



### Presentazione dell'azienda

#### 1 Presentazione dell'Azienda

##### 1.1 Cos'è Terna

Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A. è la società responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica gestendo la rete ad alta e altissima tensione, della quale è proprietaria per oltre il 98%. In particolare Terna possedeva in totale al 30.6.2007:

- 44.192 km di terne
- 362 stazioni di trasformazione e smistamento
- 1 Centro Nazionale di Controllo
- 8 Centri di Ripartizione
- 3 Centri di teleconduzione

Il servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete nazionale ha lo scopo di trasferire l'energia elettrica immessa in rete sia dagli impianti di produzione sia importata dall'estero attraverso le linee di interconnessione, ai nodi di prelievo in alta tensione, che normalmente consistono in stazioni elettriche di collegamento con la rete di distribuzione.

Questo presuppone l'esistenza di una rete elettrica efficiente e adeguata a rispondere alla domanda di consumo dell'energia elettrica e alla sua dislocazione sul territorio, nonché la capacità di pianificare, realizzare, controllare e mantenere linee di trasporto e stazioni di connessione con gli impianti di produzione e con le reti di distribuzione.

Al fine anche di garantire l'efficienza del servizio, Terna ha da tempo standardizzato la realizzazione di tutti i suoi impianti (linee e stazioni) in termini di impatto ambientale, pertanto, gli impianti di Terna non mostrano differenze significative all'interno delle tipologie caratterizzanti l'attività. Le strutture operative di Terna possono essere suddivise, in relazione agli aspetti ambientali, in quattro tipologie principali e precisamente:

- Stazioni elettriche
- Elettrodotti
- Laboratori di Analisi
- Uffici

Le *Stazioni elettriche*, che costituiscono i "nodi" della rete elettrica di Terna, sono di due principali tipologie e precisamente:

- Stazioni di smistamento
- Stazioni di smistamento e trasformazione

per un totale di circa 362 stazioni.

I circa 45.000 km di terne sono suddivisi in base alla potenza trasportata. In particolare:

- linee a 380 kV: 9.812 km
- linee a 220 kV: 9.773 km
- linee < 150 kV: 19.842 km

*I Laboratori di analisi e gli Uffici sono stati invece considerati caratterizzati da un'unica tipologia di Attività.*



**Figura 1.1:** Esempio Rete Elettrica a 380 kV al 31 Dicembre 2005 [Fonte Terna]

## ***1.2 La nascita di Terna***

Le attività principali di Terna affondano le loro radici nella storia del monopolio elettrico.

La legge del 6 dicembre 1943 istituisce l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL), al quale è riservato il compito di esercitare nel territorio nazionale le attività di produzione, importazione, esportazione e trasporto, distribuzione e vendita dell'energia elettrica.

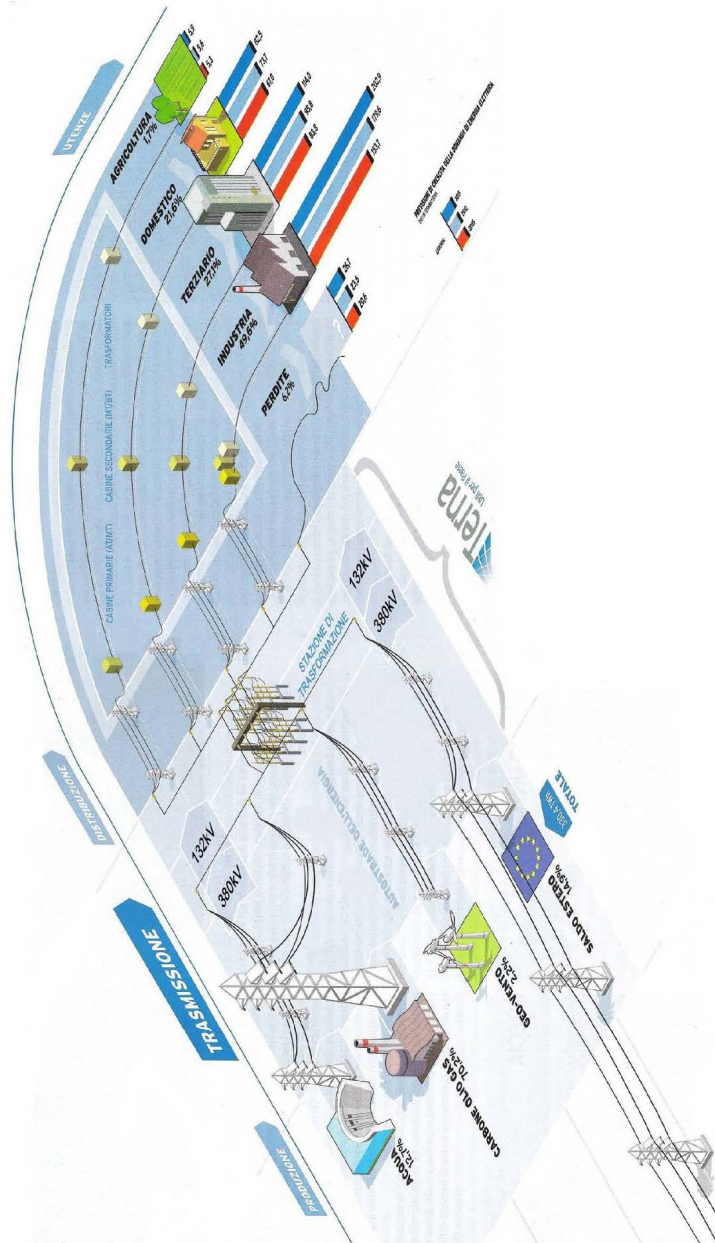
Nel 1962 questa legge determinò la nazionalizzazione del settore elettrico; grazie alla monopolio è stato possibile conseguire l'elettrificazione pressochè totale del paese.

Il 16 marzo 1999 emanato il Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79 (noto come Decreto Bersani) "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" che pone le basi per la riforma del mercato elettrico in Italia: determina la suddivisione dell'Enel S.p.A. in società distinte in base alle attività svolte; in particolare, per quanto riguarda la trasmissione, il processo di liberalizzazione poneva l'esigenza di una gestione della rete indipendente dall'influenza di singoli operatori del settore, e a maggior ragione dal controllo dall'operatore dominante. Il Decreto Bersani individuò la soluzione da percorrere nella costituzione da parte dell'ENEL del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, società per azioni la cui proprietà veniva affidata al ministero dell'economia.

Al GRTN erano affidati in concessione dallo stato le attività di trasmissione e dispacciamento; spettava inoltre al GRTN la pianificazione dello sviluppo della rete elettrica.

IL 31 maggio 1999 viene costituita all'interno del Gruppo ENEL, la società Terna, responsabile delle attività di esercizio e manutenzione degli impianti ENEL in alta tensione facenti parte della rete di trasmissione nazionale, nonché dello sviluppo della rete in base alle direttive impartite dal Gestore, regolamentate da una apposita convenzione. Il 31 ottobre dello stesso anno diventa operativa la società Terna, che si avvale di 3.262 addetti e dispone di asset pari a 33.436 km di linee elettriche in AAT-AT e 248 stazioni di trasformazione, nonché di una capacità di trasformazione pari a 96.000 MVA. Nell'anno successivo Terna diventa operativa anche nella vendita di servizi a clienti industriali ed altre società elettriche operanti sull'alta tensione e viene certificata ISO9001.

Il 1 Novembre 2005 diviene operativa l'unificazione tra proprietà e gestione della rete di trasmissione e nasce Terna – Rete Elettrica Nazionale SpA che ricompono in un diverso contesto di settore e con garanzie d'indipendenza la filiera professionale delle originarie attività di trasmissione.



**Figura 1.2:** Esempio Sistema Elettrico Italiano [Fonte Economy]

### 1.3 Struttura Organizzativa

La struttura della società è rappresentata dall'organigramma della figura che segue:

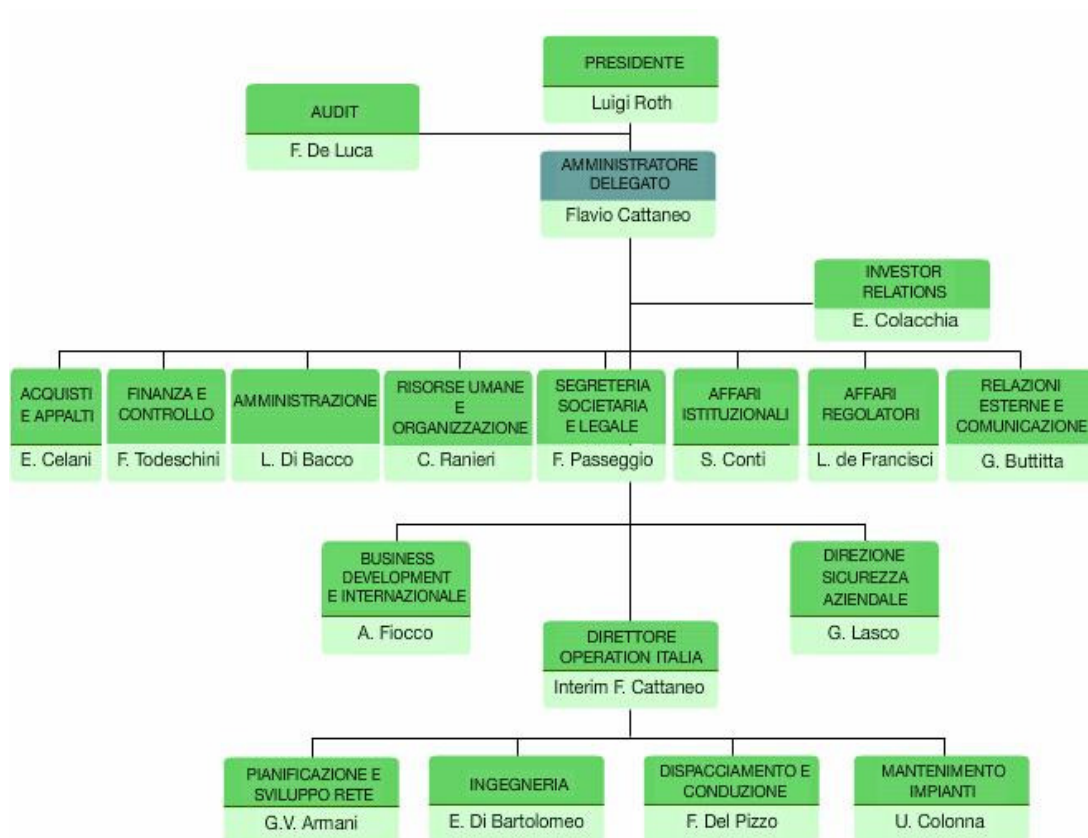


Figura 1.3: Struttura Organizzativa Terna S.p.a. [Fonte Terna]

### 1.4 Le attività

Le attività di esercizio della rete, finalizzate a mantenere costantemente in equilibrio immissioni e prelievi di energia elettrica, si articolano in programmazione dell'esercizio, e controllo in tempo reale. La pianificazione dello sviluppo della rete elettrica, la realizzazione di nuovi elettrodotti e stazioni, il coordinamento e l'attuazione dei controlli, delle manutenzioni e dei rinnovi per assicurare l'efficienza della rete completano il quadro delle principali attività di Terna.

Il sistema elettrico italiano è articolato in quattro segmenti che ne compongono la filiera: produzione, trasmissione, distribuzione e vendita. Le attività di Terna riguardano la fase della trasmissione dell'energia elettrica sulla rete ad alta ed altissima tensione e sono svolte in regime di concessione. Queste attività comprendono:

- **Gestione del sistema elettrico:** Terna è il TSO (Trasmission System Operator) Italiano. La gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale viene effettuata dal centro nazionale di controllo e dalle sedi territoriali di telecontrollo. Attraverso i centri di teleconduzione Terna esegue le manovre sui propri impianti e ne monitora il funzionamento.

- **Ingegneria e mantenimento impianti:** Terna cura la massima efficienza delle infrastrutture e l'eccellenza della manutenzione attraverso l'innovazione tecnologica e una struttura operativa presente su tutto il territorio.
- **Sviluppo della rete:** Terna delibera ed esegue gli interventi di sviluppo approvati dal Ministero delle Attività Produttive. Terna, peraltro, promuove lo sviluppo delle infrastrutture in armonia con le esigenze dell'ambiente.

Le principali attività in cui si concretizza la missione della Società sono:

- lo sviluppo della rete nazionale per migliorare la sicurezza e l'economicità della stessa, nell'ottica della costante tutela e salvaguardia dell'ambiente;
- la progettazione e la realizzazione degli impianti;
- la gestione del sistema elettrico, garantendo l'accesso imparziale ai *clienti*/produttori connessi alla rete nazionale;
- il mantenimento in efficienza degli impianti;
- la valorizzazione dei propri asset e delle proprie competenze.

Contribuiscono a realizzare questo fine la direzione Operation Italia, un insieme di organi con lo scopo di indirizzare, coordinare e controllare le attività.

Questi organi si dividono in:

- *Pianificazione e Sviluppo Rete;*
- *Ingegneria (Realizzazione Impianti);*
- *Mantenimento Impianti;*
- *Dispacciamento e Conduzione.*

#### **1.4.1 Sviluppo Rete**

Attraverso l'analisi dei flussi di energia elettrica sulla rete e l'elaborazione di proiezioni sulla domanda di energia elettrica, la Direzione *Pianificazione e Sviluppo Rete* individua le criticità della rete e le modifiche strutturali che è necessario apportare al sistema di trasmissione per garantire la copertura del fabbisogno, la sicurezza di esercizio della rete, la riduzione delle congestioni e il miglioramento della qualità e continuità del servizio e delle forniture.

In risposta alle criticità della rete, la Direzione identifica le nuove opere da realizzare e le inserisce nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, presentato annualmente per l'approvazione al Ministero dello Sviluppo Economico. Per le opere principali segue l'iter autorizzativo, che va dalla concertazione preventiva con gli Enti Locali fino all'autorizzazione.

La Direzione *Pianificazione e Sviluppo Rete* provvede anche a identificare, mediante analisi della situazione, le migliori modalità di connessione alla rete di trasmissione per tutti gli operatori che ne facciano richiesta.

#### **1.4.2 Realizzazione Impianti**

Il processo di *Realizzazione impianti* comprende l'insieme delle attività realizzative finalizzate allo sviluppo e al rinnovo della rete di trasmissione nazionale, in applicazione del piano di sviluppo, deliberato annualmente da Terna.

Le attività di realizzazione (progettazione, costruzione, collaudo, messa in esercizio e consegna dell'impianto per l'esercizio) sono organizzate secondo modalità che mirano a soddisfare le richieste di sviluppo nel pieno rispetto di tempi, specifiche e costi pianificati, con l'obiettivo di migliorare continuamente la qualità del servizio di trasmissione, di garantire agli utenti la disponibilità dei punti di connessione, di massimizzare la remunerazione degli investimenti e di minimizzare l'impatto sul territorio dei nuovi impianti.

Per i nuovi impianti, la Direzione recepisce le indicazioni del Piano di Sviluppo e predisponde la



realizzazione delle opere autorizzate. In particolare definisce i metodi di lavoro e le specifiche tecniche dei componenti e dei materiali da utilizzare nella costruzione delle nuove linee o stazioni, anche adottando metodi innovativi. La costruzione dei nuovi impianti è di norma realizzata da imprese esterne, con la supervisione diretta della Direzione *Ingegneria* per le opere principali, dell'*Area Operativa Trasmissione (AOT)* competente per territorio negli altri casi.

### 1.4.3 *Mantenimento*

Il processo *Mantenimento* raccoglie l'insieme delle attività che sono effettuate sugli impianti o parte di essi, al fine di conservarne l'efficienza ed il buon funzionamento e di prolungarne la vita utile.

Il *Mantenimento* degli elettrodotti e delle stazioni elettriche è affidata a otto AOT, dislocate sul territorio nazionale, che fanno capo alla Direzione *Mantenimento Impianti*.

È in questa Direzione che si concentra la maggior parte delle risorse operative: quasi il 70% del totale dei dipendenti.

L'area operativa di trasmissione ha il compito di assicurare la disponibilità di una rete sempre efficiente a costi contenuti mediante l'effettuazione delle attività di controlli, manutenzione e realizzazione impianti in funzione delle condizioni di stato degli impianti e delle esigenze di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale.

L'Area Operativa Trasmissione è articolata nelle seguenti Unità:

- *Stazioni (STZ)*;
- *Linee (LIN)*;
- *Progettazione e Realizzazione Impianti (PRI)*;
- *Supporto Tecnico Gestionale (STG)*.

Ogni unità dell'AOT ricopre specifiche responsabilità.

Le otto aree operative distribuite sul territorio nazionale sono:

AOT Cagliari (Sardegna)

AOT Firenze (Toscana, Emilia Romagna)

AOT Milano (Lombardia)

AOT Napoli (Campania, Puglia, Basilicata, Calabria)

AOT Padova (Veneto, Friuli, Trentino)

AOT Palermo (Sicilia)

AOT Roma (Lazio, Umbria, Marche, Abruzzo, Molise)

AOT Torino (Piemonte, Valle d'Aosta, Liguria)



**Figura 1.4.1:** Regioni di competenza delle otto AOT

### Linee e Stazioni (ULIN - USTZ)

Le principali responsabilità affidate a queste unità sono:

- Assicurare la disponibilità ed affidabilità degli impianti mediante l'effettuazione degli interventi di mantenimento sulle stazioni e sugli impianti di telecontrollo di competenza;
- analisi della condizione tecnica degli impianti/componenti e della qualità del servizio fornita;
- predisposizione del Budget del Mantenimento e reportistica periodica;
- proposte di Rinnovo Impianti;
- predisposizione del Piano Operativo Interventi di Mantenimento;
- controlli, manutenzioni su impianti e componenti;
- gestione delle richieste di indisponibilità;
- pronto intervento (ricerca guasti, messa in sicurezza, ripristino funzionalità impianti);
- presidio straordinario degli impianti e manovre in locale;
- supporto per l'analisi dei guasti;
- gestione delle attrezzature, dei Dispositivi di Protezione Individuale e degli automezzi;
- gestione delle risorse esterne per attività su impianti (specifiche tecniche, richieste d'acquisto, gestione contratti, gestione cantieri, contabilizzazioni, collaudi ed accettazione lavori);
- verifica del rispetto delle norme e procedure di sicurezza relative al personale, ai cantieri, agli impianti;
- verifica della rispondenza degli impianti alle norme vigenti in materia ambientale;
- garantire la realizzazione delle attività verso terzi.

Le attività che differenziano principalmente queste unità sono:

per ULIN:

- verifica delle interferenze delle linee con le altre opere presenti sul territorio secondo le norme in vigore (rapporti con Enti e terzi, lettere di diffida, gestione del contenzioso, ecc.);
- verifica della rispondenza degli impianti alle norme vigenti in materia ambientale ed in tema di campi elettromagnetici,

per USTZ:

- effettuare i controlli specialistici su componenti e sistemi di protezione comando e controllo, OCVD in fase di attivazione ed in caso di guasto;
- assicurare la sorveglianza forniture (apparecchiature, TR, SPCC, ecc.).

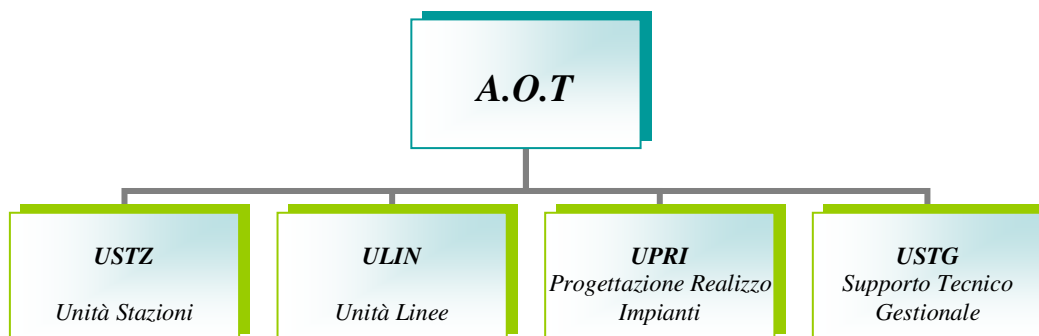
### Progettazione e Realizzazione Impianti (UPRI)

- Valutare progetto preliminare e preventivo costi di realizzazione;
- effettuare la pianificazione temporale di massima delle attività e definire la priorità degli interventi;
- effettuare la programmazione, dell'utilizzo delle risorse interne, in accordo con la Funzione Supporto Gestione e Portafoglio Progetti della Direzione Ingegneria;
- assegnare le risorse dell'AOT alle *task force* dedicate ai Grandi Progetti, d'intesa con la Funzione Supporto Gestionale e Portafoglio Progetti;
- predisporre il budget ed il Piano pluriennale degli investimenti dell'AOT, in collaborazione con l'unità Supporto Tecnico Gestionale;
- predisporre il piano di committenza e gestire le richieste di materiali e prestazioni;
- gestire i rapporti con il territorio e gli Enti esterni per le attività di competenza;
- curare la raccolta dei documenti per l'emissione degli atti del procedimento ablativo (elenchi proprietari e parcellari, stima indennità, ecc.), da effettuarsi con risorse proprie esterne delle attività;
- collaborare con la Direzione Pianificazione e Sviluppo Rete per l'espletamento delle attività connesse agli iter autorizzativi, gestire le autorizzazioni locali e servitù anche attraverso rapporti diretti con i proprietari di fondi per la costituzione bonaria delle

- servitù o per l'acquisto di aree;
- provvedere alla notifica, immissione in possesso e redazione stati di consistenza relativi al procedimento di espropriazione;
- gestire l'archiviazione dei decreti di asservimento ed espropriazione e di tutti gli atti del procedimento ablativo;
- assicurare la progettazione esecutiva;
- assicurare la Direzione Lavori;
- garantire l'interfaccia con i fornitori e gli appaltatori per la progettazione costruttiva;
- effettuare gli interventi di rinnovo/sviluppo di competenza;
- programmazione esecutiva delle attività/progetti di competenza, controllo degli scostamenti e messa in atto delle azioni correttive;
- assicurare la progettazione "come costruito";
- espletare gli obblighi derivanti da D. Lgs. 494/96 e dal D. Lgs. 626/94;
- gestire le risorse esterne per attività su impianti (specifiche tecniche, incarichi professionali, richieste d'acquisto, gestione contratti, gestione cantieri);
- garantire il controllo dello stato di avanzamento dei lavori, le contabilizzazioni, i collaudi e l'accettazione lavori;
- fornire il supporto per i controlli e le attivazioni degli impianti realizzati;
- assicurare lo sviluppo e la realizzazione delle attività per terzi.

Supporto Tecnico Gestionale (USTG)

- Definire il Piano Pluriennale ed il budget dell'AOT;
- effettuare la mensilizzazione dei costi e le riprevisioni periodiche;
- coordinare le altre Unità dell'AOT per la predisposizione del Budget mantenimento e la reportistica periodica;
- assicurare i controlli in fase di esercizio mediante le analisi scostamenti e reportistica del controllo di gestione;
- assicurare gli adempimenti in tema di sicurezza e salute dei lavoratori e dei luoghi di lavoro (servizio di prevenzione e protezione, RLS, medici competenti, infortuni, ecc.);
- garantire l'acquisizione delle risorse esterne in linea con il piano degli approvvigionamenti;
- assicurare la gestione dei materiali e delle merci presso terzi;
- formalizzare le offerte ed i contratti relativi alla vendita di servizi a terzi;
- coordinamento e supporto per la gestione degli assets: consistenze, acquisizioni, cessioni, regolarizzazione dei titoli di proprietà e servitù, gestione degli impianti condivisi (es. società di produzione e distribuzione);
- coordinare e supportare la definizione del piano di formazione AOT e verificarne l'attuazione;
- garantire l'aggiornamento degli schemi di rete e delle stazioni.



**Figura 1.2.1:** Unità costituenti le Aree Operative di Trasmissione

Oltre a provvedere al mantenimento in efficienza della rete, la Direzione segue anche la progettazione, l'iter autorizzativo e il coordinamento dei lavori per i progetti previsti dal Piano di Sviluppo che, per dimensione o ambito circoscritto di realizzazione, non siano di pertinenza delle Direzioni Pianificazione e Sviluppo Rete e Ingegneria.

#### **1.4.4 Dispacciamento e Conduzione**

La prima responsabilità della Direzione *Dispacciamento e Conduzione* è preparare all'esercizio in tempo reale, in modo da assicurare in ogni momento l'equilibrio tra immissioni e prelievi, cioè tra energia resa disponibile dall'interconnessione e dai produttori nazionali da un lato, e consumi degli utenti finali dall'altro.

Le loro attività include quindi la programmazione delle indisponibilità (di rete e degli impianti di produzione), la previsione del fabbisogno elettrico nazionale, il suo confronto di coerenza con il programma delle produzioni -guidato dal mercato libero dell'energia- l'acquisizione di risorse per la costituzione dei margini di riserva e il bilanciamento tra produzione e consumo, e infine la verifica dei transiti di potenza per tutte le linee della rete di trasmissione.

I principali sotto-processi del processo *Dispacciamento e Conduzione* sono:

- Predisposizione sistemi di produzione e difesa
- Analisi e programmazione a medio e breve termine
- Servizi di rete e piani di produzione:
- Controllo in linea:
- Conduzione
- Settlement

Solo il sotto-processo *Conduzione* opera direttamente sugli impianti di Terna (stazioni e elettrodotti), svolgendo, attraverso l'operato dei tre Centri di Teleconduzione (*CTI*), le seguenti attività:

- attuazione, attraverso i tre Centri di teleconduzione (*CTI*) e a seguito degli ordini di manovra forniti dal sotto-processo "Controllo in linea" oppure delle consegne autonome e/o attività programmate e dei piani di lavoro/prova, le manovre di esercizio, di ripresa del servizio, di emergenza e per lavori sugli impianti di Terna;
- attivazione e orientamento, attraverso i *CTI*, del pronto intervento, attuato dal personale Terna (processo *Mantenimento*);
- registrazione e consuntivazione di ciascun evento, indisponibilità, anomalia grave e guasto e definizione e produzione dei report di esercizio finalizzati all'analisi della qualità del servizio e del comportamento di impianti e componenti (sul report sono individuati gli eventi che generano impatti sull'ambiente);
- attuazione della messa in conduzione di nuovi impianti ed elementi di rete.

#### **1.4.5 Processi di supporto**

Per processi di supporto si intendono quei processi attraverso i quali vengono generati i prodotti/servizi necessari per garantire un adeguato funzionamento dei processi primari. Tutte le attività di supporto sono garantite dalle Direzioni presenti nella Struttura Organizzativa di Terna. In particolare alla Direzione *Sicurezza Aziendale* è attribuito il compito di analizzare, valutare e monitorare i rischi connessi con le attività operative, in particolare i rischi dei processi e delle infrastrutture tecnologiche, al fine di individuare e implementare azioni per prevenirli o contenerli.

### *Processo di mantenimento e manutenzione*

#### **2    *Processo di Mantenimento***

Le modalità con le quali si sviluppa un corretto Processo di Mantenimento discendono dalla scelta delle politiche di monitoraggio, manutenzione e rinnovo che sono definibili come i criteri generali secondo i quali si decidono gli interventi.

Il Processo di Mantenimento raccoglie l'insieme delle attività che vengono effettuate sugli impianti o parte di essi al fine di massimizzare la *Disponibilità*, l'*Affidabilità* e la *Vita Utile* degli impianti in un quadro di *Sicurezza* e di *Contenimento dei Costi* globali della manutenzione.

Le attività di Mantenimento comprendono in particolare i seguenti interventi:

- *Monitoraggio*
- *Manutenzione ordinaria*
- *Manutenzione straordinaria o rinnovo*

##### **2.1    *Monitoraggio***

Si definisce mantenimento o controllo l'insieme delle attività volte alla conoscenza dello stato della linea o parte di essa e del territorio circostante che serve alla definizione, qualificazione e quantificazione degli interventi necessari al mantenimento della piena efficienza e sicurezza dell'elettrodotto e del suo adeguamento ad eventuali disposizioni di legge.

Tali attività devono tenere conto dell'analisi di tutti gli eventi e perturbazioni che coinvolgono gli elettrodotti (analisi degli eventi di esercizio).

I controlli in relazione al loro inserimento in programmi temporali e alle necessità di indisponibilità della linea si articolano come segue.

- *Controlli di sorveglianza*

Sono controlli sistematici, definiti in programmi temporali di intervento e che per la loro esecuzione, non necessitano di indisponibilità ed a volte possono richiedere l'ausilio di strumentazione.

- *Controlli tecnici*

Sono controlli sistematici, definiti in programmi temporali di intervento e che per la loro esecuzione, necessitano di indisponibilità.

- *Controlli occasionali*

Sono controlli non sistematici, originati da cause diverse (guasti, collaudi, controlli di accettazione, ecc.) che per la loro esecuzione, possono o no necessitare di indisponibilità.

### 2.1.1 Controlli di sorveglianza

Un aspetto peculiare degli elettrodotti è quello di non essere racchiusi in aree di cui si può disporre della proprietà o del completo controllo; pertanto la gestione degli stessi, oltre a dover riguardare gli aspetti tecnici e funzionali, dovrà tenere conto della loro compatibilità rispetto al territorio attraversato ed, in particolar modo, degli aspetti riguardanti la sicurezza.

La possibilità che nel territorio si verifichino anche repentinamente modifiche da parte di terzi determina la necessità di sorvegliare gli elettrodotti in modo da prevenire eventuali situazioni irregolari ed evitare che esse diventino fonte di pericolo.

Dal punto di vista tecnico l'esigenza di controlli periodici deriva dalla circostanza che di fatto non esistono strumenti efficaci di applicazione generale in grado di segnalare anomalie prima che le stesse si tramutino in guasti.

Pertanto, l'obiettivo primario di garantire la massima continuità di esercizio, si può raggiungere solo attraverso un efficace sistema di controlli finalizzato ad interventi di manutenzione programmata.

I *controlli di sorveglianza* sono controlli sistematici, definiti in programmi temporali di intervento, che non necessitano di indisponibilità della linea e possono richiedere l'ausilio di strumentazione. Sono finalizzati al monitoraggio costante degli impianti, in funzione della *criticità dell'elettrodotto*, anche mediante l'ausilio di strumentazione specialistica. Per criticità di un elettrodotto si fa riferimento ai due seguenti elementi di analisi:

- Criticità di esercizio: intesa come conseguenza sulla continuità del servizio elettrico causata dall'indisponibilità del collegamento. Al riguardo sono da considerare critici per l'esercizio gli elettrodotti costituenti interconnessione con l'estero, direttici di riaccensione, unico collegamento con la rete RTN da parte di produttori/utilizzatori, linee caratterizzate da elevato transito di corrente durante lunghi periodi dell'anno.
- Criticità di componente: intesa come maggior rischio probabilistico di guasto di un componente connesso allo stato di vetustà e di degrado ed anche all'entità del danno che ne può derivare dal luogo di installazione. Sono da ritenere critici gli elettrodotti con sostegni con più di 50 anni, elettrodotti equipaggiati con conduttore di rame, patelle, morsetti bifilari e giunti su attraversamenti ferroviari, autostradali, ecc.

Questi controlli costituiscono il primo monitoraggio dello stato di conservazione dei componenti delle linee elettriche oltre che del territorio all'interno del quale è inserito l'elettrodotto. Sono quindi controlli finalizzati a verificare:

- lo stato dei componenti dell'elettrodotto;
- le interferenze, così come definite nelle norme di legge, rispetto :
  - alle opere (impianti elettrici, viabilità, fabbricati, ecc.);
  - alla vegetazione;
  - allo svolgimento di attività sul territorio.
- ogni situazione la cui evoluzione può ritenersi potenzialmente in grado di determinare irregolarità, anomalie o pericoli.

Tali controlli consentono così l'attività di pronto intervento in caso di necessità e danno la possibilità di curare i rapporti pubblici e privati.

I *controlli di sorveglianza* si effettuano di norma con le frequenze che dipendono dalle caratteristiche della zona attraversata dall'elettrodotto. La zona di appartenenza può condizionare il trend di degrado dei componenti di una linea e può incidere sulla valutazione del rischio. Evidentemente, ogni elettrodotto deve essere preventivamente caratterizzato sotto l'aspetto ambientale e cioè ad ogni linea o tratto di essa deve essere associata una zona:

- Zona normale;
- Zona particolare;
- Zona boschiva;
- Zona con sviluppo urbano edilizio.

Per quanto riguarda la frequenza quindi si è tenuto conto che per le linee A.T. la maggior parte delle anomalie di origine interna (rottura di isolatori, strefolature, arrugginimenti, scorrimento sfere, ecc.) sono a lenta evoluzione ed in genere non determinano condizioni di criticità per l'esercizio; pertanto si ritiene che l'ispezione ordinaria di tutto l'elettrodotto possa essere efficace se effettuata una volta l'anno.

Per le anomalie interne a rapida evoluzione (rottura catena di isolatori a seguito fulminazione), generalmente improvvise ed imprevedibili, anche frequenze maggiori dei controlli non fornirebbero risultati utili.

Per quanto riguarda i controlli in zona boschiva, di norma la prima ispezione viene eseguita nei primi mesi dell'anno, in coincidenza con la ripresa vegetativa delle piante. L'effettuazione dell'ispezione in questo periodo è importante perché molte piante sono prive di fogliame e pertanto consentono di rilevare in maniera più accurata la distanza dei rami dai conduttori.

#### **2.1.1.1 Tipi di controlli di sorveglianza**

I *controlli di sorveglianza* degli elettrodotti vengono effettuati con metodologie diverse in funzione anche dei risultati attesi; essi potranno avere una periodicità diversa in funzione della classificazione della linea e del tronco ma, al fine di poterne gestire i risultati, dovranno avere la caratteristica di fornire informazioni omogenee raccolte e registrate con le stesse modalità, con l'utilizzo degli stessi supporti e delle stesse codifiche.

I controlli dovranno consentire di rilevare eventuali anomalie riguardo:

- *Sostegni*
- *Fondazioni*
- *Conduttori*
- *Isolatori*
- *Morsetteria*

#### Sostegni

L'operatore rileva eventuali anomalie alla struttura metallica del sostegno, ponendo attenzione a deformazioni, mancanza di aste, bulloni e provvede alla verifica dell'impianto di terra degli stessi. I problemi che possono condizionare l'efficienza dell'impianto di terra possono essere riassunti come segue:

- interruzione e/o danneggiamento dell'impianto di terra provocata da eventi di varia natura;
- corrosione dell'impianto di terra con conseguente diminuzione della superficie di contatto;
- elevato valore della resistenza di terra.

Il controllo a vista della integrità dei collegamenti di terra va effettuata periodicamente in relazione agli obblighi derivanti dal D.M. 449/88, art. 2.1.13. I collegamenti di terra possono risultare danneggiati a causa di impatto con macchine agricole, per asportazione del bullone di collegamento, ecc., ma soprattutto per corrosione dovuta in generale all'azione delle sostanze chimiche dei prodotti di concimazione o alle particolari caratteristiche chimiche dei terreni.

In alcuni casi il fenomeno di corrosione è rilevabile con controlli a vista in quanto esteso al tratto di dispersore fuori terra; sono in genere i casi di corrosione prodotti dalle sostanze chimiche di concimazione. Nei casi in cui la corrosione sia dovuta alle sostanze chimiche aggressive naturalmente presenti nel terreno, la corrosione interessa in genere la parte interrata dei dispersori e non si rende quindi visibile.

I controlli per la verifica dell'impianto di terra sono i seguenti:

- misura della resistenza dell'impianto di terra;
- verifica dell'integrità fisica e dimensionale dell'impianto di terra.

I controlli per la valutazione dello stato di degrado dell'impianto di terra dei sostegni vengono perciò decisi e programmati su condizione:

- nel caso in cui a seguito dei *controlli di sorveglianza* si rilevi l'arrugginimento o il danneggiamento dell'impianto di terra del sostegno
- nel caso in cui si rilevano frequenti interruzioni di servizio della linea e, a seguito di ispezioni mirate alla verifica dell'integrità dei componenti preposti alla protezione dalle scariche atmosferiche (corda di guardia, isolatori, morsetteria, collegamenti di terra), i disservizi risultino ragionevolmente attribuibili alla perdita di efficienza dell'impianto di terra.

### Fondazioni

L'operatore esamina il blocco o i colonnini di fondazione per accertare che non siano presenti fessurazioni e rotture nella parte visibile del calcestruzzo;



**Figura 2.1.2:** Esempio rottura calcestruzzo



**Figura 2.1.3:** Esempio cedimento terreno



## Conduttori

L'operatore controlla il regolare andamento e l'uniformità delle catenarie di conduttori; eventuali strefolature, rotazioni e la presenza di vibrazioni anomale.

Le anomalie che interessano i conduttori e le relative giunzioni possono essere riassunte in tre principali tipologie:

- strefolature; dei fili esterni della corda coinvolgono per la quasi totalità i conduttori di alluminio e alluminio-acciaio; sono generalmente indenni da tali problema i conduttori di rame caratterizzati da una maggiore temperatura di fusione. I conduttori maggiormente soggetti al problema sono quelli con fili di alluminio di piccolo diametro. Le principali cause di strefolatura sono riconducibili a difetti di saldatura dei fili di corda e fusione conseguente a fulminazioni dirette oppure a scariche elettriche conseguenti a sovratensioni di origine atmosferica, che risultano essere le più numerose. L'arrugginimento e la progressiva corrosione che ne consegue riguardano ovviamente le corde di guardia di acciaio zincato. Il fenomeno è maggiormente presente su linee elettriche situate in zone con atmosfera aggressiva, in cui sono presenti sostanze acide prodotte da insediamenti industriali.
- fenomeni corrosivi; la corrosione per inquinamento salino (corrosione bianca) si manifesta in particolar modo nei conduttori ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced). Tale fenomeno risulta essere piuttosto frequente soprattutto nelle linee che interessano zone costiere della Sardegna, della Sicilia e quelle delle regioni Tirreniche dell'Italia centrale. Il processo della corrosione è causato dalla penetrazione di una soluzione acquosa di origine contenente ioni di cloro tra i fili d'alluminio. Sintomi tangibili del fenomeno sono i rigonfiamenti lungo il conduttore e il colore biancastro assunto dai fili d'alluminio a causa della formazione di idrossidi, che risultano essere peraltro cattivi conduttori di corrente. La rottura dei fili di alluminio interessa dapprima i fili più interni del trefolo causando una non ottimale ripartizione della corrente che determina un innalzamento localizzato della temperatura con conseguente riduzione della resistenza meccanica del conduttore. Di seguito sono riportate delle foto inerenti il fenomeno:



**Figura 2.1.4:** Esempio strefolatura



**Figura 2.1.5:** Esempio di rigonfiamento

- malfunzionamento delle giunzioni; In condizioni di normale funzionamento un giunto è caratterizzato da una resistenza elettrica complessiva inferiore (a parità di lunghezza) a quella del conduttore e quindi (data anche la maggior superficie disperdente) da una minore temperatura. In caso di malfunzionamento la resistenza di contatto tra i mantelli di alluminio del conduttore ed il manicotto esterno del giunto può assumere valori tali da dar luogo nel giunto e nel conduttore ad esso contiguo a temperature tali da compromettere, nei casi più critici, le caratteristiche meccaniche di tenuta della giunzione.

Le cause di malfunzionamento di un giunto sono dovute principalmente a due a cause: una sua non corretta esecuzione (sbagliata compressione, superfici di contatto non del tutto pulite, disallineamento longitudinale tra il manicotto di acciaio e quello di alluminio) e ad un fenomeno di invecchiamento costituito da un lento e progressivo degrado delle caratteristiche elettriche e meccaniche legato a fattori ambientali e di esercizio.

### Isolatori

I controlli per la valutazione dello stato di degrado delle condizioni di isolamento vengono decisi e programmati su condizione:

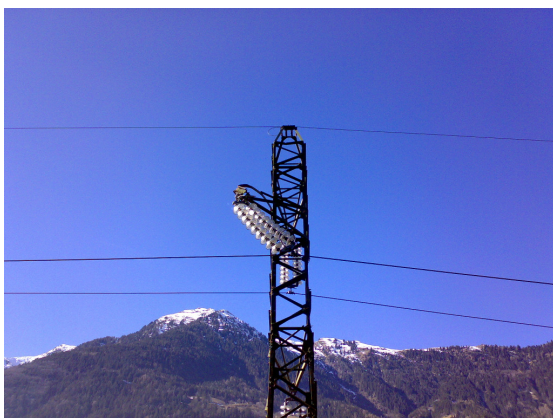
- a) a seguito di segnalazioni di isolatori sporchi scaturite dai *controlli di sorveglianza* nel corso dei quali, lo stato delle catene di isolatori viene visionato grossolanamente senza alcuna attribuzione del grado di inquinamento
- b) nel caso in cui si rilevano frequenti interruzioni di servizio della linea e, a seguito di ispezioni mirate alla verifica dell'integrità dei componenti preposti alla protezione dalle scariche atmosferiche (corda di guardia, isolatori, morsetteria, collegamenti di terra), i disservizi risultino ragionevolmente attribuibili ad un livello di isolamento insufficiente o in condizioni degradate.

Per la valutazione del livello di inquinamento i metodi attualmente utilizzabili sono i seguenti:

1. controlli a vista con scalata dei sostegni, attraverso i quali è possibile rilevare la presenza di depositi inquinanti o lo stato di degrado della protezione con grasso siliconico;
2. controlli strumentali con osservazione delle scariche superficiali sugli elementi isolanti mediante videocamera a raggi ultravioletti (IO103MN);
3. misura della *densità di deposito di sale equivalente (DDSE)*;
4. misura del *grado di saturazione* della protezione con grasso siliconico.

L'operatore dovrà rilevare l'eventuale riduzione dell'affidabilità dei componenti isolanti di una linea elettrica, dovuta principalmente a depositi di sostanze inquinanti sulla superficie degli isolatori e a rottura della parte isolante di uno o più elementi della catena di isolatori. La programmazione degli interventi di sostituzione degli isolatori rotti, tengono conto della necessità di dare priorità agli interventi sui tronchi di elettrodotto situati in aree caratterizzate da inquinamento "eccezionale" e in corrispondenza della campate con presenza di attraversamenti significativi.

L'operatore controlla inoltre lo stato di conservazione della zincatura di perni e cappe ed eventuali sbandamenti in direzione della linea.



**Figura 2.1.6:** Esempio cedimento sostegno dell'isolatore



**Figura 2.1.7:** Esempio cedimento sostegno dell'isolatore

### *Morsetteria*

L'operatore rileva tracce di scariche od ossidazioni sulla morsetteria ed equipaggiamenti di conduttori, presenza di corpi estranei e l'eventuale allontanamento o danneggiamento dei dispositivi di guardia o spinterometrici;

- ***Ispezione ordinaria a vista da terra***

Tale controllo consente, al personale TERNA, la conoscenza dello stato della linea, o parte di essa, e del territorio da essa attraversato ai fini della definizione, qualificazione e quantificazione degli interventi necessari al mantenimento della piena efficienza e sicurezza dell'elettrodotto e del suo eventuale adeguamento alle disposizioni di legge.

Detta ispezione è parte, in modo sistematico, del programma di controlli che periodicamente devono essere effettuati da ogni Unità Operativa (GOL) sulle linee A.T. di propria competenza.

Viene effettuata a piedi lungo la linea percorrendo i sentieri e vie che si sviluppano lungo il tracciato dell'elettrodotto e non necessita della indisponibilità della stessa; ha lo scopo di verificare a vista lo stato dei componenti della linea per individuarne eventuali anomalie, nonché rilevare opere, impianti ed attività che interferiscono con l'elettrodotto e comunque ogni situazione la cui evoluzione può ritenersi potenzialmente in grado di determinare condizioni di irregolarità, anomalia e/o pericolo per la presenza dell'elettrodotto, ad es. vegetazione, fabbricati nuovi o soggetti a varianti, attraversamenti di strade, linee elettriche o telefoniche, teleferiche, svolgimento di attività, scavi, terreno a rischio di frana ecc..

In questi controlli rientrano anche i controlli delle apparecchiature luminose di segnalazione ostacolo al volo aereo notturno o alla navigazione svolte da terra.

- ***Ispezione ordinaria con elicottero***

È l'ispezione, effettuata con personale TERNA, che si esegue sorvolando a bassa quota le linee con l'ausilio d'eventuali apparecchiature specifiche. Consente il monitoraggio dei componenti visionandoli dall'alto integrando pertanto l'ispezione a vista da terra.

- **Controllo cavi**

I controlli di sorveglianza dei cavi sono finalizzati all'accertamento dello stato dei componenti e della zona circostante, con modalità specificatamente definite distintamente per collegamenti terrestri, sottomarini, e terrestri-sottomarini.

Consente di verificarne il tracciato e permette di prevenire danni dovuti a lavori effettuati da terzi inconsapevoli della presenza del sottoservizio. Inoltre consente di monitorare lo stato delle segnalazioni lungo il tracciato e le apparecchiature poste agli estremi quali terminali e manometri (per i cavi in Olio Fluido).

Il controllo dei cavi terrestri viene eseguito percorrendo a piedi il tracciato dell'elettrodotto, e tramite apposita strumentazione solitamente ubicata presso le stazioni terminali.

Quello dei cavi sottomarini viene eseguito verificando a vista, o con l'ausilio di mezzi subacquei, il percorso dei cavi o parte di essi. Date le difficoltà che la verifica a vista pone (cavi posati a profondità sottomarine di alcune decine di metri), è possibile eseguire, con strumentazione subacquea telecomandata, la ripresa visiva del percorso cavi e dei suoi componenti.

I controlli dei collegamenti in cavo, oltre all'accertamento dello stato dei componenti visibili, sono finalizzati anche alla verifica delle interferenze riguardanti nuove opere, dello svolgimento di attività sul territorio e di ogni situazione evolutiva che potrebbe produrre irregolarità, anomalie all'impianto, o pericolo a terzi.

### **2.1.2 Controlli Tecnici**

Tra i controlli che vengono effettuati sulle linee aeree in esercizio, sono previste attività tecniche relative ad interventi da effettuarsi accedendo alle parti alte dei sostegni ed ai conduttori.

Esiste pertanto una serie di controlli che per essere effettuati necessitano del fuori servizio dell'elettrodotto.

I *controlli tecnici* sono controlli sistematici, definiti in programmi temporali di intervento, che, per la loro esecuzione, necessitano di indisponibilità della linea o di messa in regime speciale di esercizio della stessa.

Questi controlli hanno per obiettivo l'indagine sui seguenti componenti:

- conduttori e corde di guardia;
- parte superiore dei sostegni, al di sopra delle difese parasalite;
- armamento conduttori e corde di guardia;
- morsetteria e accessori presenti sul sostegno.

Tali controlli si effettuano con la scalata completa dei sostegni e/o con l'escursione dei conduttori in campata.

#### **2.1.2.1 Tipi di controlli tecnici**

I controlli tecnici degli elettrodotti dovranno, essendo necessario il fuori servizio dell'elettrodotto, essere effettuati mediando la necessità di controllo dei diversi componenti.

Essi, al fine di poterne gestire i risultati, dovranno fornire informazioni omogenee raccolte e registrate con le stesse modalità, con l'utilizzo delle stesse codifiche.

- ***Controllo su linea aerea***

Questi controlli scaturiscono dall'esigenza di verificare con maggiore efficacia lo stato di alcuni componenti dell'elettrodotto da effettuarsi tramite la scalata completa dei sostegni e/o l'escursione con carrozino per ispezione sui conduttori

Tali operazioni richiedono il fuori servizio della linea da controllare.

Stante il notevole impegno che tale metodica richiede questi controlli vengono effettuati non su tutti i sostegni, ma con un programma statistico-temporale che necessariamente dovrà tenere conto dei seguenti elementi:

- anno di costruzione della linea;
- caratteristiche ambientali delle zone attraversate;
- risultato di controlli strumentali;
- anomalie riscontrate sulla linea o sulla tratta;
- eventi particolari;
- obiettivi specifici.

Tali controlli prevedono la dettagliata verifica del serraggio della bulloneria, dello stato di conservazione della carpenteria e della morsetteria, della presenza di tutti i singoli componenti e dello stato di inquinamento degli isolatori e, in campata, dei distanziatori.

Dette operazioni si eseguono con l'uso di attrezzi di accesso e di semplici attrezzature individuali, prevedendo anche, dove possibile, l'eliminazione delle anomalie contestualmente alla individuazione delle stesse.

- *Controllo su linea in cavo*

**Tabella 2.1.3:** Criteri di controllo di linee in cavo

<b>Criteri di controllo di linee in cavo</b>			
Controlli a vista e controlli specialistici ciclici raccomandati: tipologia e periodicità.			
Tipologia di cavo A.T.	Ubicazione		Tipologia di controllo e periodicità
CAVI TERRESTRI	<i>Cavi interrati in aree ad Alta densità di scavo</i>	Cavi interrati di qualunque tipo ubicati in zone metropolitane soggette ad elevata densità di lavori di scavo	Cavi 220 e 380kV: n° 1 ispezione a vista a settimana cavi 132 e 150kV: n° 1 ispezione a vista ogni due settimane
	<i>Cavi interrati in aree a Bassa densità di scavo</i>	Tutti gli altri cavi posati in zone non soggette ad alta densità di scavo e i cavi isolati in olio fluido con i segnali di livello	n° 4 ispezione a vista all'anno
CAVI MARINI	<i>Tratti di cavo agli approdi</i>	Tratto di cavo marino posato in battigia (profondità fino a 30m)	n° 2 ispezione subacquee all'anno
	<i>Tratto di cavo in mare aperto</i>	Tratto di cavo posato in mare aperto (profondità > di 30m)	Secondo quanto indicato nella eventuale convenzione di esercizio; oppure su condizione anche in ragione della eventuale presenza di forti correnti marine o densità di traffico di navale

- Ai controllo ciclici indicati nella presente tabella si possono aggiungere altri tipi di controllo su condizione proposti dal sistema MBI.

- *Ispezione con scalata completa dei sostegni*

Questi controlli scaturiscono dall'esigenza di verificare con maggiore attenzione alcuni componenti dell'elettrodotto che, dalle ispezioni precedentemente citate, vengono controllati limitatamente a quanto è possibile da terra o dall'elicottero. Questi controlli infatti consentono di estendere il controllo a tutto il sostegno essendo eseguiti con squadra lavori sotto tensione.

Anche per questa ispezione si dovrà tenere conto di un programma statistico-temporale che terrà conto degli stessi elementi sopra citati per l'ispezione linee aeree.

La necessità di controllare tutto il sostegno con la linea in tensione può discendere dalla circostanza che non risulti possibile o conveniente escludere l'elettrodotto dal servizio per effettuare una ispezione con scalata sostegni di tipo [TA] o che, per ridurre i tempi del fuori servizio, le due metodologie si affianchino.

Altra circostanza può essere quella di un rilievo anomalia di una certa importanza tramite un controllo di tipo [SA] al quale si vuole dar seguito con un programma di controlli completi senza dover attendere l'esclusione della linea.

### 2.1.3 Controlli Occasionali

I controlli sinora illustrati (*controlli di sorveglianza e controlli tecnici*) che vengono effettuati esclusivamente sugli elettrodotti in esercizio e sono caratterizzati dalla sistematicità della loro esecuzione, hanno la funzione principale di monitoraggio continuo degli elettrodotti al fine di mantenere una conoscenza globale dello stato di questi ultimi e del territorio circostante.

Sugli elettrodotti di nuova costruzione, o su quelli in esercizio sui quali siano stati eseguiti interventi a cura di Unità esterne o di Terzi, dovranno invece essere eseguiti controlli non ricorrenti preliminari alla presa in consegna o per la verifica delle attività svolte.

Altri controlli non sistematici saranno necessari in occasione di guasti, di segnalazioni provenienti da fonti diverse o come approfondimento di notizie provenienti da controlli sistematici.

Esiste pertanto una serie di controlli necessari al fine di un corretto e completo esercizio degli elettrodotti, per i quali non si può stabilire a priori la cadenza, essendo le ragioni che ne determinano l'esecuzione le più diverse e variabili nel tempo.

I *controlli occasionali* sono tutti quei controlli non sistematici originati da cause diverse quali ad esempio che per la loro esecuzione possono o no necessitare di indisponibilità della linea.

Questi controlli, come detto, vengono originati da cause diverse quali ad esempio:

- guasti;
- collaudi;
- anomalie che possono evolvere rapidamente in guasti (strefolature su conduttori e corde di guardia, corpi estranei in prossimità dei conduttori, ecc.);
- necessità di studiare analiticamente anomalie evidenziate durante i *controlli di sorveglianza e controlli tecnici* ecc..

#### 2.1.3.1 Tipi di controlli occasionali

I *controlli occasionali* degli elettrodotti vengono effettuati in funzione dell'evento che ha originato la necessità del controllo sui componenti.

Essi al fine di poterne gestire i risultati dovranno fornire informazioni omogenee raccolte e registrate con le stesse modalità, con l'utilizzo degli stessi supporti e delle stesse codifiche.

#### • *Controlli Strumentali*

Sono definiti tali i controlli effettuati con l'ausilio di strumentazione specialistica:

##### Controllo con telecamera a raggi infrarossi

È il controllo strumentale effettuato sulle connessioni elettriche dei conduttori per rilevare eventuali difetti di contatto o anomalie che producono surriscaldamento dei componenti.

##### Controllo con telecamera a raggi ultravioletti

È il controllo strumentale effettuato sui componenti delle linee aeree per l'evidenziazione dell'effetto corona mediante l'utilizzo della tecnica di rilevamento delle scariche ultraviolette. Detti controlli strumentali permettono il rilevamento e conteggio di scariche elettriche non visibili normalmente ad occhio nudo che possono caratterizzare anomalie tipo:

- inquinamento superficiale degli isolatori dovuto a deposito salino o a polveri industriali;
- piccole fratture, difetti costruttivi e distacchi della parte isolante della cappa degli isolatori;

- difetti di serraggio della componentistica con conseguente cattivo contatto tra le parti in tensione e generazione di microscariche con produzione di effetto corona (molto importante per prevenire grosse lesioni possibili su conduttori a fascio in corrispondenza dei distanziatori con bulloni allentati);
- piccole strefolature, lesioni di vario tipo del conduttore (che possono arrivare ad interessare anche l'anima d'acciaio), o della morsetteria.

I seguenti fotogrammi documentano alcune tipologie di anomalie con sovrapposto il relativo "bagliore" prodotto per effetto corona e visualizzato dalla telecamera DayCorII:



**Figura 2.1.8:** Trefolo rotto sul conduttore di energia sul distanziatore



**Figura 2.1.9:** Allentamento bulloni di chiusura gusci



**Figura 2.1.10:** Scariche localizzate lungo le catene di isolatori in amarro e sul collo morto



**Figura 2.1.11:** Presenza di sporgenze appuntite dovute a difetti costruttivi



#### Controlli di resistenza elettrica

È il controllo effettuato sui collegamenti di messa a terra dei sostegni, sulle connessioni elettriche dei conduttori e sul terreno.

#### Controlli di degrado

È il controllo effettuato sui vari componenti e sulla protezione anticorrosiva dei sostegni per verificare lo stato di deterioramento della pitturazione o della zincatura.

#### Controlli geotecnici e geognostici.

Sono controlli strumentali effettuati sul terreno su cui insistono i sostegni.

#### Controlli spessorimetrici ad ultrasuoni

Sono controlli effettuati sulla carpenteria tubolare di sostegni mediante apparecchiatura ad ultrasuoni.

#### Controlli di laboratorio

Sono controlli effettuati su componenti prelevati direttamente dalla linea. I componenti o campioni da sottoporre a prove di laboratorio, dovranno essere prelevati adottando tutti gli accorgimenti necessari a non modificarne, con la manipolazione, lo stato originario secondo le indicazioni che verranno fornite dai laboratori normalmente incaricati di eseguire i controlli. Le modalità di prelievo dipendono dal tipo di controllo. Alcuni esempi sono:

- analisi dell'inquinamento superficiale degli isolatori;
- prove di compressione su provini di calcestruzzo per fondazioni;
- analisi di campioni di conduttori o funi di guardia;
- analisi di campioni di terreno.

#### • **Ispezione con elicottero per ricerca guasto**

Controllo teso ad individuare rapidamente l'elemento dell'elettrodotto origine del guasto e al reperimento in tempi brevi delle notizie necessarie al fine di effettuare l'intervento sul guasto o a mettere in sicurezza l'elettrodotto.

Questo controllo viene effettuato con ispezione a vista da elicottero e controllando i soli elementi dai quali è presumibile che possa avere origine il guasto (catene d'isolatori, corda di guardia, conduttori, alberi e altri corpi estranei, sostegni).

Laddove esistono indicazioni precise del tronco guasto, come ad esempio nel caso di linee dotate di localizzatore di guasti, l'ispezione potrà essere eseguita limitatamente al tratto che comprende la posizione presunta del guasto

#### • **Ispezione mirata**

Controllo effettuato su componenti di linea o su interferenze esterne alla linea a seguito di segnalazione emersa durante i *controlli di sorveglianza*. o per particolari esigenze (ad esempio, verifiche a seguito di variazione di norme di legge).

Tali controlli vengono eseguiti, con ispezione a vista, con personale a terra o con elicottero, senza l'ausilio di particolari attrezzature se non quelle specifiche per accedere al componente da controllare.

- ***Ispezione a seguito segnalazione***

È un controllo effettuato sugli elementi di linea o su interferenze esterne alla linea a seguito di segnalazione non proposta da MBI.

Rientrano in questo tipo di controllo i controlli effettuati per accertare e verificare una segnalazione di eventuale anomalia pervenuta da un Terzo.

- ***Ispezione per ricerca guasto***

Controllo teso ad individuare in maniera rapida l'elemento di linea origine del guasto e al reperimento in tempi brevi delle notizie necessarie al fine di effettuare l'intervento sul guasto o a mettere in sicurezza l'elettrodotto.

Questo controllo viene effettuato con ispezione a vista da terra e controllando i soli elementi della linea dai quali è presumibile che possa aver origine il guasto (catene d'isolatori, corda di guardia, conduttori, alberi e altri corpi estranei, sostegni).

Laddove esistono indicazioni precise del tronco guasto, come ad esempio nel caso di linee dotate di localizzatore di guasti, l'ispezione potrà essere eseguita limitatamente al tratto che comprende la posizione presunta del guasto.

Controlli preliminari alla presa in consegna di nuove linee sono controlli eseguiti al fine di:

- verificare la corrispondenza degli elettrodotti agli elaborati di progetto, la completezza in ogni loro parte, la costruzione a regola d'arte nel rispetto delle norme;
- acquisire ulteriori elementi, non rilevabili dagli elaborati di progetto, utili per l'esercizio dell'elettrodotto e relativi al territorio, quali vie di accesso ai sostegni, zone urbanizzate, zone arborate, ecc..

Questi ultimi elementi, non hanno rilevanza ai fini della presa in consegna dell'elettrodotto, ma è opportuno che vengano rilevati in questa fase per ovvie ragioni organizzative.

Rientrano in questa categoria i controlli effettuati dal personale o da strutture specialistiche, al fine di verificare la rispondenza ai Capitolati tecnici, alle specifiche tecniche ed agli elaborati di progetto delle opere o interventi affidati in appalto.

Questi controlli sono articolati in controlli di tipo generale e controlli di tipo specifico.

I controlli di tipo generale vengono eseguiti sull'intero elettrodotto, sostanzialmente con le stesse modalità della *Ispezione ordinaria a vista da terra* [SA], e consistono in:

- rilevazione della tabella di picchettazione;
- controllo dello stato dei fondi attraversati e della sistemazione del terreno pertinente il sostegno;
- controllo visivo della geometria dei sostegni;
- classificazione di massima dei territori attraversati;
- vie di accesso ai sostegni.

I controlli di tipo specifico vengono eseguiti a campione su un numero limitato di elementi specifici dell'elettrodotto e possono richiedere l'uso di strumenti di misura e scalata dei sostegni; essi consistono in:

- controllo della completezza dei sostegni e della coppia di serraggio dei bulloni;
- rilevazione segnalazioni ostacoli per voli a bassa quota;
- misura della freccia dei conduttori e delle corde di guardia;
- misura dei franchi;
- controllo degli armamenti;
- rilevazione indiretta dell'altezza dei sostegni;
- rilievo di campate di attraversamento.

**Tabella 2.1.4: Criteri di controllo di linee aeree**

<b>Criteri di controllo di linee aeree</b>									
Controlli a vista e controlli specialistici ciclici raccomandati: tipologia e periodicità									
TRONCHI DI LINEE	Ulteriori Fattori di attenzione specifici (Fattore N - P - V - I)								
Caratterizzazione ambientale (Zone 1 - 2 - 3 - 4)	N - Nessuno		P - Elettrodotti di primaria importanza per la Rete (collegamenti con estero e collegamenti in antenna con grandi centrali)		V - Elettrodotti con: Corrente media annua > 80% In e con conduttori di età > 40 anni		I - Tronchi di elettrodotti in aree con Inquinamento agricolo, industriale o salino		
1 - ZONA NORMALE: <i>Territorio non interessato da condizioni ambientali e/o da interferenze che producono particolari e specifici rischi nei confronti delle linee che lo attraversano; anche con vegetazione a crescita lenta o comunque distante dai conduttori.</i>	Ispezione a vista da terra	n.1 /anno	Ispezione a vista da terra	n.1 /anno	Ispezione a vista da terra	n.1 /anno	Ispezione a vista da terra	n.1 /anno	
			Controllo Termovision	n.1 / 10 anni	Controllo Termovision	n.1 / 8 anni			
2 - ZONA PARTICOLARE: <i>Territorio interessato da condizioni ambientali e/o da interferenze che producono particolari e specifici rischi nei confronti delle linee che lo attraversano.</i>	Ispezione a vista da terra	n.2 /anno	Ispezione a vista da terra	n.2 /anno	Ispezione a vista da terra	n.2 /anno	Ispezione a vista da terra	n.2 /anno	
			Controllo Termovision	n.1 / 10 anni	Controllo Termovision	n.1 / 8 anni			
3 - ZONA BOSCHIVA: <i>Zona boschiva con possibilità di riduzione dei franchi: territorio nel quale hanno dimora piante ad alto fusto ad accrescimento rapido che se non opportunamente tagliate, potate o capitozzate, andrebbero a contatto dei conduttori o porterebbero alla riduzione della distanza di sicurezza.</i>	Ispezione a vista da terra	n.2 /anno	Ispezione a vista da terra	n.2 /anno	Ispezione a vista da terra	n.2 /anno	Ispezione a vista da terra	n.2 /anno	
			Controllo Termovision	n.1 / 10 anni	Controllo Termovision	n.1 / 8 anni			
4 - ZONA CON SVILUPPO EDILIZIO URBANO: <i>Territorio interessato da insediamenti urbani in attività costruttiva che ricadono nella fascia sottostante o nelle immediate vicinanze dei tronchi di linea</i>	Ispezione a vista da terra	n.3 /anno	Ispezione a vista da terra	n.3 /anno	Ispezione a vista da terra	n.3 /anno	Ispezione a vista da terra	n.3 /anno	
			Controllo Termovision	n.1 / 10 anni	Controllo Termovision	n.1 / 8 anni			

- Ai controllo ciclici indicati nella presente tabella si possono aggiungere altri tipi di controllo su condizione proposti dal sistema MBI ed ulteriori su condizione con rilievo UV, termografici e spessorimetrici (su sostegni tubolari di età > 40 anni).

- I controlli termografici vanno eseguiti compatibilmente con la disponibilità di correnti significative in relazione alle esigenze di rete. Sono raccomandati anche dopo forti sollecitazioni meccaniche (nevicata) e dopo guasti non eliminati in tempo base.

- Le verifiche degli impianti di terra saranno eseguite su condizione e cioè quando si registrano frequenti scatti per fulminazione e/o quando dall'esito di ispezione a vista si ipotizza un danneggiamento o un degrado dell'impianto stesso.

- Nel caso di tronchi di linea ricadenti in zona con due o più caratterizzazioni ambientali e/o con due o più fattori di attenzione specifici, si fa riferimento alla condizione più restrittiva e cautelativa.

Si stabilisce quindi che ogni elettrodotto deve essere ispezionato accuratamente almeno una volta l'anno con controlli di tutti i suoi componenti; tali ispezioni consentono tra l'altro di conservare, da parte degli addetti, la necessaria conoscenza dei percorsi, strade e sentieri di accesso, nonché una conoscenza globale del territorio utile ad avvertire tempestivamente eventuali modifiche dello stato dei luoghi che possano interessare l'elettrodotto stesso.

La classificazione dell'elettrodotto o di alcuni suoi tronchi in zone diverse dalla normale è fatta in base alla conoscenza del tracciato, all'esperienza di esercizio maturata ed in base ad elementi specifici legati al territorio ed agli insediamenti urbani o produttivi.

Tale classificazione dovrà nel tempo essere oggetto di verifica in base ai dati di ritorno delle ispezioni che, se non significativi, potranno determinare la necessità di un cambio dell'attribuzione iniziale. Ulteriore cambio di classificazione potrà essere determinato dal riscontro di un numero elevato di anomalie o in caso di ripetuti guasti.

I controlli previsti nella tabella dovranno essere effettuati nei periodi più opportuni in modo da poterne ricavare informazioni significative ed utili alla programmazione di interventi di manutenzione (taglio della vegetazione, pulizia degli isolatori, ecc.).

Anche in questo caso dall'analisi dei risultati dei controlli si potrà verificare la necessità di modificare i periodi in cui effettuare le ispezioni.

#### **2.1.4 Fasi del processo di ispezione**

1. Il Responsabile o un Assistente Tecnico G.O.L (gruppo operativo linee), in relazione al controllo da eseguire, sia esso di sorveglianza, tecnico o occasionale, consegna al Preposto:
  - a. il Rapporto di attività;
  - b. i Rapporti di ispezione linee, sui quali sono indicati i tronchi di linea da ispezionare;
  - c. la Tabella degli attraversamenti;
  - d. la Tabella distanze di rispetto;
  - e. il Piano di Lavoro (PLL o PLST) e il piano di intervento (solo se il controllo lo preveda).

Nel caso che l'ispezione venga effettuata con l'ausilio delle dotazioni informatiche in essere (palmare) non sarà necessario consegnare al preposto i Rapporti di ispezione linee e la Tabella degli attraversamenti.

2. Il Preposto riunisce la squadra e dopo aver illustrato agli addetti l'attività da eseguire, e ottenuta l'indisponibilità della linea, se prevista, consegna agli addetti i Rapporti di ispezione relativi ai tronchi di linea da ispezionare, la Tabella degli attraversamenti e la Tabella distanze di rispetto ovvero consegna il palmare con i pacchetti delle linee scaricati.
3. Gli addetti eseguono l'ispezione annotando sui Rapporti di ispezione o su palmare tutte le anomalie, interferenze o guasti riscontrati, apponendo la loro valutazione o note, la data e la firma (non necessaria con palmare in quanto le anomalie sono registrate) e le restituiscono al rientro al Preposto.

Alla succitata scheda è correlato l'Allegato a100MN che identifica i codici di posizione geometrica dei componenti che debbono essere riportati sul Rapporto di ispezione linea per ogni anomalia rilevata (che sono d'ausilio con il palmare per individuare esattamente il componente).

I Rapporti dovranno essere compilati anche se non si riscontra alcuna anomalia. Durante l'ispezione gli addetti verificano, in relazione al tipo di controllo:

- a. per l'intera linea o tronco d'ispezione: se ci sono scavi o sbancamenti; riporto di terreno o cave sottostanti o nelle immediate vicinanze; se vi sono in costruzione nuove strade, la distanza del sostegno più vicino ad esse; varianti al tracciato o ammodernamento della sede stradale; se vi sono interferenze con nuove ferrovie o varianti al tracciato o l'elettrificazione o raddoppio di binari e la distanza dal sostegno più vicino; se vi sono nuovi fabbricati in costruzione o ampliamenti (D.M. e D.P.C.M.), antenne o altre strutture, piazzali, depositi, campi sportivi, serre, orti, terrazzi, tetti piani; se

vi sono interferenze con altre linee elettriche o telefoniche e la distanza tra i sostegni o conduttori e cavi telefonici; se vi sono gru o ponteggi; se vi sono impianti di irrigazione, tendoni o altre strutture, reti frangivento, piante isolate, piantagioni estese, boschi, piante ornamentali isolate; se vi sono aree di deposito combustibili o grosso serbatoio, impianti stradali di distribuzione carburanti, serbatoio gas per abitazione, officine, oleodotti, metanodotti; se vi sono nelle vicinanze impianti di terra di terzi o altre strutture metalliche; se vi sono sostegni interclusi o ostacoli alla percorrenza in fascia; se vi sono altre opere interferenti.

- b. per le fondazioni: se vi sono fessurazioni del pilastrino o del blocco, sgretolamento, anomalie reinterro, ristagno d'acqua, presenza di vegetazione o di materiali estranei; se vi è degrado della catramatura parte metallica, ristagno d'acqua, presenza di vegetazione o di materiali estranei; se vi è presenza di vegetazione nell'area circostante, movimenti franosi o sbancamenti.
- c. per i sostegni: verifica dei bulloni, se sono lenti arrugginiti o mancanti; verifica della tralicciatura se mancante, deformata, danneggiata o arrugginita; verifica dei montanti, se sono deformati, danneggiati o arrugginiti; verifica targhe monitorie, numerazione terna, numerazione sostegno; verifica difese parasalite, se mancanti, deformate o arrugginite; verifica dispositivi di scalata, verifica intero sostegno e degrado verniciatura.
- d. per i conduttori (compresi colli morti): verifica se vi sono strefolature, rigonfiamenti, perlinature, scorrimenti, presenza di corpi estranei, rotture o lesioni.
- e. per le calate: se vi sono strefolature, punti caldi, rotture o lesioni.
- f. per la corda di guardia: verifica se vi sono arrugginimenti, strefolature, rigonfiamenti, irregolarità di collegamento al sostegno, presenza di corpi estranei, rotture o anomalie nei colli morti; nel caso contengono fibre ottiche occorre verificare l'ermeticità della cassetta giunto, l'integrità della scatola di protezione.
- g. per gli isolatori: verifica se vi sono rotture, isolatori sporchi, arrugginimento delle parti metalliche, scariche superficiali, anomalie copiglie.
- h. per la morsetteria: verifica degli attacchi e dei raccordi sia di sospensione che di ormeggio dei conduttori e della corda di guardia, delle morse di sospensione e di amarro dei conduttori, dei dispositivi di guardia e spinterometrici, dei contrappesi, dei distanziatori e dei giunti sui conduttori.
- i. per la messa a terra: verifica la presenza di interruzioni, arrugginimenti o anomalie.
- j. per le apparecchiature luminose di segnalazione ostacolo al volo aereo a bassa quota e notturno: verifica, all'interno del quadro di controllo, se vi è irregolarità di funzionamento controllando lo stato dei segnali di allarme.
- k. per i cavi: verifica del tracciato, scavi, sbancamenti, cedimenti smottamenti, rilevazione di nuove costruzioni quali: strade, fabbricati in costruzione,

impianti di terra di terzi, incroci o parallelismi con cavi elettrici o di telecomunicazione, incrocio con oleodotti, gasdotti, depositi combustibili, interferenti o prossimi al tracciato del cavo; verifica terminali (parte isolante, perdita d'olio, porcellana sporca, filatura o scheggiatura parte isolante) dei supporti terminali (presenza arrugginimento parte metalliche, deformazioni o danneggiamenti, fessurazione blocco di calcestruzzo), anomalia impianto di terra (interruzione visibile del collegamento), mancanza di targhette di segnalazione e lettura dei manometri per i cavi in olio fluido.

4. Il Preposto, dopo aver analizzato e valutato il contenuto dei Rapporti di ispezione in forma cartacea o i dati registrati su palmare, li consegna all'Assistente Tecnico del G.O.L. dopo averli datati e vistati ovvero consegna il palmare per lo scaricamento dei pacchetti; in tal caso sarà cura dell'Assistente tecnico produrre una stampa del rapporto di ispezione che dovrà essere vistato dal Preposto. Non sarà necessaria in tal caso la firma degli addetti in quanto risulta la registrazione del loro numero di matricola sul Rapporto di ispezione.
5. Il Responsabile G.O.L. o un suo delegato, dopo la valutazione tecnica, analizza gli interventi necessari e programma le attività da svolgere urgentemente, a breve, medio e lungo termine.
6. Il contenuto dei Rapporti di ispezione, a cura del Responsabile G.O.L. o un suo delegato, è registrato su sistema informatico secondo le codifiche predisposte, generando così degli avvisi di manutenzione.  
Nel caso che venga effettuata una ispezione su una linea in esercizio su MBI e l'ispezione venga eseguita con supporto cartaceo non sarà necessario compilare la parte DX della scheda dove sono riportati gli identificativi SAP.
7. L'archiviazione dei Rapporti di ispezione, Rapporti attività, Piano di intervento e documentazione relativa al PLL o PLST (piano lavoro sotto tensione) avviene nella sede del G.O.L., a cura dell'Assistente Tecnico, suddivisi per linea.

### **2.1.5 Il sistema MBI**

#### Finalità e funzionalità di MBI

MBI (Monitoring & Business Intelligence) è un sistema informativo esperto tipo DSS (Decision Support System) che, capitalizzando il contenuto informativo degli eventi di esercizio, supporta in modo essenzialmente proattivo la catena decisionale del Processo di Mantenimento degli impianti. In particolare, MBI aiuta i decisori ai vari livelli del Processo Mantenimento nell'espletamento delle loro responsabilità, quali:

- *Gestione operativa*: cioè gestione delle azioni a breve termine (giornaliere, settimanali, mensili, trimestrali, annuali e quindi Budget di Mantenimento), finalizzate a minimizzare il rischio tecnico e ad assicurare l'efficienza operativa. Allo scopo MBI contiene un apposito sottosistema informativo di tipo proattivo, accessibile attraverso la Sez. "Per gestire", che:
  - genera giornalmente proposte di intervento (controlli e manutenzioni predittive),
  - supporta la programmazione esecutiva con prospetti sinottici di battente e stato di attuazione degli interventi,
  - segnala il rispetto delle scadenze.
- *Allungamento vita utile degli impianti*: cioè gestione delle azioni a medio termine (3÷5 anni) tese all'allungamento della vita utile degli impianti minimizzando il rischio tecnico. Allo scopo MBI utilizza un sottosistema informativo di tipo proattivo, accessibile attraverso la Sez. "Per gestire", che genera proposte di Rinnovo impianti su condizione (allungamento vita utile ma a minimo rischio tecnico).
- *Conoscenza stato degli impianti*: cioè la consapevolezza dello stato di integrità (anomalie, guasti, ecc.) e di funzionalità degli impianti (prestazioni verso Clienti), finalizzata ad

individuare a livello generale (famiglia di elementi e componenti di rete) le principali aree di attenzione per sostenere nel tempo la soddisfazione del Gestore e degli Utenti della Rete di Trasmissione Nazionale. Allo scopo MBI contiene un *sottosistema informativo di tipo passivo (cioè solo espositivo a fini conoscitivi) accessibile attraverso la Sez. "A supporto delle decisioni"*.

- *Miglioramento continuo*: cioè l'individuazione e l'attivazione delle iniziative a medio termine (3÷5 anni) tese al miglioramento dell'efficienza operativa e all'aumento della produttività delle risorse. Allo scopo MBI utilizza un *sottosistema informativo di tipo passivo (cioè solo espositivo a fini conoscitivi) accessibile attraverso la Sez. "A supporto delle decisioni"*; che consente di orientare le decisioni di:
  - Miglioramento logiche decisionali, tecnologie, metodi di lavoro,
  - Miglioramento dei processi operativi e dei comportamenti organizzativi per aumentare l'efficienza e la produttività delle risorse.

e quindi, in estrema sintesi, MBI oltre che supportare la predisposizione e gestione del budget di mantenimento, consente di conoscere il comportamento degli impianti, di promuovere le azioni da attuare per garantire i risultati attesi a breve e di assumere le decisioni di miglioramento continuo per la sostenibilità dei risultati futuri.

Il sistema MBI riceve in ingresso:

- Le informazioni di anomalie e misure rilevate sul campo dall'operatore, utilizzando ove possibile mezzi informatici (PC palmari o portatili);
- Segnali rilevati da sensori on-line;
- Le informazioni sulle variazioni di stato degli organi, correnti di transito e intervento protezioni dal sistema di teleconduzione SCTI;
- Le informazioni anagrafiche e gestionali dal sistema informativo aziendale SAP;

e, produce automaticamente in uscita:

- a) attraverso opportune elaborazioni logiche secondo modelli ingegneristici di problem solving:
  - Piani e programmi esecutivi dei controlli
  - Piani e programmi esecutivi di manutenzione predittiva
  - Piani di Rinnovo,
- b) attraverso predefinite procedure informatiche di estrazione dati dal sistema informativo integrato aziendale:
  - Report di valutazione di efficacia delle azioni di Mantenimento (ovvero della gestione del rischio tecnico) mediante l'analisi dei trend di incremento dell'affidabilità degli elementi di rete e della qualità del servizio, e l'analisi del trend di diminuzione della vulnerabilità dei componenti più significativi preselezionati,
  - Report di valutazione dello stato della condizione tecnica degli elementi di impianto mediante appositi parametri rappresentativi,
  - Report di efficienza dei comportamenti organizzativi,
  - Report dei costi attività e della produttività delle risorse

Tale reportistica costituisce un supporto strutturato ed efficace per il presidio del Rischio Tecnico e del Rischio Economico.

Per agevolare i gestori e supervisori nell'espletare le proprie responsabilità, il sistema MBI rende disponibili due famiglie di funzionalità (Sezioni):

- *Sezione “Per Gestire”*: comprende l’insieme delle funzioni operative che, a partire dalla registrazione delle informazioni rilevate sul campo, implementano i piani dei controlli, della manutenzione e del rinnovo. La sezione consente di governare le “cose da fare” a livello operativo e direzionale.
- *Sezione “a supporto delle decisioni”*: comprende l’insieme dei report di valutazione di efficacia delle azioni di Mantenimento mediante lo stato della condizione tecnica, l’analisi del trend di incremento dell’affidabilità degli elementi di rete e della qualità del servizio, l’analisi del trend di diminuzione della vulnerabilità dei componenti. Comprende inoltre l’insieme dei report di efficacia delle frequenze dei controlli, dei costi dei controlli e delle manutenzioni, di efficienza dei comportamenti organizzativi nell’utilizzo di MBI, di efficacia del sistema MBI che consentono di individuare azioni correttive. La sezione consente di governare le “scelte e migliorie” sia a livello operativo (efficacia, efficienza operativa, produttività risorse) che globale (iniziative di miglioramento, logiche decisionali, tecnologie e metodi di lavoro).

E’ inoltre prevista una Sezione “**Operazioni di Servizio**” che comprende l’insieme delle funzioni di amministrazione del sistema.



**Tabella 2.3.1:** Funzionalità sistema MBI

<b>Sezione “Per Gestire”</b>	
<b>Funzionalità MBI</b>	<b>Descrizione</b>
Registrazione esito dei controlli	<p>Consente di inserire in MBI i dati relativi all’esito dei controlli registrati su palmare (o su supporto cartaceo se palmare non disponibile). Prima della esecuzione dei controlli, il palmare viene predisposto inserendo in esso da MBI la lista dei controlli da eseguire sull’impianto scelto in base ai piani di controllo.</p> <p><i>Risponde all’esigenza di alimentare correttamente MBI.</i></p>
Proposte di Controlli	<p>Sono le proposte di controlli ciclici e su condizione elaborati da MBI; esse vengono analizzate e validate con data ottimizzata e costituiscono il “<b>piano dei controlli</b>”.</p> <p><i>Risponde all’esigenza di conoscere “cosa e quando controllare”.</i></p>
Proposte di Manutenzione	<p>Sono le proposte di manutenzione su condizione elaborate da MBI; esse vengono analizzate e validate con data ottimizzata e costituiscono il “<b>piano di manutenzione</b>”.</p> <p><i>Risponde all’esigenza di conoscere “dove e quando intervenire con manutenzione”.</i></p>
Proposte di Rinnovo	<p>Sono le proposte di rinnovo su condizione elaborate da MBI; esse vengono analizzate e validate con data ottimizzata e costituiscono il “<b>piano di rinnovo</b>”; MBI gestisce il piano pluriennale di rinnovo consentendone l’aggiornamento ad ogni riprevisione; è possibile scegliere il periodo più opportuno di rinnovo di un impianto effettuando simulazioni di impatto i costi sul profilo di spesa pluriennale globale.</p> <p><i>Risponde all’esigenza di conoscere “in quale impianto, cosa e quando rinnovare”.</i></p>
Inserimento manuale altri provvedimenti	<p>Consente di aggiungere un intervento non gestito da MBI (es.: una scelta tecnica condivisa con Sede Centrale, campagne specifiche, ecc.); inoltre consente di aggiungere al piano un intervento non di mantenimento ma correlato a qualche intervento di mantenimento (ad es. di sviluppo) e che si ritiene opportuno poter monitorare.</p> <p><i>Risponde all’esigenza di aggiungere “eventuali interventi non gestibili da MBI per assenza di segnali di ingresso”.</i></p>
Schede Condizione Tecnica Componenti	<p>Consente di consultare con selezione diretta del componente la relativa scheda tecnica che contiene: dati anagrafici e caratteristici, storia dei controlli, guasti e anomalie, interventi; elenco interventi in corso; trend principali indicatori, ecc.).</p> <p><i>Risponde all’esigenza di conoscere “lo stato del singolo componente”.</i></p>

**Tabella 2.3.2:** valutazione di efficacia delle azioni di mantenimento

<b>Sezione “A supporto delle decisioni per il miglioramento continuo”</b>	
<b>Funzionalità MBI</b>	<b>Descrizione</b>
Qualità del Servizio	Consente la consultazione dei report della qualità del servizio resa al Cliente finale (disponibilità, n° e durata interruzioni, ecc.). <i>Rispondere all’esigenza di conoscere “l’adeguatezza del servizio offerto”.</i>
Tassi di guasto e di anomalia	Consente la consultazione di report di sintesi e dettaglio dei tassi di guasto, di anomalia grave e di anomalia a livello di componente. <i>Risponde all’esigenza di conoscere “quale componente si guasta di più o in maniera anormale”.</i>
Analisi delle anomalie	Consente la consultazione di report di sintesi delle anomalie rilevate. <i>Risponde all’esigenza di conoscere “quali anomalie vengono rilevate per tipologia di controllo e per famiglia di componenti”.</i>
Analisi vita tecnica componenti	Consente la consultazione di report sui tassi di guasto, di anomalia grave e di anomalia a livello di componente per fasce di età. <i>Risponde all’esigenza di conoscere “qual’è la vita tecnica dei componenti”.</i>
Analisi di produttività	Consente la consultazione di report sull’impiego delle risorse per tipo di attività. <i>Risponde all’esigenza di conoscere “come sono state impiegate le risorse”.</i>
Performance Controlli	Consente la consultazione di report di sintesi e dettaglio sull’efficacia ed efficienza dei controlli e degli interventi in generale. <i>Risponde all’esigenza di conoscere “l’adeguatezza e bontà delle azioni di controllo”.</i>
Programmi Operativi	Consente l’analisi di avanzamento trimestrale dei piani di controllo e manutenzione. <i>Risponde all’esigenza di “monitorare l’avanzamento dei piani e dei costi associati”.</i>
Performance sistema MBI	Consente di misurare l’utilità del sistema MBI. <i>Risponde all’esigenze di conoscere “quanto MBI supporta il processo di mantenimento”.</i>
Efficienza Operativa	Consente di misurare l’impiego del sistema MBI. <i>Risponde all’esigenza di conoscere “quanto e come viene usato MBI” e quanto “tempestivamente si opera e si rispettano i piani”.</i>

## 2.2 *Manutenzione*

### 2.2.1 *Manutenzione Ordinaria*

È l'attività che viene effettuata su impianti o su parti di essi per il mantenimento o il ripristino dell'efficienza e del buon funzionamento degli impianti stessi, avuto riguardo del decadimento delle prestazioni, senza che ne derivino modifiche dello stato di consistenza relativamente agli impianti oggetto dell'attività. La manutenzione ordinaria è:

- ***Periodica o Ciclica***  
comprende le attività di manutenzione e che include tutti gli interventi ciclici di manutenzione effettuati per mantenere lo stato di efficienza e di buon funzionamento degli impianti, avuto riguardo alla legge di decadimento delle prestazioni.
- ***Su condizione o Predittiva***  
che comprende l'attività di manutenzione conseguente alla verifica o al monitoraggio dello stato e della funzionalità delle linee elettriche, effettuata al fine di ripristinare e/o mantenere lo stato di efficienza e le prestazioni tecniche .
- ***Occasionale***  
comprende l'attività di manutenzione conseguente al verificarsi di anomalie o guasti, effettuata per ripristinare e/o mantenere l'efficienza e le prestazioni tecniche dell'impianto o ripristinarne la funzionalità. La manutenzione ordinaria occasionale si distingue in:
  - differibile se l'esecuzione dell'attività è procrastinabile di almeno una settimana dal momento in cui l'anomalia viene individuata;
  - indifferibile se l'esecuzione dell'attività deve avvenire al più presto e, comunque, non oltre una settimana dalla sua individuazione, al fine di evitare pericoli per le persone o le cose o il verificarsi di un guasto;
  - a seguito di guasto, viene scelta esclusivamente per componenti che non sono in grado di influire sul servizio a cui sono chiamati gli impianti Terna o per i componenti per i quali non si giudica possibile o conveniente gestire una politica diversa (basata su un sistema di ispezioni/monitoraggio).

Si riportano di seguito gli interventi di manutenzione ordinaria più ricorrenti:

#### **Interventi sulle fondazioni**

Ripristino per conservazione in stato ottimale dei punti di contatto tra il calcestruzzo e la carpenteria onde evitare ristagni di umidità.

Pulizia e sgombero della fondazione da vegetazione o depositi di materiali.

Ripristino dei collegamenti di terra dei sostegni.

#### **Interventi sui sostegni**

Sostituzione di ridotti quantitativi di carpenteria metallica per la sostituzione di semplici elementi eventualmente deformati o mancanti.

Sostituzione o ripristino di targhe monitorie o identificative dei sostegni.

Manutenzione ordinaria dei sezionatori installati sui sostegni (pulizia/ripristino/sostituzione di parti mobili e fisse, contatti).

In caso di anomalia dei collegamenti di terra gli interventi devono ripristinare la loro piena efficienza.

Nel caso più semplice va ripristinato il corretto fissaggio al sostegno, in caso di danneggiamento andrà sostituito l'intero componente danneggiato con altro di acciaio inossidabile, di sezione conforme alla norma di legge.

La riduzione della resistenza di terra nei casi di particolare esposizione alle sovratensioni di origine atmosferica richiede invece interventi più complessi, a volte di difficile soluzione, in quanto il problema si presenta in generale nelle linee situate in terreni ad alta resistività elettrica.

La soluzione va trovata caso per caso, essendo subordinata al valore della resistenza del collegamento di terra ed a quello della resistività del terreno. Le soluzioni più comuni sono rappresentate dalla realizzazione di una piccola maglia di terra, eventualmente potenziata da dispersori più o meno profondi, dalla posa di piastre di rame, ecc..

### **Interventi sugli isolatori**

Questi interventi comprendono non solo la sostituzione di equipaggiamenti rotti e/o danneggiati, ma anche l'adeguamento e ripristino dell'isolamento. La sostituzione è relativa a tutte le tipologie di isolatori, di qualunque materiale siano composti, compresi quelli rigidi e quelli portanti dei sezionatori montati sui sostegni.

Il progetto degli elettrodotti viene normalmente effettuato tenendo in debito conto il livello di inquinamento presente nelle aree attraversate.

Ove le scelte progettuali iniziali non si dimostrino corrette, qualora si manifestino condizioni atmosferiche favorevoli per l'accumulo sugli isolatori di sostanze inquinanti, aumentano i rischi di disservizio per scariche superficiali sui componenti isolanti. In presenza di tale segnale è necessario provvedere a potenziare l'isolamento o, qualora l'isolamento sia già al suo massimo livello, interventi di manutenzione differenziati per ciascun tipo di inquinamento: industriale agricolo o marino.

Il processo di accumulo delle polveri inquinanti di natura agricola o industriale è generalmente regolare e progressivo ed è solo marginalmente limitato da eventuali precipitazioni atmosferiche.

È possibile in tal caso effettuare preventivi controlli mirati al fine di individuare il tempo opportuno per l'esecuzione dell'intervento manutentivo.

Gli interventi manutentivi applicabili sono:

- lavaggio a mano;
- lavaggio con idropulitrice o motopompa;
- lavaggio da elicottero;
- messa in opera di isolatori in materiale composito;
- messa in opera isolatori preverniciati con vernice siliconica.

A differenza del precedente, gli accumuli inquinanti in zona industriale presentano notevole difficoltà di asportazione e quindi l'unico intervento manutentivo efficace è quello della sostituzione della catena di isolatori da effettuare con la linea fuori servizio o in regime speciale di esercizio con personale LST. Vi sono casi particolari in cui risulta più conveniente dal punto di vista economico sostituire direttamente l'isolante anziché provvedere a opere di pulizia manutentive (ad esempio in presenza di sostanze oleose o depositi di polveri di cemento).

Anche nel caso inquinamento marino gli interventi di manutenzione attuabili sono il lavaggio degli isolatori e la siliconatura. La siliconatura può a sua volta essere effettuata attraverso l'applicazione di grasso siliconico o attraverso la messa in opera di isolatori preverniciati con vernici a base siliconica.

L'evoluzione della riduzione della capacità di isolamento è difficilmente prevedibile con largo anticipo perché strettamente legata alle condizioni atmosferiche, in particolare alla siccità, all'umidità, alla durata ed intensità dei venti.

D'altra parte i lavori di manutenzione da effettuare con linea fuori servizio vanno programmati con grande anticipo, attraverso il programma annuale delle indisponibilità.

In particolare, gli interventi di lavaggio ed il trattamento con grasso siliconico richiedono lunghi periodi di indisponibilità della linea elettrica e pertanto la loro esecuzione presuppone una programmazione con largo anticipo. Sono da considerare pertanto normalmente interventi di manutenzione periodica, fatta eccezione per gli interventi occasionali conseguenti a fenomeni di inquinamento particolarmente intensi ed a rapida evoluzione.

Il lavaggio a mano delle catene di isolatori è da utilizzarsi solamente nei casi in cui non siano possibili le altre tipologie di intervento.

Il lavaggio da elicottero, con linea fuori tensione, risulta economicamente conveniente rispetto agli interventi di lavaggio a mano o con idropulitrice, nei confronti dei quali offre inoltre il vantaggio di richiedere periodi di indisponibilità di un ordine di grandezza inferiore;

È comunque necessario segnalare la maggiore complessità dell'intervento con l'elicottero per il lavaggio delle catene della fase centrale dei pali a delta.

Ricapitolando, sono possibili pertanto due diverse strategie:

1. esecuzione di interventi di manutenzione periodica con cadenza in genere annuale nel caso di lavaggio e pluriennale in caso di trattamento con prodotti a base siliconica;
2. esecuzione di interventi su condizione.

La scelta tra le due strategie sarà determinata dall'analisi degli eventi di esercizio, dall'esame delle condizioni climatiche e dal risultato dei controlli dei quali si è già trattato.

### **Interventi sulla morsetteria**

Comprende la sostituzione dei morsetti danneggiati o il loro ripristino.

### **Interventi su conduttori e funi di guardia**

Riparazione di tutte le anomalie, a mezzo di giunti, preformed o manicotti, eventuali inserimento di spezzoni di conduttori e/o di fune di guardia.

### **Interferenze con piante arboree**

Il rilievo delle interferenze tra le linee elettriche A.T. e la vegetazione arborea ha lo scopo principale di individuare quelle piante che con il loro accrescimento naturale, potrebbero avvicinarsi ai conduttori in tensione, fino a innescare la scarica elettrica verso terra e determinare così il fuori servizio dell'elettrodotto.

Per prevenire questa condizione, le piante interferenti devono essere tagliate con congruo anticipo in modo da scongiurare il rischio di disservizio elettrico e quello di incendio, con tutte le implicazioni connesse. A tal fine deve essere valutata la differibilità e le modalità dei singoli interventi.

Il parametro principale da monitorare, ma non l'unico, è la distanza tra i conduttori della linea elettrica e le parti più alte delle piante interferenti.

È fondamentale, pertanto, definire a priori quanto segue:

- la *distanza minima di sicurezza* tra i conduttori e le piante al di sotto della quale si ritiene necessario il taglio della pianta interferente;
- un metodo oggettivo di rilievo strumentale di questa distanza, adeguatamente accurato, ma nel contempo semplice, veloce e alla portata del personale operativo;
- estrapolazione del dato al periodo di esercizio successivo a quello del rilievo. La distanza rilevata durante l'ispezione a vista da terra dovrà essere elaborata per tenere conto dell'abbassamento della catenaria dovuta all'aumento di temperatura del conduttore e dell'accrescimento medio stagionale della specifica essenza arborea interferente.

Queste regole devono essere applicate con il criterio di massima cautela e ove sussistono incertezze sull'entità del dato oppure difficoltà di rilevazione è consigliato anticipare il taglio della pianta interferente senza ricorrere a calcoli e/o rilievi più sofisticati.

Per le piante che ricadono entro la fascia di asservimento, quando l'atto di servitù lo consenta, e non sussistono vincoli ambientali o limitazioni poste dal proprietario del fondo è consigliato eseguire il taglio a raso.

Per le piante ubicate fuori della fascia asservita, quando la posizione delle piante, la loro altezza, la morfologia e la consistenza del terreno sono tali da far temere la caduta di queste piante sui conduttori della linea, è opportuno concordare con il proprietario del fondo il loro abbattimento o nel caso non sia possibile raggiungere un accordo bonario richiedere l'intervento del Corpo Forestale, degli organi locali di Polizia o del Sindaco del Comune in cui l'intervento ricade.

Per la deramificazione e taglio delle piante, si deve operare nel rispetto di quanto riportato al punto h dell'art. 2.1.06 "DISTANZE DI RISPETTO PER I CONDUTTORI" del D.M. 21/3/88.

Di seguito sono riportati i principali riferimenti normativi oggi in vigore per quanto attiene le distanze minime da mantenere dai conduttori in tensione:

Il D.M. n° 449 del 21/03/88 dispone che:

i conduttori e le funi di guardia delle linee aeree (scarichi alla temperatura di 55 °C per le linee in zona comprendente le località ad altitudine non superiore a 800 m s.l.m. dell'Italia centrale, meridionale e insulare e di 40 °C per le linee in Zona comprendente tutte le località dell'Italia settentrionale e le località ad altitudine superiore agli 800 m s.l.m. dell'Italia centrale, meridionale e insulare) sia con catenaria verticale sia con catenaria supposta inclinata di 30° sulla verticale, non devono avere in alcun punto una distanza, espressa in metri, minore di:

**Tabella 2.2.1:** Distanze minime dai rami degli alberi

D.M. n° 449 del 21.3.88 Art 2.1.06 h	120 kV	132 kV	150 kV	200 kV	220 kV	380 kV
Distanze in metri (da tutte le posizioni impraticabili e dai rami degli alberi)	1,70	1,82	2,00	2,50	2,70	4,30

Inoltre il D.P.R. n°164 del 07.01.56 all'art. 11 precisa che: "Non possono essere eseguiti lavori in prossimità di linee elettriche aeree a distanza minore di cinque metri dalla costruzione o dai ponteggi, a meno che, previa segnalazione all' esercente di linee elettriche, non si provveda da chi dirige detti lavori per una adeguata protezione atta ad evitare accidentali contatti o pericolosi avvicinamenti ai conduttori delle linee stesse."

Le D.P.R.E. (Prevenzione rischio elettrico) al punto 1.7.8 recepiscono il dettame dell'art. 11 come segue: "Non possono essere eseguiti lavori in prossimità di linee aeree in conduttori nudi a distanza minore di 5 metri dalla superficie accessibile all'Addetto sulla quale questi deve stare con entrambi i piedi, a meno che non si provveda per una adeguata protezione in grado, a giudizio del Preposto, di evitare accidentali contatti o pericolosi avvicinamento ai conduttori delle linee stesse.

L'art. 2.1.06g) D.M. 21.3.88 n. 449 stabilisce che i conduttori e le funi di guardia di linee aeree, nelle condizioni di temperatura sopra indicate, sia con catenaria verticale sia con catenaria supposta inclinata di 30° sulla verticale, non devono avere in alcun punto una distanza, espressa in metri, minore di  $3+0.01xU$  da tutte le posizioni praticabili (è da considerare praticabile una posizione sulla quale una persona normale può stare agevolmente in piedi, anche se per raggiungerla bisogna superare posizioni impraticabili).

**Tabella 2.2.2:** Distanze minime da tutte le posizioni praticabili

D.M. n° 449 del 21.3.88 Art. 2.1.06 g	120 kV	132 kV	150 kV	200 kV	220 kV	380 kV
Distanze in metri	4,20	4,32	4,50	5,00	5,20	6,80

In base a quanto sopra esposto si può assumere come distanza minima di sicurezza d per i conduttori dai rami degli alberi un valore di:

**5 metri** per il livello di tensione di 380 kV;

**4 metri** per il livello di tensione di 220 kV;

**3 metri** per il livello di 132 kV.

#### **Interventi sulle linee in cavo sotterraneo**

Sostituzione di terminali, giunti, olio trattato per il rabbocco dei cavi in olio fluido, intervento di pulizia e ripristino degli accessori presenti nelle camerette o nei pozzetti lungo i tracciati.

#### **Interventi sulle linee sottotensione (LST)**

Le modalità d'esecuzione dei lavori sottotensione devono essere applicate in armonia con tutte le normative aziendali, stabilendo le modalità di intervento, la definizione dei lavori realizzabili, i limiti di attuabilità ed esclusioni.

I lavori, avviati con la tecnica di lavoro sotto tensione, debbono essere conclusi con tale tecnica anche nei casi in cui la linea interessata dai lavori venga posta fuori tensione in modo definitivo. L'esecuzione di lavori sotto tensione, che richiedano la presa in carico e lo spostamento dei conduttori, non è consentita su linee equipaggiate con conduttori di rame e sue leghe di qualsiasi sezione e con conduttori di alluminio e sue leghe di sezione inferiore a 300 mm<sup>2</sup>. Ogni operatore abilitato a lavorare sotto tensione dovrà essere munito di appositi dispositivi di protezione, antinfortunistici, pronto soccorso e dovrà sempre assicurarsi con un esame a vista che il sostegno e la linea sui quali deve essere effettuato il lavoro non presentino segni evidenti di anomalie tali da compromettere la normale efficienza. Inoltre egli si assicura, sempre con un esame a vista, che i sostegni vicini e le campate adiacenti non presentino punti deboli o comunque pericolosi; deve ugualmente esaminare da vicino tutti gli eventuali ostacoli in grado di costituire un pericolo durante lo spostamento dei conduttori (altre linee, alberi, edifici, ecc.).

I lavori eseguibili sono tutti quelli consentiti dalle procedure per i lavori convenzionali, sia sul sostegno, sia in campata, con alcune esclusioni.

Gli interventi che si possono eseguire con la linea in tensione sono:

- Sostituzione armamenti e catene isolatori in sospensione;
- Sostituzione catene o isolatori in amarro;
- Eliminazione punti caldi;
- Manutenzione conessioni colli morti;
- Intervento su doppie terne su terna fuori servizio con altra in servizio;
- Percorrenza conduttori binati o trinati;
- Intervento sui conduttori (preformati, antivibranti, ecc);
- Lavaggio isolatori;
- Sostituzione fune di guardia;
- Pulizia isolatori e colonnini in stazione;
- Manutenzione conessioni ed eliminazione punti caldi in stazione.

L'iter previsto per la realizzazione di lavori delle linee a doppia terna è il seguente:

- Studio della fattibilità verificando la possibilità di realizzare gli interventi richiesti rispettando le condizioni stabilite;
- Emissione di un piano di lavoro convenzionale per la terna su cui si deve intervenire;
- Emissione di un piano di lavoro per la terna che rimane in servizio (non è necessario se è garantito il mantenimento della distanza di 5 metri dalle parti in tensione);
- Messa a terra ed in corto circuito della terna su cui si deve intervenire;
- Rimozione delle terre e delle delimitazioni;
- Chiusura dei piani di lavoro.

Esistono però alcuni limiti e prescrizioni, infatti non è possibile operare sotto tensione quando:

- Il conduttore è in rame o in lega di rame
- Il conduttore è in alluminio o il lega d'alluminio e di sezione inferiore a 300 mmq
- In presenza di precipitazioni atmosferiche
- In presenza di scarsa visibilità
- In presenza di manifestazioni temporalesche anche a distanza
- In presenza di vento sul posto di lavoro maggiore di 35 km/h
- In presenza di ghiaccio sui sostegni o sul conduttore
- La linea deve essere in servizio da almeno un'ora
- Quando il tasso di umidità relativa superi 80 %

E' necessario delimitare la zona li lavoro sottotensione e rispettare le distanze durante l'accesso ai posti di lavoro.

Individuata la zona di lavoro sottotensione, le distanze devono rigorosamente essere rispettate:

- Fra le parti in tensione e l'operatore a potenziale di palo, compresi eventuali oggetti non isolati da lui manovrati od indossati;
- Fra le parti in tensione e l'attrezzatura, il materiale, i dispositivi: di messa a terra, di corto circuito e di equipotenzialità e le corde non isolanti.

**Tabella 2.2.3:** Distanze limite per grado di tensione

<i>Tensione nominale del sistema [kV]</i>	<i>Distanza limite [mm]</i>
132	1520
150	1670
220	2300
380	3940

### 2.2.2 *Manutenzione straordinaria o Rinnovo*

È l'attività che viene effettuata per il rinnovo e il prolungamento della vita utile di un impianto, potendone determinare la variazione delle caratteristiche tecniche, senza comportare modifica alcuna dello stato di consistenza relativamente all'impianto medesimo.

La definizione e approvazione del piano di rinnovo avviene in primo luogo attraverso l'analisi dell'impianto (esiti dei controlli ed ispezioni o a seguito di anomalie), dove viene valutato lo stato e la condizione tecnica attuale dell'impianto.

Sulla base dei dati forniti dalle ispezioni, si procede alla definizione della lista di interventi necessari per garantire il buon funzionamento dell'impianto, corredata di una prima indicazione tecnico economica propedeutica alla stima costi.

A seguito di eventuale rinvio o annullamento della proposta di rinnovo, devono essere valutate le eventuali attività di Monitoraggio e/o Manutenzione necessarie per garantire l'affidabilità e la sicurezza degli impianti e/o componenti.



#### 3 Guasti ed Interruzioni

##### 3.1 Classificazione delle Interruzioni

Il Gestore della rete classifica le interruzioni che si verificano sulla rete di propria competenza con riferimento a:

- tipo di interruzione:
  - *interruzioni lunghe* ( durata > 3 min );
  - *interruzioni brevi* ( 1s < durata ≤ 3 min );
  - *interruzioni transitorie* ( durata ≤ 1 s ).

Le *interruzioni transitorie* sono registrate limitatamente agli Utenti direttamente connessi alla RTN e sulle cui linee di alimentazione sono installate richiuse automatiche tripolari con cicli di apertura e chiusura di durata inferiore o uguale a 1 secondo.

- origine della interruzione:
  - rete AAT a 380 kV;
  - rete AAT a 220 kV;
  - rete AT a 132-150 kV;
  - reti estere interconnesse;
  - altre reti.

Per ogni rete inoltre l'origine della interruzione è disaggregata con riferimento alla linea o all'impianto, su cui è originata l'interruzione, ed al proprietario di detta linea o di detto impianto.

- causa della interruzione, relativamente a:
  - cause di insufficienza di sistema, distinte per:
    - insufficienza dei *gruppi di generazione* o della capacità di trasmissione ivi inclusa l'insufficienza della capacità di interconnessione con l'estero;
    - interventi degli equilibratori automatici di carico o dei teledistacchi;
  - cause di forza maggiore, per eventi naturali eccezionali che superano i limiti di progetto degli elementi della rete (ad esempio frane, alluvioni, terremoti);
  - cause esterne, per perturbazioni provocate dagli utenti, nonché per eventi generati da terzi quali a titolo esemplificativo danneggiamenti, contatti accidentali con mezzi meccanici, attentati, attacchi intenzionali, o interruzioni su ordine di pubblica autorità;
  - altre cause, non comprese nei punti precedenti, inclusi anche gli interventi non selettivi dei relè di protezione.
  - numero ed elenco degli utenti che hanno subito l'interruzione.

### 3.2 Guasti per fulminazioni sulle linee elettriche

#### Fulminazione diretta sui conduttori

Gli elettrodotti privi di fune di guardia sono molto esposti al rischio di fulminazione diretta dei conduttori di energia. Sulle linee elettriche dotate di fune di guardia tale rischio si riduce notevolmente. In ogni caso, quando il fulmine colpisce direttamente un conduttore, la sovratensione che produce ha un valore molto alto, in grado di superare il livello di tensione di tenuta ad impulso anche delle catene di isolatori di un elettrodotto 380 kV, provocando la scarica elettrica superficiale sulla medesima catena isolante e quindi il suo possibile danneggiamento.

L'aumento della tensione di tenuta ad impulso attraverso l'aumento dell'isolamento, oltre ad essere impraticabile per i limiti imposti dalla dimensione dei sostegni, non riduce sostanzialmente il rischio di scarica.

#### Fulminazione dei sostegni

In caso di fulminazione del sostegno, o della fune di guardia nella sua prossimità, si ha una sovratensione sulla sua sommità che dipende dalla corrente di fulmine e, in misura importante, dalla resistenza di terra del sostegno medesimo. In particolare la testa del sostegno si porta ad un potenziale verso terra pari al prodotto della corrente che lo percorre per l'impedenza d'onda da esso offerta. Poiché i conduttori sono isolati dal sostegno essi si mantengono al potenziale corrispondente alla tensione di esercizio dell'istante in cui è avvenuta la fulminazione. La tensione che risulta applicata alle estremità delle catene di isolatori può considerarsi con una certa approssimazione uguale alla differenza tra la tensione alla sommità dei sostegni e terra e la tensione tra conduttori e terra. Quando tale valore supera la tensione di tenuta ad impulso dell'isolamento avviene la scarica superficiale sulla catena isolante.

Questo fenomeno è chiamato arco di ritorno e può anche arrivare a danneggiare i conduttori di linea. Per analizzare questo fenomeno occorre considerare la riflessione delle onde alla base del sostegno e, per i fulmini che cadono sulle funi di guardia, le riflessioni che si verificano in corrispondenza dei sostegni vicini. Inoltre bisogna tenere conto delle tensioni indotte sui conduttori da parte delle onde che si propagano lungo le funi di guardia.

La corrente derivata dalle funi di guardia riduce apprezzabilmente la corrente derivata dal sostegno colpito dal fulmine.

In particolare per valutare, in modo anche semplificato, i parametri che influiscono su tale fenomeno si può considerare la seguente relazione:

$$(3.2.1) \quad I_{fm} = \frac{V_{50\%}}{k \cdot R_t}$$

dove:

- $I_{fm}$  è il valore minimo della corrente di fulmine che provoca la scarica per arco di ritorno;
- $V_{50\%}$  è la tensione di scarica 50% ad impulso di polarità positiva (della catena di isolatori);
- $k$  è il coefficiente riduttivo che tiene conto della presenza della/e fune/i di guardia;
- $R_t$  è la resistenza di terra del sostegno;

Per effetto della notevole diversità del livello di isolamento sulle linee 132-150 kV, 220 kV e 380 kV, la probabilità di avere correnti di fulmine in grado di superare la tensione di tenuta ad impulso con valori medi della resistenza di terra del sostegno (circa 20 ohm) può considerarsi dal 7 al 24% per le linee 150 kV e dal 1 al 3% per le linee 380 kV, che risultano pertanto ben protette dalla fulminazione diretta sui sostegni o sulla fune di guardia nei tratti adiacenti al sostegno.

In sintesi si può rilevare che una caratteristica fondamentale per determinare il valore della corrente di fulmine al di sopra della quale avviene il cedimento dell'isolamento è la resistenza di terra del sostegno.

Quindi per provocare la scarica elettrica superficiale con resistenze di terra basse sono necessarie correnti di fulmine molto alte e quindi poco probabili.

In altri termini è più probabile che, a parità di corrente di fulmine, il cedimento dell'isolamento avvenga per fulminazione diretta del conduttore di energia che per fulminazione diretta di un sostegno con resistenza di terra inferiore a 40 ohm.

#### Fulminazione della fune di guardia

Una parte delle fulminazioni che cadono sulle linee elettriche colpiscono la corda di guardia nella parte centrale della campata

Per effetto del differente parametro di tesatura tra corda di guardia e conduttore, maggiore nel caso della corda di guardia, la distanza tra conduttore e corda di guardia nella parte centrale della campata è maggiore di quella esistente in corrispondenza dei sostegni e, di conseguenza, anche la tensione di tenuta ad impulso.

È poco probabile quindi che si manifesti una scarica a metà campata.

D'altra parte la corrente che raggiunge ed attraversa i sostegni che delimitano la campata è circa la metà della corrente di fulmine, che si divide ovviamente in due parti nel punto colpito.

In tali condizioni la probabilità che la corrente di fulmine che colpisce la linea nella parte centrale della campata provochi una scarica è da ritenersi sostanzialmente nulla.

### **3.3 Difetti di Isolamento**

La riduzione dell'affidabilità dei componenti isolanti di una linea elettrica può avere due origini diverse:

1. depositi di sostanze inquinanti sulla superficie degli isolatori;
2. rottura della parte isolante di uno o più elementi della catena di isolatori.

Delle due problematiche la prima è certamente quella che mette più a rischio l'esercizio elettrico, soprattutto nei casi di inquinamento marino di forte intensità e rapida progressione prodotto da tempeste saline, inquinamento che può interessare lunghe fasce di territorio prossime alla costa e provocare disservizi contemporanei di numerosi elettrodotti.

La capacità isolante di una catena di isolatori viene compromessa quando si realizza lungo la superficie della stessa un percorso a bassa resistività.

Nel loro sviluppo sul territorio gli elettrodotti attraversano aree caratterizzate dalla presenza nell'aria di polveri o sostanze prodotte dall'attività umana o da particolari fenomeni atmosferici. Tali condizioni a volte possono essere caratterizzate da una certa periodicità ma altre volte sono casuali e non prevedibili con largo anticipo.

Tali polveri o sostanze si depositano ed accumulano gradualmente creando dei depositi solidi sulla superficie degli isolatori. Piogge frequenti normalmente provvedono in modo naturale al lavaggio sia pure parziale degli isolatori eliminando i depositi che si formano nel tempo. Un lungo periodo di siccità costituisce pertanto una delle condizioni favorevoli per il manifestarsi di disservizi causati da inquinamento.

Infatti, il perdurare di un accumulo di sostanze inquinanti sulla superficie degli isolatori, in presenza di un'elevata umidità dell'aria, fa sì che si crei un sottile strato elettricamente conduttore che riduce la capacità isolante della catena di isolatori provocando una scarica superficiale ed il conseguente guasto a terra dell'elettrodotto.

In sintesi il rischio di guasto causato da inquinamento è particolarmente elevato:

- dopo lunghi periodi di siccità;
- dopo la manifestazione, o in concomitanza, di mareggiate e forti venti (considerati significativi se superiori a 6 m/s) provenienti dal mare, nei casi di inquinamento salino, o di venti provenienti dalle fonti di inquinamento industriale, nelle aree interessate da tali problemi;

- elevata umidità dell'aria, più frequente nelle prime ore del giorno, considerata significativa se superiore all'80%.

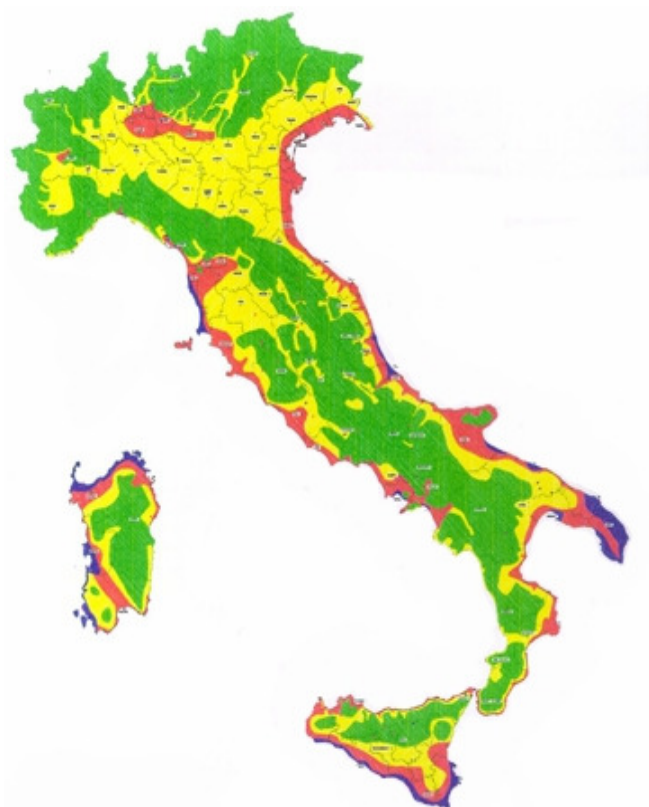
I tipi di inquinamento, in relazione alle sostanze che lo producono, sono principalmente suddivisi in agricolo, industriale e marino.

L'inquinamento agricolo è dovuto al deposito sugli isolatori di polveri che si sollevano dai terreni siccitosi durante le operazioni di aratura; tale tipo di inquinamento è caratterizzato ovviamente da una periodicità annuale e collocazione temporale prevedibile.

I depositi di origine industriale coinvolgono invece gli elettrodotti che attraversano aree nelle quali sono presenti insediamenti industriali che disperdono nell'aria polveri o sostanze chimiche, ma è presente anche in prossimità di grandi centri urbani, dove risulta più intenso nei mesi invernali quando, ai fumi prodotti dagli insediamenti industriali ed a quello dei motori per autotrasporto, si aggiungono quelli prodotti dagli impianti di riscaldamento.

L'inquinamento marino è caratterizzato invece dal deposito prevalente di sostanze saline, trasportate in particelle di acqua provenienti dal mare e spinte dal vento. Tale tipo di inquinamento caratterizza ovviamente gli elettrodotti situati in prossimità delle coste, in particolar modo quella occidentale, assumendo particolare rilevanza nelle coste sarde e del medio Tirreno ed in misura minore nelle coste del basso e del medio Adriatico.

Di seguito riportata la mappa del territorio italiano suddiviso in base alla severità dell'inquinamento. Tale mappa fa riferimento ad uno studio effettuato da ENEL/DSR sullo stato di inquinamento del territorio italiano:



Sono state individuate in cinque tipi di zone a seconda della severità dell'inquinamento:

- Zona Verde: Leggero
- Zona Gialla: Medio
- Zona Rossa: Pesante
- Zona Blu: Molto Pesante
- Zona Viola: Eccezionale

L'eventuale insorgenza di nuovi eventi (cambiamenti climatici, realizzazioni di insediamenti industriali, etc.), può influire sulla caratterizzazione del territorio citata, pertanto essa deve essere integrata con l'esperienza d'esercizio e la conoscenza del territorio.

Nel caso che la linea ricada in un'area ad inquinamento eccezionale (zone blu o viola) In caso di sostituzione degli isolatori (per degrado, vetustà ecc.) dovrà essere eseguita una valutazione dell'idoneità degli isolatori ai fini della tenuta degli stessi all'inquinamento superficiale.

**Figura 3.3.1:** Stato inquinamento del territorio italiano

La rottura dei componenti si manifesta con una frequenza che può ritenersi ripartita in modo uniforme su tutto il territorio ed in percentuale molto bassa rispetto al numero di isolatori in opera. Essa inoltre è caratterizzata dalla casualità non essendo possibile prevederne né la localizzazione, né le condizioni che la provocano, né ovviamente il momento della sua manifestazione; nella realtà solo in casi del tutto eccezionali si rilevano rotture di più di un isolatore per catena.

Si può ritenere pertanto che tale fenomeno non determina un rischio significativo per l'affidabilità del servizio causando in genere una riduzione della linea di fuga entro limiti sostenibili dal complesso isolante, se si eccettuano le zone caratterizzate da un livello di inquinamento "eccezionale".

### **3.4 Incendi in prossimità di linee elettriche**

Per incendio boschivo si intende un fuoco con suscettività ad espandersi su aree boscate, cespugliate o arborate, comprese eventuali strutture e infrastrutture antropizzate poste all'interno delle predette aree, oppure su terreni coltivati o incolti e pascoli limitrofi a dette aree (articolo 2 Legge 21/11/2000 n. 353).

#### **3.4.1 Definizione topologia degli incendi**

- *Incendio di bosco*: intende quell'incendio che interessa le superfici di cui alla definizione della legge 353/2000
- *Incendio di interfaccia con l'urbano*: si intende quell'incendio di bosco in prossimità di centri urbanizzati o industriali.

#### **3.4.2 Classificazione dei tipi di incendio di bosco**

Non è semplice classificare tipologicamente un incendio in modo univoco in quanto esistono situazioni intermedie che difficilmente possono essere ricondotte con sicurezza ad un caso piuttosto che a un altro.

Inoltre è da considerare che possono essere utilizzati diverse metodologie di classificazione: tipo di bosco o di combustibile, dei fattori che favoriscono la propagazione, dell'intensità del fuoco o della tipologia di comportamento del fronte di fiamma. Quest'ultimo citato è sicuramente il metodo di classificazione più seguito.

La classificazione seguita da Calabri, il quale a sua volta si è basato su quella americana proposta da Brown e Davis (1973) suddivide gli incendi in tre gruppi principali. Lo schema generale di classificazione è il seguente:

- *Incendio Sotterraneo (Ground Fire)*:

In generale è un tipo di incendio, che si sviluppa nel suolo, caratterizzato dall'assenza di fiamma viva che avanza lentamente nella materia organica in decomposizione o lungo gli apparati radicali della vegetazione.

L'intensità dei focolai risulta minima e la modalità di propagazione è diversa a seconda del tipo di combustibili presente nel suolo e del suo grado di porosità e di umidità

- superficiale: se il combustibile è rappresentato dalla parte profonda della lettiera.
- profondo: se il combustibile è rappresentato da apparati radicali o strati torbosi.

La velocità di propagazione di questi focolai è estremamente bassa, tanto che spesso il fuoco per percorrere pochi metri impiega diversi giorni.

- *Incendio Radente (Surface Fire):*

In questi incendi sono interessati i combustibili al suolo, sia di superficie (che consistono principalmente nella lettiera e nello strato erbaceo), sia di transizione tra questi e quelli aerei (cespugli e arbusti più bassi che sono ancora a diretto contatto con il terreno). È una tipologia estremamente frequente negli incendi boschivi. A seconda del tipo di vegetazione che interessano e delle caratteristiche comportamentali del fuoco, si individuano nelle seguenti tre tipologie principali:

- *Incendio di lettiera:*

Il fronte di fiamma si propaga nella parte superficiale e meno compatta della lettiera, rappresentata da foglie morte, strobili, frammenti di corteccia, rami morti di piccole e medie dimensioni giacenti sul suolo. L'altezza della fiamma è generalmente contenuta entro il metro anche se ciò dipende dalle caratteristiche intrinseche del combustibile, dalle condizioni di propagazione e soprattutto dal carico d'incendio presente. Anche la larghezza del fronte è in generale ridotta, ma ciò è comunque variabile in quanto in relazione alla velocità di avanzamento del fuoco.

La velocità di propagazione dei fronti radenti di lettiera è in genere contenuta ma in situazioni di forte vento e in popolamenti di latifoglie nel periodo invernale, o con pendenza accentuata, si possono riscontrare valori superiori (20-30 m/min).

- *Incendio di strato erbaceo:*

Il fuoco si propaga nello strato erbaceo con combustione parziale o totale delle parti epigee delle specie erbacee presenti, caratterizzati da un brevissimo tempo di preriscaldamento e quindi combustibili rapidi per eccellenza. Ciò è da ascrivere, come per gli incendi di lettiera ad un elevato rapporto superficie/volume, tipico degli strati erbacei. In genere, comunque, presentano una velocità di propagazione più veloce rispetto ai fronti di lettiera. In condizioni di media pendenza, velocità del vento e umidità, la velocità si aggira intorno ai 5-10 m/min.

La lunghezza della fiamma si aggira in media tra uno e due metri, anche se in casi di carichi di incendi elevati e in condizioni di disidratazione eccessiva, si possono raggiungere lunghezze di 3-4 fino a 9 metri (Autori Americani ed Australiani).

- *Incendio di sottobosco arbustivo, macchia e cespuglieto:*

Il fuoco si propaga tra i cespugli che compongono lo strato arbustivo interessando la loro parte fogliare ed i rami di minore diametro. In generale questi incendi, sull'arco alpino si presentano nel periodo invernale, quando i cespugliati (roveti, rosai, pruneti) sono in riposo vegetativo e mantengono ancora parte del loro fogliame secco ed appassito e le specie sempreverdi (ad esempio *Juniperus spp.*) risultano più disidratate e quindi più predisposte a bruciare. Situazioni simili si verificano in estate quando il tasso di idratazione, a causa del forte deficit idrico, scende al di sotto dei valori di guardia. In genere la lunghezza della fiamma non supera il doppio dell'altezza dello stato di combustione. L'intensità non supera quella dei fronti radenti di lettiera.

- *Incendi di chioma:*

Il fuoco interessa le chiome delle specie arboree, sia singolarmente che gruppi di alberi contemporaneamente. La propagazione avviene direttamente da un albero all'altro in base alle modalità di avanzamento del fronte se ne distinguono tre tipi. Tra i fattori condizionanti l'evoluzione in chioma del fuoco sono fondamentali il contenuto di sostanze ad elevato potere calorico, come le resine e gli oli essenziali, nonché il contenuto in acqua della parte fogliare dei combustibili aerei e di superficie.

- *Incendio passivo o dipendente:*

Dipende dall'avanzamento del fronte del fuoco. Il fuoco nelle chiome dipende dall'avanzamento del fronte radente, sia per ciò che riguarda la sua genesi sia per la sua stessa propagazione. In genere si manifesta con reazioni esplosive isolate (torcing), limitate a singoli individui arborei o a piccoli gruppi di alberi. Le altezze della fiamma libera sono in genere limitate entro i 10 m sopra la cima degli alberi.

- *Incendio indipendente:*

Il fuoco si sviluppa da chioma a chioma, rimanendo svincolato totalmente dal fronte radente. Il fuoco radente viene superato da quello di chioma che preriscaldando i combustibili di superficie, genera pseudo fronti di fiamma o focolai avanzati. E' in questi casi che in zone anche discretamente avanzate rispetto alla testa dell'incendio, si possono avere liberazioni di gas volatili dai combustibili e la conseguente accensione quasi esplosiva delle chiome.

E' un fenomeno instabile bilanciato che può arrestarsi non appena le condizioni di propagazione che lo sostengono vengono a mancare. Tra queste la più tipica è la presenza di vento forte.

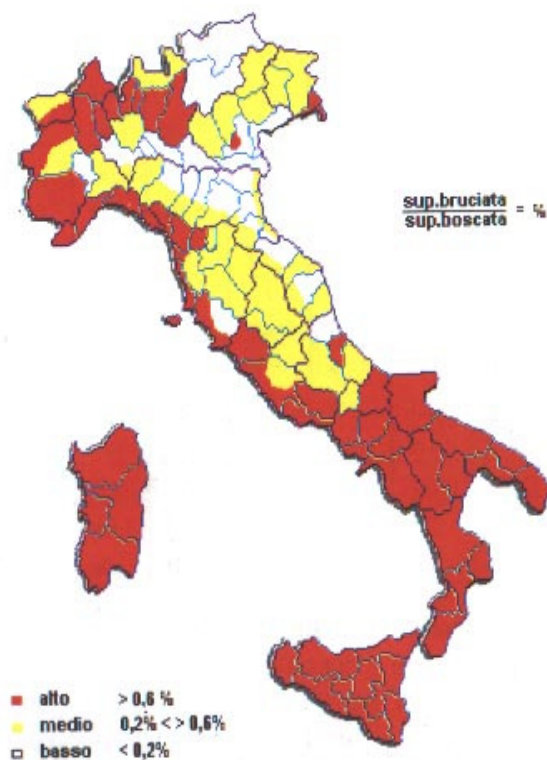
E' il più violento e pericoloso per gli addetti antincendio. La caratteristica che differenzia questo tipo di fuoco rispetto agli altri tipi di fuoco di chioma sono le velocità molto elevate.

- *Incendio attivo:*

E' idealmente collocabile tra il fuoco di chioma passivo e quello indipendente. Come nell'incendio passivo si ha un notevole parallelismo tra il fronte radente e quello nelle chiome, ma non una necessaria dipendenza di quest'ultimo da quello di superficie. Mentre nell'incendio passivo la propagazione della combustione nelle chiome dipende totalmente dal fronte radente, nel fuoco attivo l'energia necessaria per la propagazione tra i combustibili fogliari è fornita in buona parte dalle chiome, ma ciò non è del tutto sufficiente per una sua propagazione indipendente e necessita ancora del fronte di superficie.

Esiste quindi un sinergismo tra le fiamme al suolo, che forniscono la frazione di energia mancante, e quelle in chioma che grazie alla loro emanazione termica contribuiscono a preriscaldare anche i combustibili di superficie, incrementando così l'intensità e la velocità del fronte radente. L'altezza delle fiamme è notevole, aggirandosi in genere entro i 20 m. le velocità di propagazione variano tra i 10 e i 27 m/min.

### 3.4.3 Classifica del territorio secondo il grado di rischio di incendio



Province ad alto rischio dove il rischio permanente o ciclico di incendio minaccia gravemente l'equilibrio ecologico, la sicurezza delle persone e dei beni o contribuisce all'accelerazione dei processi di desertificazione delle superfici rurali.

Province a medio rischio dove il rischio di incendio, pur non essendo permanente o ciclico può minacciare in misura rilevante gli ecosistemi forestali.

Province a basso rischio sono tutte le altre zone non prese in considerazione precedentemente.

Figura 3.4.1: Suddivisione zone italiane per rischio d'incendio

### 3.4.4 Cause principali di incendio boschivo

Perché un incendio si sviluppi sono sempre necessari gli elementi che costituiscono il cosiddetto "triangolo del fuoco", cioè il combustibile (paglia, legno, etc.), il comburente (l'ossigeno) e la temperatura di combustione.

Mentre i primi due elementi sono sempre disponibili, la temperatura necessaria all'accensione è presente solo in determinate condizioni.

Se in climi equatoriali la decomposizione della sostanza organica ad opera degli enzimi sviluppa molto spesso il potenziale calorifico sufficiente per l'autocombustione (e ciò rappresenta un importante fattore di regolazione dei sistemi forestali) alle nostre latitudini la possibilità di un simile evento non esiste.

Le cause naturali di incendio possono essere attribuite o alla concentrazione di raggi solari attraverso una goccia di resina o di rugiada (evento quanto mai improbabile e mai verificato direttamente) o all'accensione provocata da fulmini in assenza di pioggia (fenomeno non raro che, comunque, non sembra essere causa rilevante di danni).

Tutti gli altri fenomeni vanno attribuiti direttamente all'uomo, dividendo la casistica in episodi accidentali, colposi e dolosi.



### 3.4.5 Fasi evolutive dell'incendio

- *Fase iniziale: accensione incontrollata, si ha una accelerazione contenuta (initial build-up)*

Si identifica con l'accensione incontrollata e le prime fasi del principio d'incendio. La bassa intensità del fronte, pur automantenendo la fiamma, non è ancora in grado di fornire una sufficiente energia per il preriscaldamento di una grande quantità di combustibile e pertanto l'accelerazione risulta contenuta.

La velocità evolutiva è molto variabile e dipende da molti fattori che influiscono sulla fiamma stessa, in funzione soprattutto delle caratteristiche del combustibile.

Tale fase è più veloce nelle zone aperte a vegetazione erbacea, piuttosto che sotto la copertura di quelle boscate. Pochi sono gli esempi di incendi con tale fase molto celere mentre al contrario molti sono quelli con una lunga durata. Molti principi di incendio vengono infatti bloccati in tale fase evolutiva, spesso anche con necessità di esigee forze d'intervento.

- *Fase di transizione: aumento delle dimensioni delle fiamme e accelerazione elevata*

L'intensità del fronte è decisamente incrementata e si individuano un aumento della larghezza del fronte di fiamma, nonché un'emanazione termica sufficiente ad un rapido preriscaldamento del combustibile antistante, con l'inclinazione della fiamma ancora protesa verso la zona incombusta. In questa fase inoltre iniziano a verificarsi moti convettivi e a rinforzare le correnti verso l'incendio a livello del suolo.

- *Fase finale: formazione di colonne convettive (incendio indipendente dai fenomeni esterni)*

Nella fase finale l'intensità del focolaio è ormai giunta ai vertici della propria possibilità evolutiva, dato che il fuoco e il microclima connesso all'incendio hanno acquistato una propria individualità ed interdipendenza. Caratteristici di questa fase sono alcuni comportamenti del fuoco evidenziabili in formazione di colonna convettiva organizzata, dotata di una propria individualità ed associata al verificarsi di fenomeni di vortici (spotting). Spesso l'incendio in questi casi assume un comportamento proprio, per certi versi indipendente da fattori esterni che in condizioni normali influenzano l'evolversi delle fiamme.

In tale fase, le forze d'intervento sovente non sono in grado di fronteggiare l'avanzamento del fuoco. In tali condizioni il fuoco mantiene costantemente l'iniziativa, percorrendo in poche ore estensioni anche di migliaia di ettari e causando danni di estrema gravità, data la violenza del fronte avanzante.

- *Fase di decadimento: fase di decelerazione delle fiamme*

Può essere considerata inversa rispetto a quelle sopra descritte. L'intensità del fronte decresce in relazione alla diminuzione di influenza dei fattori meteorologici, topografici o alla variazione del carico d'incendio. Tale fase può essere sia graduale che improvvisa, ma in qualsiasi caso porta ad una regressione dell'incendio da fenomeno tridimensionale a fenomeno a due dimensioni e soprattutto a fasi di propagazione del fronte a minore intensità, per cui la lotta al fuoco risulta decisamente più facile. Esempi di tale fase sono facilmente riscontrabili durante la tarda serata e nelle ore notturne, oppure con la cessazione di periodi a forte ventosità e con variazioni della direzione del vento. In funzione dei fattori topografici tale fase si verifica nel momento in cui il fronte raggiunge la cresta o lo spartiacque quindi è costretto a proseguire il suo avanzamento in contropendenza. Altro caso caratteristico è quello in cui le fiamme, incontrando zone non boscate, popolate da specie vegetali meno infiammabili o con differenziate stratificazioni o disposizione orizzontale del combustibile, subiscono drastiche riduzioni sia nei loro parametri morfologici che di propagazione.

### ***3.4.6 Tecniche di spegnimento***

Affinché l'azione di spegnimento sia efficace, economica e tempestiva è importante prevedere il comportamento dell'incendio, ossia la sua intensità, lo sviluppo del fuoco nello spazio e nel tempo. Base fondamentale è la conoscenza del territorio: ciò permette la lotta attiva attraverso l'avvistamento e lo spegnimento.

La tecnica di spegnimento si basa sul principio di rompere almeno uno dei lati del "triangolo del fuoco" mediante:

- eliminazione del combustibile;
- eliminazione dell'aria;
- raffreddamento della combustione.

Per effettuare lo spegnimento di un fuoco si può procedere impostando un attacco di tipo diretto o indiretto.

#### *Attacco diretto*

Consiste nell'estinguere direttamente il fronte di fiamma e ridurre al minimo l'area bruciata.

Gli operatori sono però esposti al calore e al fumo e per tale motivo sono necessarie particolari condizioni.

L'attacco di tipo diretto può infatti essere attuato se l'inclinazione del terreno è limitata, l'intensità lineare risulta bassa, la velocità di avanzamento ridotta, l'altezza della fiamma non presenti particolari picchi e il fronte di combustione non sia molto esteso.

Le tecniche che si possono adottare nell'attacco diretto si possono schematicamente riassumere nelle seguenti:

- Tecnica di attacco dalla testa. L'attacco diretto inizia dalla testa, procedendo in senso opposto a quello di avanzamento del fronte di fiamma, spostandosi verso i fianchi.
- Tecnica di attacco dai fianchi.
- Tecnica di attacco dalla coda, seguendo l'avanzamento del fuoco.

I vari attrezzi vengono utilizzati in misura diversa a seconda della diversità dei fronti di fiamma e nelle diverse condizioni topografiche e vegetazionali.

Per quanto riguarda l'attacco diretto terrestre vengono impiegati: soffiatori, flabelli, rastri, piccozze, zappe, acqua o altro estinguente.

Mentre per l'attacco diretto aereo, i mezzi (velivolo ad ala mobile e velivolo ad ala fissa) vengono frequentemente impiegati per l'estinzione, utilizzando diverse tecniche in rapporto al tipo di velivolo, orografia, ventosità, presenza di ostacoli per il volo a bassa quota ecc.. In questi interventi vengono di norma impiegati ritardanti, schiume o semplice acqua.

#### *Attacco indiretto*

Quando l'attacco diretto non è possibile, si può eseguire quello indiretto realizzando, lungo l'incendio, una fascia di sicurezza priva di combustibile che impedisce l'avanzamento del fuoco. L'attacco indiretto viene utilizzato quando l'emanazione termica è così elevata da impedire di lavorare nelle strette vicinanze del fronte di fiamma. Anche l'accidentalità del terreno o la velocità di avanzamento del fronte consigliano di optare per questa forma di attacco che consiste nel realizzare condizioni di estinzione più facili o di impedire la propagazione prima che il fuoco si avvicini.

### 3.4.6.1 Le fasi di intervento

Segnalazione di incendio: È una comunicazione al Centro Operativo attestante l'individuazione di un focolaio.

Verifica della segnalazione: E' una azione finalizzata ad acquisire qualificati elementi di valutazione sulla segnalazione pervenuta.

Attivazione ed organizzazione delle operazioni di spegnimento: E' il complesso delle attività finalizzate a mobilitare persone qualificate e mezzi idonei e ad intervenire in modo coordinato per estinguere l'incendio in atto. Questa fase si conclude con la comunicazione della fine delle operazioni di spegnimento e l'abbandono delle forze dalla zona dell'incendio.

Ricognizioni finali e adempimenti successivi: E' un insieme di azioni successive allo spegnimento finalizzate all'avvio delle procedure e adempimenti tecnici, burocratici e amministrativi previsti dalle norme vigenti.

### 3.4.7 Incendi boschivi in aree adiacenti a linee di trasmissione elettrica

Spesso in occasione dello spegnimento degli incendi nei boschi e nelle campagne ci si trova ad operare in prossimità di linee elettriche.

I tecnici escludono che in occasione di lanci d'acqua e ritardante dagli aerei o dagli elicotteri vi sia pericolo per il personale in volo, mentre *può sussistere pericolo per gli operatori a terra.*

Il rischio può insorgere per lancio di liquidi dagli aerei, per l'uso di manichette irroranti ed anche per il fuoco sottolinea a causa della ionizzazione dell'aria.

La normativa vigente prevede:

- Divieto assoluto di uso di acqua , a meno che non si tratti di acqua nebulizzata a bassissima pressione per lo spegnimento di fuochi in prossimità di conduttori. In ogni caso l'acqua non deve mai entrare in contatto con i conduttori se la linea risulta in tensione.
- Divieto assoluto di eseguire qualunque operazione antincendio, compresa la costruzione di fasce sterrate, in prossimità di linee elettriche e a meno di **8 metri**.
- Fasce di sicurezza variabili in funzione della tensione della linea (**i dati sotto riportati vanno raddoppiati** in quanto sono riferiti ad un solo lato della linea):
  - Linee elettriche la cui tensione è inferiore a 1000V: **5 metri**;
  - Linee elettriche la cui tensione è compresa tra i 1000V e i 30 kV(media tensione): **10 metri**;
  - Linee elettriche la cui tensione è maggiore di 30 kV(alta tensione): **15-20 metri**
- In caso di emergenza gravissima (salvataggio di una persona) necessita verificare la possibilità di poter operare entro le fasce di rispetto avendo cura di irrorare con getto nebulizzato, frazionando l'irrorazione con l'interruttore dell'emissione dell'acqua nebulizzata e cambiando continuamente direzione al getto.

Premesso quanto sopra, è indispensabile che il responsabile delle squadre a terra individui immediatamente la presenza di linee elettriche e le loro caratteristiche e che valuti se l'incendio potrà interessare o meno la zona sottolinea, di tali risultanze dovrà esserne data immediata comunicazione al COP-COR (Centro Operativo Provinciale-Regionale della Protezione Civile, Corpo Forestale dello Stato, Vigili del Fuoco, Carabinieri, etc.) e alle squadre che operano sull'incendio.

### 3.4.8 *Spegnimento di incendi boschivi in aree adiacenti a linee elettriche*

Le operazioni di antincendio in svolgimento in un'area che dista più dei limiti imposti di 50 metri dal conduttore più esterno, non richiede l'applicazione di strategie specifiche.

In questi casi occorre tentare di proteggere e mettere in sicurezza i cavi della linea dalle fiamme. Se possibile, è opportuno stabilire una linea di controllo allo scopo di prevenire l'avanzata delle fiamme entro l'area limite da e parallela all'estremità del conduttore di fase più esterno.

Fumo, cenere e foschia accidentale causata dalle operazioni possono contaminare gli isolatori o le strutture di trasmissione. Tale eventualità può provocare fenomeni di corto circuito, determinando un contesto rischioso sotto il profilo elettrico.

Nel caso in cui l'incendio boschivo o su area erbosa si sviluppi su un'area distante meno dei limiti imposti dalla normativa dal conduttore di fase più esterno o sottostante le linee elettriche, è necessario attivare misure e tecniche specifiche allo scopo di prevenire e tenere in considerazione il rischio elettrico associato all'operatività del personale in presenza di alto voltaggio (60 kV e oltre).

- Il pennacchio di fumo denso può provocare, una volta raggiunti i cavi, un flusso di energia verso il terreno.

Fumo denso, fiamme e calore provocati dall'incendio possono attivare un corridoio elettrico tra i cavi ed il terreno, causando fenomeni di corto circuito. E' pertanto opportuno mantenere un'adeguata distanza di sicurezza nel caso in cui fumo e fiamme giungano in prossimità di linee elettriche sotto tensione.

Quando fuoco e fumo denso si dirigono verso i cavi elettrici, superando la barriera di sicurezza, è necessario abbandonare le operazioni di attacco diretto al fronte mobile delle fiamme. A questo punto, occorre effettuare una valutazione della situazione, allo scopo di stabilire una nuova linea di controllo. La valutazione deve tenere presente lo sviluppo e la velocità delle fiamme, in modo da consentire agli operatori di mantenere sempre la distanza minima di sicurezza dal denso fumo generato dal fronte dell'incendio, nei punti ove questo attraversa le linee sotto tensione.

I piccoli focolai isolati che possono accendersi nell'area sottostante ai cavi normalmente non generano quantità di fumo tale da provocare rischi di tipo elettrico. Gli operatori dovrebbero pertanto essere in grado di svolgere le proprie mansioni in un contesto di sicurezza, a condizione che i focolai siano rapidamente messi sotto controllo e che questi si situino oltre la distanza di sicurezza dal principale pennacchio di fumo attraversante i fili elettrici.

Gli alberi in fiamme di piccole dimensioni situati sotto i cavi o i pali della luce eccedenti l'altezza d'uomo costituiscono un reale pericolo, in quanto possono fungere da corridoio elettrico verso il suolo.

- Operazioni condotte con idranti sotto le linee di trasmissione elettriche

Nel caso in cui la squadra sia impegnata nello spegnimento di un incendio in prossimità di linee di trasmissione ad alto voltaggio, il getto dell'idrante non deve essere mai diretto:

- Verso i cavi o ad un'altezza superiore a quella d'uomo.
- Verso il pennacchio di fumo denso stazionante ad una distanza inferiore di 100 piedi dal conduttore esterno.
- Verso alberi in fiamme sottostanti alle linee.

- Veicoli antincendio posizionati nell'area sottostante alle linee di trasmissione

L'impiego di veicoli antincendio impiegati per mobilitare mezzi ed operatori all'interno della zona dell'incendio, o per gettare acqua lungo la linea di controllo, non implica rischi particolari, premesso che sia mantenuta un'area di sicurezza dai cavi in sospensione attraverso i quali transita la colonna di fumo. Se possibile, si raccomanda di astenersi dall'effettuare operazioni di sollevamento ed innalzamento di attrezzature in prossimità delle linee elettriche. Nel caso in cui ciò si renda

necessario, occorre mantenere in ogni momento le distanze indicate nella tabella 3.1 tra le linee e le attrezzature. I cavi si intendono forniti di energia elettrica fino a comunicazione contraria della Compagnia Elettrica e fino a che la linea sia visibilmente messa a terra nell'area di lavoro.

**Tabella 3.4.1:** Distanza minima di sicurezza tra linea ed attrezzature

<i>Voltaggio</i>	<i>Distanza minima (m)</i>
<i>30.000 –60.000</i>	<i>3,35 m</i>
<i>60.000-132.000</i>	<i>3,96 m</i>
<i>132.000-150.000</i>	<i>4,47 m</i>
<i>150.000-380.000</i>	<i>6,40 m</i>
<i>380.000 - oltre</i>	<i>8,22 m</i>

Nelle situazioni per cui sia necessario la disposizione di mezzi aerei per l'estinzione dell'incendio, occorre tenere presente le seguenti raccomandazioni nel caso in cui si operi in prossimità di linee di trasmissione elettrica:

- Il lancio di agenti chimici ritardanti del fuoco sulle linee di trasmissione elettrica deve essere evitato. Tali sostanze possono contaminare gli isolatori delle linee, provocando archi elettrici e corto circuiti.
- Il lancio di acqua non provoca solitamente effetti negativi sulle linee elettriche sotto tensione, fino a che una quantità sufficiente di acqua raggiunge i conduttori. La foschia o l'acqua mista a residui di fumo che fuoriesce dalle gocce può causare fenomeni di archi elettrici e corto circuiti.
- In prossimità di linee elettriche aeree, occorre usare cautela per prevenire possibili contatti tra il velivolo ed i cavi. I piloti devono essere a conoscenza dei possibili rischi derivanti dal volo a bassa quota nelle vicinanze di linee elettriche aeree.

Ulteriori precauzioni devono essere adottate quando in prossimità della linea si riscontra la presenza di oggetti metallici di grandi dimensioni. Può trattarsi, ad esempio, di tubature metalliche o recinzioni che attraversano o corrono parallele alle linee di trasmissione. In caso di corto circuito, gli oggetti metallici posati al suolo possono scaricare parte della corrente anomala attraverso i punti di messa a terra. Occorre pertanto evitare il contatto con tali oggetti metallici in caso di operazioni antincendio in corso in prossimità di linee di trasmissione elettrica.

Come ultima disposizione, ma non meno importante, è l'assistenza della compagnia elettrica durante le operazioni di spegnimento dell'incendio.

Il primo rappresentante della Compagnia Elettrica che giunge sul posto dopo la notifica dell'incendio è solitamente un assistente, un addetto alle linee o un supervisore.

- Il soggetto che provvede per primo a contattare la Compagnia Elettrica deve fornire informazioni dettagliate circa la localizzazione dell'incendio e il luogo fissato per l'incontro del rappresentante della Compagnia Elettrica con il personale antincendio.
- Se possibile, il personale del Dipartimento Antincendio dovrebbe provvedere ad identificare le linee di trasmissione coinvolte nell'incendio, annotando il nome della linea o il numero indicato sulle strutture (torri di acciaio, pali di legno o di acciaio).

### **3.4.8.1 Modalità disattivazione linee elettriche per incendio**

Per ottenere la disattivazione di una linea AT interessata da un incendio, l'UR (Unità Richiedente) deve inviare la richiesta al CR (Centro Ripartizione) di competenza.

Poiché la disattivazione della linea in caso di incendio boschivo riveste in generale carattere di urgenza, la possibile individuazione della stessa si basa, nella fase iniziale, sulle informazioni fornite dalla UR. Il direttore delle operazioni di spegnimento avrà il compito di:

- Identificare se trattasi di linea di bassa, media o alta tensione e la proprietà della linea; (per le linee di A.T. si identificherà il codice della linea, il numero del traliccio più prossimo e l'eventuale numero di isolatori);
- Tratto di linea interessato;
- Comune;
- Stabilire il punto di incontro con i tecnici dell'ente gestore della linea;
- Prima di potere fare operare mezzi aerei del COAU o mezzi aerei della Regione, questi ultimi solo nel caso di operazioni in prossimità della linea, è necessario attendere il nulla osta da parte del Centro Operativo che si è occupato della procedura di disalimentazione.

Il Centro Operativo avrà il compito di:

- Si incarica delle procedura di disalimentazione informando l'ente gestore della linea, nei modi preventivamente codificati;
- Se la linea è di importanza strategica o la cui disalimentazione può determinare la mancata erogazione di energia ad abitati, a strutture industriali o ospedaliere, occorre un preventivo atto di assenso del Prefetto di competenza territoriale;
- Informa il direttore delle operazioni di spegnimento dell'avvenuta disalimentazione della linea;
- A richiesta del direttore delle operazioni di spegnimento, e comunque a fine operazioni antincendio, attiva le procedure per la riattivazione delle linee elettriche;
- Comunica al direttore delle operazioni dello spegnimento tutte le notizie relative ai disagi che si verificano per la disattivazione delle linee elettriche.

Il preciso riconoscimento dell'elettrodotto è possibile solo dopo che personale della UC si è recato sul posto e ciò richiede tempi più lunghi, spesso incompatibili con le necessità manifestate dalla UR. Quindi, se l'individuazione della linea è avvenuta solo sulla base delle notizie fornite dalla UR, pur essendo stata esaudita la richiesta di messa fuori servizio, la linea interessata dall'incendio viene chiaramente individuata solo dopo conferma da parte del personale della UC che sta intervenendo sul luogo. In ogni caso devono essere mantenute le distanze di sicurezza dall'elettrodotto.

Se le modalità di spegnimento comportano la necessità di superamento delle distanze di sicurezza della linea AT, l'UR deve richiedere all'incaricato dell'UC, non appena presente sul posto, la possibilità di operare nelle immediate vicinanze dell'elettrodotto. In tal caso si deve procedere secondo le norme vigenti contro i rischi da elettrocuzione.

### 3.4.9 Influenza degli incendi forestali sull'isolamento delle linee elettriche

Una struttura sperimentale completa su modello delle caratteristiche reali di una linea DC  $\pm 450$ -kV o 735-kV AC è stata esposta a un incendio causato da alberi e vegetazione. I risultati dei test nel 1987 indicano che la presenza di fiamme in prossimità delle linee aumentano sensibilmente il rischio di corto circuito.

È interessante vedere le alterazioni dell'isolamento aereo delle linee DC in presenza di fumo e incendi. L'intento del test era quello di determinare la misura in cui la tensione di rottura polo-terra o polo-polo è influenzata dalla presenza degli alberi che bruciano.

I test sono stati effettuati su una linea sperimentale bipolare (fig. 3.4.2) con un intervallo di 13,7 m a media distanza, una distanza fase-fase di 11,75 m e una lunghezza di 70 m. Ogni polo era costituito da un tubo cavo in alluminio, 4,4 cm di diametro. Sotto la linea del test sono stati sistemati verticalmente degli abeti, lasciando una distanza minima di 6,7 m lungo l'intera lunghezza della linea. La fonte di energia DC comprendeva due trasformatori di tensione protetti da un resistore da 51 k $\Omega$ , ognuno dotato di un rettificatore.

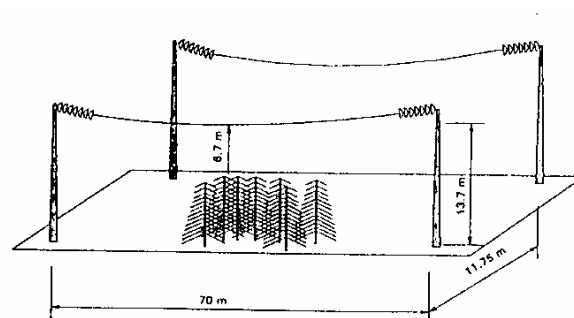


Figura 3.4.2: Configurazione del test

La tensione operativa calcolata durante il test era di +450 kV in un polo e di -450 kV nell'altro.

Ogni polo era collegato a un banco filtro da 42-nF e a un divisore di tensione. Sono stati utilizzati registratori di tensione e videocamere per registrare i principali parametri fisici ed elettrici del test.

La linea è stata caricata gradualmente fino a 450 kV, gli alberi (accatastati verticalmente al di sotto) sono stati incendiati, quindi sono stati accesi gli strumenti di misurazione. La tensione è stata tenuta a 450 kV durante tutto il test, le punte delle fiamme erano già vicine alla linea. La durata del test dipendeva dal tempo di combustione degli alberi (solitamente circa 5 minuti). Sono stati effettuati dieci test per stabilire la probabilità della tensione di rottura.

Mentre gli alberi bruciavano, si sono osservati diverse scariche negli intervalli tra i poli (positivi o negativi) e le punte delle fiamme, soprattutto quando lo spazio era inferiore a 1 m, hanno prodotto una probabilità di tensione di rottura pari al 100%. L'andamento della tensione della linea è visualizzato in figura 3.4.3. La curva a) rappresenta la variazione di tensione nel periodo in cui le fiamme sono ancora limitate e si osserva una tendenza ad arco solo tra le punte delle fiamme e un polo. La curva b) mostra il collasso totale di tensione che segue la concentrazione di corrente e forma un arco nelle fiamme. Questo secondo caso costituisce un corto circuito nello spazio polo-terra e rappresenta una situazione critica per l'operatività della linea;

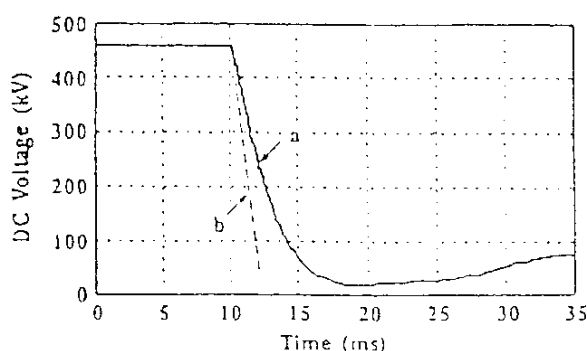


Figura 3.4.3: Tipica registrazione della tensione durante una rottura fase-terra

- a) arco tra le punte delle fiamme e un polo;
- b) arco nelle fiamme.

L'analisi contemporanea della tensione e le registrazioni video consentono una valutazione della resistenza della fiamma  $R_f$  e della resistività  $\rho_f$ , ovvero:

$$(3.4.1) \quad 50 \text{ k}\Omega < R_f < 1000 \text{ k}\Omega$$

$$(3.4.2) \quad 70 \times 10^3 \text{ }\Omega\text{-m} < \rho_f < 500 \times 10^3 \text{ }\Omega\text{-m}$$

In determinate condizioni (la più importante quando il valore medio del campo elettrico  $E$  è tra il conduttore (polo) e la base delle fiamme, la corrente presente nelle fiamme è concentrata in un arco di meno di 5 m. Non sono ancora state trovate spiegazioni soddisfacenti, sebbene dei risultati preliminari consentono di valutare  $E$ , ovvero:

$$(3.4.3) \quad E < 33 \text{ kV/m}$$

Questo valore finora è solo sperimentale, sebbene alcuni risultati recenti (estate 1988) abbiano dimostrato che esso sia piuttosto prudente. Ulteriori ricerche sono in corso per confermare questo valore critico nei campi ai fini della progettazione delle linee e la loro manutenzione.

Condizioni di arco nelle fiamme causano un corto circuito, che costituisce una situazione critica per una linea DC. Il criterio di base dell'arco è:

$$(3.4.4) \quad E = 33 \text{ kV/m}$$

dal quale può essere calcolata una tensione di rottura  $V_c$  (kV):

$$(3.4.5) \quad V_c = E \times l_f$$

dove:  $E$  è il campo elettrico (kV/m)  
 $l_f$  è la lunghezza della fiamma (m)

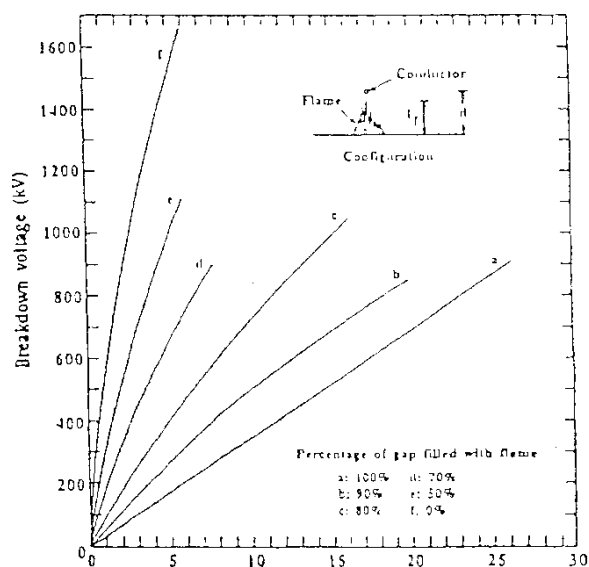
L'equazione 3.4.5 produce la corrente di rottura per una configurazione conduttore-fiamma per diverse lunghezze della fiamma su tutto lo spazio sopra il livello del terreno (fig. 4, curva a). Se le fiamme riempiono solo parte dello spazio, si ottengono le altre curve. Modificando leggermente l'equazione 3.4.5, si ottiene la differenza minima  $D$  per condizioni estreme:

$$(3.4.6) \quad D = V/E = V/33$$

dove  $D$  è la distanza (m) tra un polo e la terra,  $V$  è la tensione DC di un polo (kV) ed  $E$  è il campo elettrico con un valore di 33 kV/m. Per un polo tipico da 450-kV per esempio la distanza deve essere superiore a 13,6 m. L'equazione 6 può essere anche applicata per determinare l'isolamento aereo tra due poli di una linea bipolare DC. Il valore di  $V$  costituirà la differenza potenziale tra i conduttori. I risultati ottenuti fino a ora per la tensione DC possono essere applicati alle tensioni AC.

La tensione di riferimento in questo caso sarebbe il valore di picco. Sono in fase di progettazione dei test per verificare questi assunti.





**Figura 3.4.4:** Tensione di rottura per uno spazio conduttore-terreno in presenza di fiamme.  
 $l_f$  = lunghezza delle fiamme;  
 $d$  = spazio conduttore-terreno.

Una grande quantità di fumo è stata generata all'inizio di ogni test, ma ciò non ha avuto alcun effetto significativo sulla linea. Modifiche nell'isolamento aereo si sono ottenute solo quando la punta delle fiamme ha cominciato a raggiungere i poli. La temperatura delle fiamme era di circa 1000 °C e ha comportato una densità dell'aria di -0,2. Sulla base degli standard IEEE<sup>5</sup>, ci si aspetterebbe una riduzione del 50% dell'efficienza dell'isolamento aereo a causa degli effetti della temperatura, ma il risultato ha evidenziato un valore pari a -90%. Una semplice riduzione della densità dell'aria non può quindi spiegare la considerevole alterazione delle caratteristiche di isolamento aereo, sia nei test sperimentali, sia nel sistema energetico.

Un fattore veramente importante è costituito probabilmente dalle caratteristiche chimiche delle fiamme, oltre a quelle termiche. La presenza di minerali ha probabilmente un ruolo importante. È stato osservato che quando le fiamme sono prodotte bruciando abeti rossi senza aghi, che si sa contengono molti più sali minerali dissolti rispetto alla parte secca, le scariche sono più difficili da registrare.

In conclusione i test hanno dimostrato che le conifere in fiamme possono ridurre significativamente le caratteristiche di isolamento solitamente sicure delle linee elettriche. Le fiamme sono particolarmente critiche. Alla luce di tali risultati, sembra saggio modificare le attuali procedure standard riguardanti la gestione corretta e la manutenzione, se si desidera che le linee continuino a essere affidabili durante gli incendi boschivi.

### 3.4.10 Influenza della temperatura e delle particelle di combustione sulla linea

La tensione di scarica dell'isolamento aereo ad elevate temperature, come nel caso di un incendio, è drasticamente ridotta se paragonata ai valori a temperatura ambiente, a causa delle seguenti principali alterazioni all'interno dell'intervallo:

#### Diminuzione della densità relativa dell'aria

A pressione costante la densità d'aria relativa diminuisce all'aumentare della temperatura sulla base della seguente espressione:

$$(3.4.7) \quad \delta = \frac{0.289p}{273+t}$$

con p espresso in mbar e t in °C.

Le rilevazioni sul campo hanno dimostrato che nelle fiamme è possibile raggiungere temperature pari a 900° C, quindi  $\delta$  può essere ridotto a 0,25.

Più dettagliatamente in una prova pratica è stata utilizzata una camera di combustione ad alta temperatura onde determinare l'influenza della temperatura dell'aria (in un range da 20°C a 500°C) sulla tensione di rottura AC di piccoli intervalli. Questa influenza è stata studiata sul campo in condizioni pressoché uniformi, in modo da poter effettuare paragoni tra le tensioni di scarica calcolate e quelle ottenute durante i test. Dalla figura 3.4.5 risulta evidente che tutti i risultati sperimentali si avvicinano alla relazione ottenuta dai principi fondamentali della teoria delle collisioni e delle ionizzazioni, ovvero:

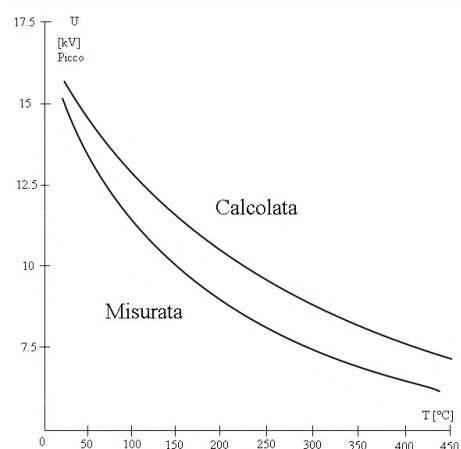
$$(3.4.8) \quad \alpha = \frac{1}{\lambda} e^{-\frac{U_i}{K\lambda}}$$

$$(3.4.9) \quad Y(e^{\alpha s} - 1) = 1$$

$$(3.4.10) \quad \lambda = \frac{kT}{\pi r^2 p}$$

dove:

- $\lambda$  = traiettoria media libera di un elettrone;
- $\alpha$  = coefficiente di ionizzazione primaria in migliaia;
- $Y$  = coefficiente di ionizzazione secondaria in migliaia;
- $T$  = temperatura assoluta;
- $k$  = costante di Boltzman;
- $V_i$  = ionizzazione potenziale;
- $s$  = lunghezza dell'intervallo.



**Figura 3.4.5:** Tensione di rottura (U) in funzione della temperatura dell'aria (T) su un intervallo di 5 m.

### Formazione di particelle combustibili nell'intervallo

In presenza di incendi viene generata una grande quantità di particelle volatili all'interno dell'intervallo. La quantità di particelle generate varia a seconda della fonte dell'incendio ed è per esempio maggiore in caso di incendi di prati erbosi o canna da zucchero rispetto agli incendi da alcol o benzina. Queste particelle prodotte dagli incendi sono responsabili della più grande diminuzione sulla tensione di rottura in presenza di combustione.

L'esperienza maturata sul campo dimostra quanto segue:

Temperatura massima della fiamma: 800 - 900°C

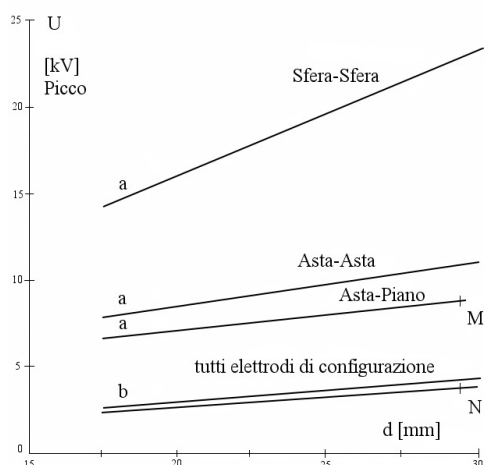
Temperatura del conduttore: 60 - 80°C

Temperatura dell'aria vicino al conduttore: 110 - 120°C

Test di laboratorio sono stati effettuati per determinare gli effetti delle fiamme e della presenza di particelle carbonizzate volatili sulla tensione di scarica in condizioni uniformi e non uniformi sul campo, per distanze variabili da qualche centimetro a più di un metro.

### Piccole distanze

È stata misurata la tensione AC di scarica di una distanza a 24°C in presenza di una fiamma di butano. Sono stati usati diversi tipi di elettrodi a formare una distribuzione uniforme e non uniforme sul campo. I risultati ottenuti a 24°C sono stati regolati corrispondentemente a una densità d'aria di 900°C, in modo da poter determinare l'effetto della fiamma sulla tensione di scarica. I risultati sono presentati in figura 3.4.6. Da questa immagine emerge che la tensione di scarica della distanza interessata dalla fiamma non dipende dalla dimensione degli elettrodi ed è influenzata da un parametro diverso dalla temperatura (riduzione del 50%). (Confrontare N con M nella figura 3.4.6).



**Figura 3.4.6:** Tensione di rottura U in funzione della distanza d. Distanze a 900°C senza fiamma (a) e sottoposte a fiamme (b).

Per analizzare questo parametro durante il test è stata monitorata la corrente di fuga e si è notato che i picchi di alta frequenza delle correnti di scarica sono causate dalle scariche verso e dalle particelle di carbone rilasciate da un elettrodo coperto di fuliggine (l'effetto era meno pronunciato dopo aver pulito gli elettrodi).

Si prevede che la tensione di rottura sia indipendente dalla forma degli elettrodi. Una scarica tra le particelle e gli elettrodi modifica la distribuzione sul campo nella distanza da uniforme a non uniforme.

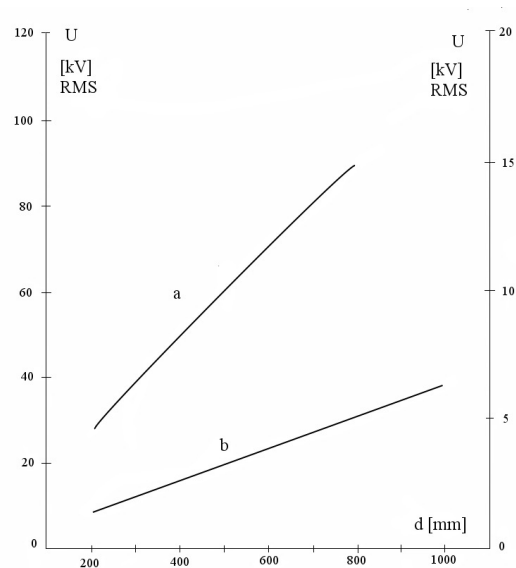
### Grandi distanze

Sono stati effettuati diversi test AC per determinare l'influenza della fiamma e della presenza di particelle volatili nella distanza sulla tensione di scarica su lunghe distanze.

Questi test sono stati effettuati utilizzando una configurazione degli elettrodi asse-piano e una conduttore-piano. L'elettrodo piano era stato realizzato usando una griglia in rame con reticolato da 10 mm di diametro. L'iniettore di particelle era stato realizzato in modo tale da introdurre quantità fisse di particelle nell'intervallo. La quantità di cenere d'erba iniettata necessaria per avviare un

scarica dipende dalla tensione dell'intervallo. Durante i test appena descritti il quantitativo di particelle iniettate nell'intervallo variava da 2 a 5 milligrammi. Il flusso d'aria a bassa pressione dava alle particelle una velocità di circa 2,2 m/s. I test sono stati effettuati per determinare la tensione di scarica di:

1. Un intervallo sottoposto a una fiamma di butano "pulita";
2. Un intervallo sottoposto a una fiamma con le seguenti particelle volatili:
  - a) Alluminio – dimensione da 0.05 a 0.2 mm
  - b) Segatura – dimensione da 0.01 a 0.2 mm
  - c) Cenere sottile ottenuta da erba bruciata



**Figura 3.4.6:** Tensione di rottura U in funzione della dimensione dell'intervallo d.

L'intervallo è sottoposto ad una fiamma "pulita" (a) e a una fiamma con iniezione di particelle volatili (b).

I risultati di questi test sono illustrati in figura 3.4.6 sulla base della quale possono essere tratte le conclusioni.

- 1) La riduzione della tensione di rottura di un intervallo sottoposto a una fiamma di butano "pulita" è nell'ordine del 15%.
- 2) La riduzione della tensione di rottura dell'intervallo sottoposto alla fiamma, a causa della presenza delle particelle volatili (cenere), è dell'ordine di 15 volte (figura 3.4.6). Dalla figura 3.4.6 risulta evidente che la forza media dielettrica dell'intervallo sottoposto alle fiamme, in presenza di particelle volatili a temperatura ambiente, riduce la tensione di scarica del 20-30%, ma il meccanismo che provoca la rottura rimane lo stesso dell'aria pulita.

In conclusione quindi:

- La tensione AC di scarica di un intervallo fino a 1,2 m in presenza di particelle è indipendente dalla forma degli elettrodi.
- La tensione di scarica di un intervallo come quello summenzionato sottoposto a una fiamma "pulita" viene ridotto solo per effetto della temperatura/densità dell'aria. La forza di rottura misurata è di 110kV r.m.s./m.
- La forza di rottura dell'intervallo sottoposto a una fiamma con particelle volatili può scendere fino a 7kV r.m.s./m.
- Questo tipo di rottura:
  - a) non persiste autonomamente
  - b) è causato dalle particelle volatili
  - c) è caratterizzato da un'elevata resistenza durante la scarica, a seconda delle particelle volatili presenti.

### 3.4.10.1 Forza Dielettrica

La forza dielettrica dipende dal tipo di tensione (AC, DC, impulsi) e dalla proporzione dell'intervallo interessato dalle fiamme.

Sfortunatamente, la maggior parte dei dati disponibili è stata ottenuta solo in presenza di voltaggi permanenti (principalmente AC).

#### Tensione a frequenza industriale

La seguente tabella illustra la tensione di scarica di una configurazione piano-conduttore da 3 m sottoposto a diverse temperature provocate da diverse fonti di incendio.

**Tabella 3.4.2:** Forza dielettrica a tensione e frequenza industriale di una configurazione piano-conduttore da 3 m

<i>Condizioni nello spazio</i>	<i>Tensione di scarica kV/m (rms)</i>
<i>Senza incendio, t=15 °C</i>	250
<i>Senza incendio, t=100 °C</i>	190
<i>Senza incendio, t=120 °C</i>	170
<i>Incendio con benzina</i>	100
<i>Incendio con alcol</i>	80
<i>Incendio con foglie di canna da zucchero<sup>1</sup></i>	50

<sup>1</sup>Intervallo di scarica preso dal conduttore alla punta della canna

I risultati evidenziano che la tensione di scarica dipende dal materiale di combustione e che questo è minimo se l'intervallo è interessato dalle fiamme di foglie di canna da zucchero. La consistente riduzione di potenza in questo caso si ritiene sia causata da una molto maggiore densità di particelle in combustione generate nell'intervallo dal fuoco delle canne da zucchero rispetto agli incendi per alcol e benzina.

Test con incendi da canna da zucchero sono stati condotti in Brasile in una configurazione conduttore-conduttore da 1 m e un piano-conduttore (conduttore-punta della canna) – Tabella II.

**Tabella 3.4.3:** Forza dielettrica di un intervallo da 1 m in presenza di incendio da canna da zucchero

<i>Configurazione</i>	<i>Tensione di resistenza kV/m (rms)</i>
<i>Conduttore-piano</i>	35
<i>Conduttore-conduttore</i>	35

I valori di potenza più bassi ottenuti in questi test possono essere attribuiti alle procedure usate per il test (test di resistenza). In caso di test (tabella I), la tensione veniva continuamente incrementata fino ad ottenere la scarica. Poiché il fuoco sprigionato dalle foglie di canna da zucchero era molto veloce e presentava un comportamento casuale, probabilmente le tensioni più basse non si manifestavano contemporaneamente alle peggiori condizioni dell'incendio, determinando proprio per questa ragione una tensione di scarica maggiore.

I risultati evidenziano inoltre che la tensione di rottura è indipendente rispetto alla configurazione presa in considerazione. La ricerca è stata effettuata osservando degli incendi da canna da zucchero programmabili in presenza di linee di trasmissione AC da 138 kV e ha confermato sostanzialmente i risultati di cui sopra.

In conclusione il gradiente di scarica di un intervallo in presenza di incendio è indipendente dalla forma dell'elettrodo e dalla lunghezza dell'intervallo e viene drasticamente ridotta dalla presenza di particelle di combustione nell'intervallo stesso.

I test sul campo e la simulazione in laboratorio delle condizioni sul campo hanno evidenziato che il gradiente medio di scarica può essere ridotto di circa 35 kV/m in presenza di frequenza industriale (valore rms).

Mentre questi valori possono essere presi come riferimento con un intento illustrativo, i test sono volti a incoraggiare una maggiore conoscenza, considerando che i valori più bassi della potenza sono stati raggiunti in condizioni di laboratorio.

### 3.5 *Influenza di neve e ghiaccio sulle linee elettriche*

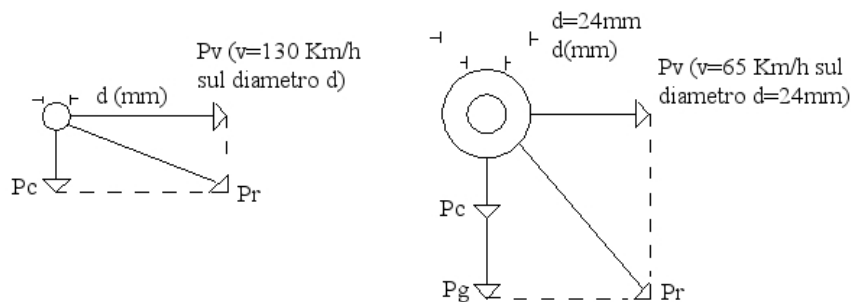
Nello studio delle condizioni di stabilità di una linea, devono essere convenientemente valutati tutti i possibili sovraccarichi che in determinate condizioni possono costituirsi ed agire sui conduttori. Così nella stagione invernale e *soprattutto in zone umide e fredde*, si formano spesso sui conduttori di linea *un manicotto di ghiaccio* pressoché uniforme distribuito che ha l'effetto di aumentare il peso; analogo per effetti e caratteristico dei climi nebbiosi e freddi, è il sovraccarico dovuto alla cosiddetta *galaverna o nebbia gelata* sotto forma di cristalli. Meno pericolosi risultano invece, per la loro leggerezza, i grossi manicotti di neve asciutta che possono dar luogo ad inconvenienti di altra natura provocando, con la loro caduta, delle sollecitazioni verticali dei fili tali da indurre delle pericolose sollecitazioni dinamiche o pericoli di contatto per i conduttori sovrapposti in uno stesso piano verticale.

Tutti questi sovraccarichi, insieme a quelli dovuti alla pressione del vento, sono sempre determinati dalle particolari condizioni climatiche delle zone attraversate; agli effetti della loro valutazione le Norme CEI effettuano la verifica della sollecitazione meccanica dei conduttori e delle corde di guardia per ciascuna delle seguenti ipotesi:

- 1) Condizione media normale, supposta uguale per tutta l'Italia: temperatura di +15°C senza sovraccarico (stato EDS e cioè "every day stress").
- 2) Condizione ritenute di massima sollecitazione, a seconda delle località:
  - *Zona A* (Italia centro-meridionale ed isole ad altitudine non superiore a d 800m s.l.m.: vento a 130Km/h con temperatura di -5°C (stato MSA cioè massimo sovraccarico zona A);
  - *Zona B* (Italia settentrionale o ad altitudine superiore ad 800m s.l.m.); manicotto di ghiaccio dello spessore di 12mm, vento a 65Km/h e temperatura di -20°C (stato MSB )

Le condizioni di stabilità dei conduttori devono pertanto essere verificate per le due zone A e B in base alla sollecitazione risultante  $P_r$  che si ottiene:

- i. *Per la zona A*, componendo il peso proprio  $P_c$  del conduttore con la pressione  $P_v$  esercitata orizzontalmente da un vento a 130 km/h agente sul conduttore nudo del diametro  $d$ .
- ii. *Per la zona B*, componendo il peso proprio del conduttore  $P_c$  aumentato del peso proprio  $P_g$  di un manicotto di ghiaccio dello spessore uniforme di 12mm con la pressione  $P_v$  esercitata su tale manicotto (del diametro  $d + 24$ mm) da un vento di 65 km/h.



**Figura 3.4.7:** determinazione della risultante  $P_r$  el peso proprio e di sovraccarichi sui conduttori: a) per le linee in zona A; b) per le linee in zona B;

dove:

$P_c$  - peso proprio per metro lineare del conduttore;

$P_g$  - peso proprio per metro lineare di un manicotto di ghiaccio dello spessore uniforme di 12mm;

$P_v$  - pressione per metro lineare esercitata dal vento.

La pressione esercitata dal vento in chilogrammi per metro lineare di conduttore si calcola in ogni caso con la formula

$$(3.4.11) \quad P_v = 0.45 * V^2 * d_a \times 10^{-5}$$

Essendo:

- $V$  la velocità del vento in km/h
- $d_a$  il diametro apparente del conduttore espresso in mm

Per un conduttore nudo di diametro  $d$  si porrà quindi  $d_a = d$ ; per un conduttore di uguale diametro proprio ma ricoperto di uno strato uniforme di spessore  $s$  (in mm) si porrà invece: ( $d_a = d + 2s$ ).

In base ai due valori della velocità del vento considerati dalle Norme, l'espressione precedente assume così le forme seguenti:

*Per la zona A*

Conduttori nudi con diametro  $d$ , per  $V = 130$  km/h si ha

$$(3.4.12) \quad P_v = 10^{-2} \times 7,6d \quad (\text{kg/m})$$

*Per la zona B*

Conduttori ricoperti di uno strato di ghiaccio di spessore  $s = 12$  mm, per  $V = 65$  km/h si ha:

$$(3.4.13) \quad P_v = 10^{-2} \times 1,9(d + 24) \quad (\text{kg/m})$$

Per il calcolo del sovraccarico di ghiaccio  $P_g$  si considera un peso specifico di ghiaccio di  $0.92 \text{ kg/dm}^3$ : il peso in chilogrammi per metro lineare di un manicotto di ghiaccio di spessore uniforme  $s$  (mm) su un conduttore avente diametro  $d$  (mm) risulta quindi:

$$(3.4.14) \quad P_g = 0,92\pi s(d + s) \times 10^{-2} \quad (\text{kg/m})$$

Per lo spessore di 12 mm considerato dalle Norme risulta:

$$(3.4.15) \quad P_g \cong 0,035(d + 12) \Rightarrow P_g = 0,035d + 0,42 \quad (\text{kg/m})$$

Per quanto riguarda il peso proprio del conduttore  $P_c$  è facile il calcolo in base alla composizione del conduttore stesso; dopo aver valutato i singoli carichi sopra indicati, si calcola il peso apparente risultante per metro lineare di conduttore ponendo

$$(3.4.16) \quad P_r = \sqrt{(P_c + P_g)^2 + P_v^2} \quad (\text{kg/m})$$

In base al peso apparente risultante così determinato si procede al calcolo della sollecitazione a trazione che esso determina nel conduttore; sollecitazioni che non devono superare i seguenti limiti:

*nell' ipotesi 1:*

- il 25% del carico di rottura per conduttori e corde di guardia massicci o per conduttori e corde di guardia cordati in condizioni di conduttore assestato;
- il 30% del carico di rottura per conduttori e corde di guardia cordati in condizione di conduttore non assestato;

*nell' ipotesi 2:*

- il 50% del carico di rottura per conduttore e corde di guardia delle linee di terza classe ;
- il 40% del carico di rottura per conduttori e corde di guardia delle linee di classe zero, prima e seconda.

Verifica della freccia massima:

- Alla temperatura di  $55^\circ\text{C}$  nella zona A (stato MFA cioè massima freccia nella zona A);
- Alla temperatura di  $40^\circ\text{C}$  nella zona B (MFB).

Le norme prescrivono inoltre, tra l' altro, che l' altezza minima dei conduttori sul terreno (franco) non deve essere inferiore a :

- $m$  per le linee a tensione  $<1000\text{V}$ ;
- $(5.50+0.006 U)$  col minimo di  $6 \text{ m}$  per le linee a tensione  $>1000 \text{ V}$  ( $U$  tensione nominale concatenata in kV).



### 3.6 Interferenze della vegetazione sulla fascia di rispetto della linea

Il rilievo delle interferenze tra le linee elettriche A.T. e la vegetazione arborea ha lo scopo principale di individuare quelle piante che con il loro accrescimento naturale, potrebbero avvicinarsi ai conduttori in tensione, fino a innescare la scarica elettrica verso terra e determinare così il fuori servizio dell'elettrodotto. Per prevenire questa condizione, le piante interferenti devono essere tagliate con congruo anticipo in modo da scongiurare il rischio di disservizio elettrico e quello di incendio, con tutte le implicazioni connesse.

La valutazione della gravità di un'interferenza fra la linea e la vegetazione arborea avviene mediante l'impiego di un operatore a terra e, qualora la valutazione della distanza venga effettuata in su zone impervie, può essere usato l'elicottero per trasportare le persone sul posto o nelle vicinanze. Il rilievo delle distanze da elicottero, pur essendo un metodo oneroso, risulta il metodo più veloce e preciso adottato per monitorare l'elettrodotto ed viene effettuato con apposito laser installato sullo stesso. Di norma la prima ispezione viene eseguita nei primi mesi dell'anno, in coincidenza con la ripresa vegetativa delle piante. L'effettuazione dell'ispezione in questo periodo è importante perché molte piante sono prive di fogliame e pertanto consentono di rilevare in maniera più accurata la distanza dei rami dai conduttori. Tale monitoraggio ha lo scopo principale di individuare quelle piante che:

- con il loro accrescimento naturale, e con la loro posizione, potrebbero avvicinarsi ai conduttori in tensione fino a innescare la scarica elettrica verso terra.
- per la loro ubicazione (es. situati a mezza costa superiore, lateralmente, su terreni con scarsa tenuta ecc.) possano, in caso di caduta, arrecare danno ai conduttori ed ai sostegni.

Una volta individuate, tali situazioni verranno registrate per la successiva analisi.

Per le piante che ricadono entro la fascia di asservimento, quando l'atto di servitù lo consenta, e non sussistono vincoli ambientali o limitazioni poste dal proprietario del fondo è consigliato eseguire il taglio a raso o, quando non consentito, con la deramificazione e, solo in casi eccezionali, con la capitozzatura.

Per le piante ubicate fuori della fascia asservita, quando la posizione delle piante, la loro altezza, la morfologia e la consistenza del terreno sono tali da far temere la caduta di queste piante sui conduttori della linea, è opportuno concordare con il proprietario del fondo il loro abbattimento o nel caso non sia possibile raggiungere un accordo bonario richiedere l'intervento del Corpo Forestale, degli organi locali di Polizia o del Sindaco del Comune in cui l'intervento ricade.



**Figura 3.4.8:** Esempio interferenza con pianta



**Figura 3.4.9:** Esempio interferenza con pianta



**Figura 3.4.10:** Interferenza con pianta



**Figura 3.4.11:** Interferenza con pianta

### **3.6.1 Modalità di rilievo delle distanze di sicurezza**

Al fine di eseguire una corretta valutazione delle distanze, è necessario che l'operatore si collochi in modo adeguato (al fine di evitare errori prospettici) per la corretta definizione dell'interferenza (ad esempio dal sostegno o da posizione rialzata laterale alla linea) e definisca correttamente la posizione delle piante all'interno della campata, sia in senso trasversale che longitudinale e in particolare dovrà determinare:

- a) la posizione della vegetazione arborea rispetto al conduttore:
  - è definita sottostante se si trova all'interno dell'area delimitata trasversalmente dalla proiezione verticale dei conduttori più esterni maggiorata di 5 metri per parte;
  - è definita laterale se si trova all'esterno dell'area delimitata trasversalmente dalla proiezione verticale dei conduttori più esterni maggiorata di 5 metri per parte.
- b) la distanza tra conduttore interessato e il punto più vicino della vegetazione se quest'ultima è stata valutata sottostante.
- c) la distanza orizzontale tra la proiezione del conduttore esterno interessato e la vegetazione, se quest'ultima è stata valutata laterale.
- d) la posizione delle piante lungo la campata in direzione longitudinale, indicando se le stesse si trovano in prossimità dei sostegni, in centro campata o in posizione mediana tra centro campata e sostegno.
- e) la temperatura al momento del rilievo (se il calcolo viene effettuato senza l'ausilio di MBI).

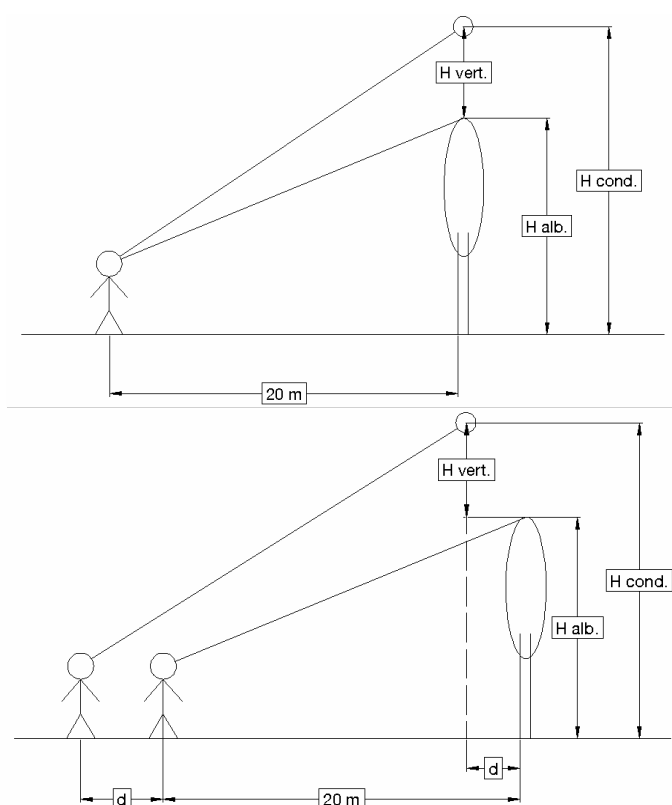
Nel caso in cui le piante possano essere considerate non sottostanti e quindi laterali alla linea e abbiano altezza superiore al conduttore è necessario verificare la possibilità di un loro ribaltamento o piegamento verso la linea che potrebbe comunque compromettere l'esercizio dell'impianto nonché lo spostamento laterale dei conduttori dovuto allo sbandamento della catenaria. La valutazione delle piante laterali richiede se opportuno anche l'intervento di un tecnico per la definizione del provvedimento da adottare e la relativa differibilità.

Nell'eventualità che le piante laterali siano posizionate fuori dalla fascia asservita, siano di difficile interpretazione e/o presentino sintomi di possibili criticità (malattie, radicamento insufficiente, inconsistenza del terreno), è opportuno interessare l'Autorità Forestale sia come supporto sul territorio sia per concordare le eventuali modalità di taglio.

### 3.6.2 Strumenti di misura

Gli strumenti utilizzabili per il rilievo della distanza orizzontale sono la rotella metrica, il telemetro o il tacheometro. Per il rilievo della distanza verticale l'ipsometro.

L'ipsometro è uno strumento di facile ed immediata lettura e non necessita di alcun calcolo successivo. L'unica avvertenza per il suo uso risiede nella necessità che l'operatore dovrà porsi ad una distanza orizzontale, dal punto di cui si vuole misurare l'altezza, pari a quella indicata sulla scala da lui scelta sull'ipsometro.



#### Pianta sottostante il conduttore

Le due altezze si misurano dalla stesso punto di osservazione

$$H \text{ verticale} = H \text{ conduttore} - H \text{ albero}$$

#### Pianta laterale al conduttore

Le due altezze si misurano da due punti di osservazione distanti tra loro della stessa distanza "d" tra le verticali del conduttore e dell'albero

$$H \text{ verticale} = H \text{ conduttore} - H \text{ albero}$$

**Figura 3.4.8:** Esempio di rilevamento altezza tramite Ipsometro

Dove non rilevabili strumentalmente, le distanze andranno stimate prendendo riferimenti noti quali ad esempio, l'interasse tra i conduttori, la lunghezza delle catene di isolatori, la lunghezza delle mensole, ecc.; tali distanze dovranno essere valutate con i criteri di accuratezza e cautela necessari.

### 3.6.3 Distanze di rispetto dai conduttori

Nel rispetto della distanza tra i conduttori e le piante, l'operatore dovrà rilevare i seguenti dati:

- la minima distanza tra conduttori e la cima delle piante, distanza misurata a vista o con strumenti ( $D_{mis}$ );
- la temperatura ambiente al momento del rilievo;
- l'assegnazione delle essenze arboree ad una fascia di accrescimento a seconda, dell'età e dell'ambiente più o meno favorevole all'accrescimento.

Gli addetti all'ispezione devono quantificare mediante esame a vista, la distanza tra i conduttori e le piante interferenti e verificare che tale valore sia inferiore alla distanza minima richiesta  $D$  definita come:

$$(3.4.17) \quad D = d + \Delta f + \Delta a$$

dove:

- $d$  è la distanza minima di sicurezza  $d$ ;
- $\Delta f$  è la variazione della freccia tra la configurazione del conduttore al momento del rilievo e la configurazione che si ha nelle condizioni di massima temperatura di esercizio;
- $\Delta a$  è l'accrescimento della vegetazione in un anno.

Nella formula sopra indicata, compaiono due termini correttivi necessari in quanto la freccia del conduttore al momento del rilievo può essere minore rispetto alla freccia assunta dal conduttore in condizioni di massima temperatura di esercizio (75°C).

Le distanze di rispetto dei rami e degli alberi dai conduttori sono indicate nel D.M. n° 449 del 21/03/1988 il quale dispone che:

*“i conduttori e le funi di guardia delle linee aeree (scarichi alla temperatura di 55 °C per le linee in zona comprendente le località ad altitudine non superiore a 800 m s.l.m. dell'Italia centrale, meridionale e insulare e di 40 °C per le linee in Zona comprendente tutte le località dell'Italia settentrionale e le località ad altitudine superiore agli 800 m s.l.m. dell'Italia centrale, meridionale e insulare) sia con catenaria verticale sia con catenaria supposta inclinata di 30° sulla verticale, non devono avere in alcun punto una distanza, espressa in metri, minore di:*

**Tabella 3.4.4:** Distanze minime dai rami degli alberi

<i>D.M. n° 449 del 21.3.88 Art 2.1.06 h</i>	<i>120 kV</i>	<i>132 kV</i>	<i>150 kV</i>	<i>200 kV</i>	<i>220 kV</i>	<i>380 kV</i>
<i>Distanze in metri (da tutte le posizioni impraticabili e dai rami degli alberi)</i>	<b>1,70</b>	<b>1,82</b>	<b>2,00</b>	<b>2,50</b>	<b>2,70</b>	<b>4,30</b>

Inoltre il D.P.R. (Decreto del Presidente della Repubblica) n° 164 del 07.01.56 precisa che:

*“Non possono essere eseguiti lavori in prossimità di linee elettriche aeree a distanza minore di cinque metri dalla costruzione o dai ponteggi, a meno che, previa segnalazione all'esercente di linee elettriche, non si provveda da chi dirige detti lavori per una adeguata protezione atta ad evitare accidentali contatti o pericolosi avvicinamenti ai conduttori delle linee stesse.”*

Per quanto riguarda le istruzioni operative interne a Terna il D.P.R.E.T (Disposizione per la prevenzione rischio da elettrocuzione Terna) sancisce che:

*“Non possono essere eseguiti lavori in prossimità di linee aeree in conduttori nudi a distanza minore di 5 metri dalla superficie accessibile all'Addetto sulla quale questi deve stare con entrambi i piedi, a meno che non si provveda per una adeguata protezione in grado, a giudizio del Preposto, di evitare accidentali contatti o pericolosi avvicinamento ai conduttori delle linee stesse.*

Per quanto riguarda le distanze di sicurezza durante lavori sotto-tensione il D.M. (Decreto ministeriale) n.449 del 21.3.88 stabilisce che i conduttori e le funi di guardia di linee aeree, sia con catenaria verticale sia con catenaria supposta inclinata di 30° sulla verticale, non devono avere in alcun punto una distanza, espressa in metri, minore di  $3+0.01xU$  da tutte le posizioni praticabili (vengono considerate praticabili tutte quelle posizioni sulla quale una persona normale può stare agevolmente in piedi, anche se per raggiungerla bisogna superare posizioni impraticabili.).

**Tabella 3.4.5:** Distanze minime da tutte le posizioni praticabili

<i>D.M. n° 449 del 21.3.88 Art. 2.1.06 g</i>	<i>120 kV</i>	<i>132 kV</i>	<i>150 kV</i>	<i>200 kV</i>	<i>220 kV</i>	<i>380 kV</i>
<i>Distanze in metri</i>	<b>4,20</b>	<b>4,32</b>	<b>4,50</b>	<b>5,00</b>	<b>5,20</b>	<b>6,80</b>

In base a quanto sopra esposto si può è possibile assumere come *distanza minima di sicurezza d* per i conduttori dai rami degli alberi un valore di: **5 metri** per il livello di tensione di 380 kV, di **4 metri** per il livello di tensione di 220 kV e di **3 metri** per il livello di 132 kV.

### 3.6.4 Variazione di freccia ( $\Delta f$ ) dovuto all'escursione termica

La freccia, e quindi il franco da terra o dalle piante, può subire variazioni in funzione della escursione termica dovuta alle condizioni ambientali e di esercizio.

Ipotizzando una campata a livello e suddividendola in quattro settori, è possibile calcolare per ciascun tipo di conduttore, la freccia massima nei quarti interni (quella di metà campata), la freccia nei quarti estremi (freccia ad un quarto di campata) e la freccia in corrispondenza della configurazione con conduttore sbandato di 30° (pari alla metà della freccia massima), per temperature variabili da 0 °C a 75 °C, e per lunghezze della campata variabili da 200 a 750 m.

A livello cautelativo, in mancanza di informazioni di dettaglio, ai fini del calcolo dell'abbassamento del conduttore dovuto all'escursione termica, si può fare riferimento alla tabella in Appendice A.1, dove è riportato l'abbassamento medio del conduttore espresso in metri in funzione della lunghezza della campata.

### 3.6.5 Classi di accrescimento delle piante

Le piante oggetto del rilievo avranno una crescita dipendente dalle loro caratteristiche che bisognerà tener conto nella valutazione delle distanze di rispetto.

Il comportamento di un albero, per quanto riguarda l'accrescimento, dipende largamente dalle condizioni esterne (principalmente: temperatura, disponibilità di acqua e sostanze nutritive), per cui sono state individuate le seguenti cinque classi in funzione del reale accrescimento locale:

**Tabella 3.4.6:** Classi accrescimento piante

<i>Classi di accrescimento</i>				
<i>Minima</i>	<i>Lenta</i>	<i>Normale</i>	<i>Veloce</i>	<i>Eccezionale</i>

- Classe **accrescimento minima**: appartengono a questa fascia le piante molto mature (vegetazione arborea tipo quercia, leccio, cipresso, olivo, sughera, ecc.), ed anche le altre piante inserite in un conteso ambientale molto sfavorevole;
- Classe **accrescimento lenta**: sono piante abbastanza mature di vegetazione arborea come le precedenti, ma in età più giovane, ed anche: pino silvestre, piante tipiche della macchia mediterranea, inserite in un contesto ambientale poco favorevole;
- Classe **accrescimento normale**: piante relativamente giovani, piante in allevamento, tipo pioppi, acacie mature, ecc) sulle quali non si è mai intervenuti con potature e/o capitozzature, inserite in un contesto ambientale normale;
- Classe **accrescimento veloce**: piante giovani in contesti ambientali abbastanza favorevoli, sono generalmente piante arboree di ambienti umidi e palustri ad esempio pioppi, vetrici, salici, acacie, castagni; piante relativamente giovani tipo pioppo, eucaliptus, salice, castagno ma che sono stati interessati da precedenti potature e/o capitozzature.
- Classe **accrescimento eccezionale**: piante giovani in contesti ambientali molto favorevoli, sono generalmente piante arboree di ambienti umidi e palustri ad esempio pioppi, vetrici, salici, acacie, castagni; piante relativamente giovani tipo pioppo, eucaliptus, salice, castagno ma che sono stati interessati da precedenti potature e/o capitozzature. Polloni da tagli incisivi di salici, pioppi e castagni secolari.

Sono state individuate 32 zone coincidenti con i 32 GOL (Gruppo Operativo Linee) in modo che le singole realtà fossero tenute in conto. Nella tabella seguente sono riportati gli accrescimenti medi mensili della vegetazione arborea dell'AOT di Padova relativi al GOL di Nove:

**Tabella 3.4.7:** Accrescimento mensile medio vegetazione

AOT PD		Accrescimento mensile medio (metri/mese)												Accr. annuo medio
		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Sett	Ott	Nov	Dic	
Classi di accrescimento delle piante	Minima	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,03	0,03	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,12
	Lenta	0,00	0,00	0,00	0,05	0,10	0,10	0,10	0,10	0,05	0,00	0,00	0,00	0,50
	Normale	0,00	0,00	0,05	0,10	0,15	0,15	0,15	0,15	0,10	0,05	0,00	0,00	0,90
	Veloce	0,00	0,00	0,10	0,20	0,40	0,40	0,60	0,60	0,20	0,10	0,00	0,00	2,60
	Eccezionale	0,00	0,00	0,20	0,30	0,65	0,65	0,75	0,75	0,30	0,20	0,00	0,00	3,80

### 3.6.6 Differenziazione delle piante per tipo e zona

Il taglio piante è una problematica che non può essere standardizzata ed unificata per tutte le AOT d'Italia, in quanto ogni regione, provincia o comune presenta conformazioni territoriali e tipologie di piante e alberi molto diverse tra loro.

Questa manutenzione necessita quindi di un'analisi localizzata e differenziata in base all'altitudine, alla provincia ed al tipo di zona in cui si opera.

Dal punto di vista **altimetrico** il territorio italiano (caratterizzato com'è noto da significativi sistemi montuosi, estesi da est a ovest - le Alpi - e da nord a sud - gli Appennini) si può suddividere in diverse fasce climatiche:

- Dal livello del mare a 300 metri si estende la **fascia mediterranea secca**, interessata da specie come gli agrumi e le palme nane (*Chamaerops humilis*);

- Da 300 metri a 600 metri si estende la **fascia mediterranea media**, nella quale sono diffusi l'olivo (*Olea europaea*), il pino domestico (*Pinus pinea*), la quercia da sughero (*Quercus suber*);

- Da 600 metri a 800 metri si estende la **fascia collinare**, dominata dalle querce (rovere, farnia e roverella), dal castagno e dall'acero campestre (*Acer campestre*), e più a sud dal leccio;

- Da 800 metri a 1200 metri si estende la **fascia montana**, interessata da varie specie, come l'acero montano (*Acer pseudoplatanus*), il carpino (*Carpinus betulus*), il frassino (*Fraxinus excelsior*), il faggio e gli abeti bianchi (*Abies alba*) e rossi (*Picea abies* / *P. excelsa*);

- Da 1200 metri a 1800 metri si estende la **fascia prealpina** (o subalpina), caratterizzata ancora dall'abete rosso, da vari pini come il silvestre (*Pinus sylvestris*), il mugo (*Pinus mugo*) e il cembro (*Pinus cembra*), dal larice (*Larix decidua* / *L. europaea*) e dal ginepro (*Juniperus communis*);

- Da 1800 metri a 2400 metri si estende la **fascia alpina**, nella quale la vegetazione tende a essere per la maggior parte composta da specie erbacee, con aree poste in zone più protette interessate ancora dal larice, dal cembro e da altri pini a portamento prostrato, soprattutto il mugo;

- Oltre i 2400 metri si estende la **fascia glaciale** (o nivale), dove si riscontra la totale assenza di specie arboree e la presenza di associazioni vegetali composte prevalentemente da muschi e licheni.

Le prime due fasce si riferiscono per lo più alle regioni meridionali, incluse le isole, e influenzano la cintura costiera del mar Tirreno (fino a comprendere la Liguria), interessano inoltre alcune ridotte enclave intorno ai grandi laghi prealpini (aree insubriche). Le ultime due fasce invece riguardano quasi esclusivamente l'arco alpino.

Tuttavia, data la complessità orografica (conformazione fisica altimetrica), l'estensione nord-sud e una serie di altre specificità, alla fine è preferibile suddividere il territorio italiano in sei fasce climatiche di rilevanza botanica (**zone fitoclimatiche**). In queste zone è possibile osservare una vegetazione-tipo, cioè, un'associazione di specie vegetali spontanee che ricorrono con costanza su quella specifica area.

Il nome stesso delle zone si richiama più o meno vagamente alla specie di riferimento:



- |                          |                    |
|--------------------------|--------------------|
| ■ <i>Lauretum caldo</i>  | ■ <i>Fagetum</i>   |
| ■ <i>Lauretum freddo</i> | ■ <i>Picetum</i>   |
| ■ <i>Castanetum</i>      | ■ <i>Alpinetum</i> |

■ ***Lauretum caldo*** - Costituisce la fascia dal livello del mare fino a circa 300 metri di altitudine, sostanzialmente lungo le coste delle regioni meridionali (fino al basso Lazio sul versante tirrenico e fino al Gargano su quello adriatico), incluse Sicilia e Sardegna. Questa zona è botanicamente caratterizzata dalla cosiddetta macchia mediterranea, ed è un habitat del tutto favorevole alla coltivazione degli agrumi;

■ ***Lauretum freddo*** - Si tratta di una fascia intermedia, tra il *Lauretum caldo* e le zone montuose appenniniche più interne, nelle regioni meridionali già citate; ma questa fascia si spinge anche più a nord lungo le coste della penisola (abbracciando l'intero Tirreno e il mar Ligure a occidente e spingendosi fino alle Marche sull'Adriatico) interessando il territorio dal livello del mare fino ai 700-800 metri di altitudine sull'Appennino; inoltre si riferisce ad alcune ridotte aree influenzate dal clima dei grandi bacini lacustri prealpini (soprattutto il lago di Garda). Dal punto di vista botanico questa zona è fortemente caratterizzata dalla coltivazione dell'olivo ed è l'habitat tipico del leccio;

**Figura 3.4.10:** Mappa delle zone fitoclimatiche in Italia

■ ***Castanetum*** - Riguarda sostanzialmente l'intera pianura Padana incluse le fasce prealpine e si spinge a sud lungo l'Appennino, restringendosi sempre più verso le estreme regioni meridionali; a parte la superficie pianiziale che si spinge fino al livello del mare lungo la costa dell'alto Adriatico (dalla Romagna all'Istria), questa fascia è generalmente compresa tra le altitudini di 300-400 metri e 900 metri nell'Italia settentrionale (ché la quota aumenta progressivamente verso sud col diminuire della latitudine). Questa zona dal punto di vista botanico è compresa tra le aree adatte alla coltivazione della vite (*Vitis vinifera*) e quelle adatte al castagno; è l'habitat ottimale delle latifoglie decidue, in particolare delle querce;

■ ***Fagetum*** - Si tratta di una fascia che interessa sostanzialmente il territorio montuoso compreso fra le Prealpi e le Alpi lungo tutto il perimetro della pianura Padana e si spinge a sud lungo gli Appennini restringendosi sempre più al diminuire della latitudine, fino a interessare solo le cime (monti della Sila, Pollino) nell'estremo lembo meridionale; questa fascia va generalmente dalle altitudini di 800-900 metri fino ai 1500 metri nell'Italia settentrionale, mentre nelle regioni meridionali arriva fino al limite della vegetazione arborea. Botanicamente questa zona è caratterizzata dai boschi di faggi e carpini, spesso misti agli abeti;



■ **Picetum** - E' la fascia montana, quasi esclusivamente alpina, che si estende tra i 1400-1500 metri e i 2000 metri di altitudine. Dal punto di vista botanico questa zona è caratterizzata dai boschi di conifere, non solo abeti, ma anche larici e pini;

■ **Alpinetum** - Rappresenta la fascia alpina estrema, compresa tra i 1700 metri e il limite della vegetazione arborea (che varia dai 1800 metri ai 2200 metri). Si tratta di una zona comunque caratterizzata da una vegetazione arborea piuttosto rada, costituita perlopiù da larici e da alcuni tipi di pino, che verso l'alto assumono portamento essenzialmente prostrato (*Pinus mugo*).

**Tabella 3.4.8:** Superfici per tipo forestale in Italia (1996, dati in ettari)  
fonte :ISTAT (statistiche forestali)

<i>Fustaie di resinose pure</i>	659.100	9,6%
<i>Abete bianco</i>	22.764	0,3%
<i>Abete rosso</i>	140.655	2,1%
<i>Larice</i>	102.147	1,5%
<i>Pini</i>	362.423	5,3%
<i>Altre conifere</i>	31.111	0,5%
<i>Fustaie di resinose miste</i>	780.052	11,4%
<b><i>Totale fustaie di resinose</i></b>	<b>1.439.152</b>	<b>21,0%</b>
<i>Fustaie di latifoglie pure</i>	989.413	14,5%
<i>Sughera</i>	99.337	1,5%
<i>Rovere</i>	12.472	0,2%
<i>Cerro</i>	57.665	0,8%
<i>Altre querce</i>	103.961	1,5%
<i>Castagno</i>	275.499	4,0%
<i>(di cui da frutto )</i>	210.217	3,1%
<i>Faggio</i>	260.302	3,8%
<i>Pioppi</i>	117.836	1,7%
<i>Altre latifoglie</i>	62.341	0,9%
<i>Fustaie di latifoglie miste</i>	165.024	2,4%
<b><i>Totale fustaie di latifoglie</i></b>	<b>1.154.437</b>	<b>16,9%</b>
<i>Fustaie di resinose e latifoglie</i>	359.871	5,3%
<b><i>Totale fustaie</i></b>	<b>2.953.460</b>	<b>43,2%</b>
<i>Cedui semplici</i>	2.833.826	41,4%
<i>Cedui composti</i>	783.646	11,5%
<i>Di cui con resinose</i>	128.083	1,9%
<i>Macchia mediterranea</i>	266.244	3,9%
<b><i>Totale</i></b>	<b>6.837.176</b>	<b>100,0%</b>

**Tabella 3.4.9:** Superfici Forestali suddivisi per Regione  
(Dati ISTAT 1996/C.F.S.)

<i>REGIONI</i>	<i>Fustaie (ha)</i>	<i>Cedui (ha)</i>	<i>Macchia mediterranea (ha)</i>	<i>TOTALE (ha)</i>
<i>Piemonte</i>	226.651	438.703	0	665.354
<i>Valle D'Aosta</i>	70.007	8.057	0	78.064
<i>Lombardia</i>	207.884	285.978	0	493.862
<i>P.A. Trento e Bolzano</i>	545.856	87.080	0	632.936
<i>Veneto</i>	146.757	125.084	44	271.885
<i>Friuli Venezia Giulia</i>	121.136	62.912	40	184.088
<i>Liguria</i>	87.391	196.949	3.919	288.259
<i>Emilia Romagna</i>	94.375	308.797	0	403.172
<i>Toscana</i>	212.059	580.043	99.009	891.111
<i>Umbria</i>	24.850	238.443	0	263.293
<i>Marche</i>	30.034	129.902	139	160.075
<i>Lazio</i>	97.524	266.097	18.445	382.066
<i>Abruzzo</i>	102.609	122.644	403.000	225.656
<i>Molise</i>	21.007	49.940	0	70.947
<i>Campania</i>	101.052	181.795	6.214	289.061
<i>Puglia</i>	51.053	50.010	15.113	116.176
<i>Basilicata</i>	122.873	65.366	12.347	200.586
<i>Calabria</i>	302.288	166.424	11.093	479.805
<i>Sicilia</i>	139.249	75.882	4.291	219.422
<i>Sardegna</i>	244.336	187.472	82.585	514.393
<b><i>Totale</i></b>	<b>2.948.991</b>	<b>3.627.578</b>	<b>253.642</b>	<b>6.830.211</b>

### 3.6.7 Valutazione della differibilità dell'intervento di taglio piante

Obiettivo di Terna è di gestire la vegetazione in modo da garantire, quando possibile distanze minime- obiettivo di avvicinamento della vegetazione arborea ai conduttori in base alla quale determinare la differibilità del taglio piante. Queste sono assunte pari a **5 metri** (art. 11 DPR 164) fino al livello di tensione 220 kV e **5.94 metri** (limite zona prossima CEI 11-27) per il livello di tensione 380 kV. Un volta calcolate la variazione di freccia  $\Delta f$  e il livello di accrescimento annuo  $\Delta a$  è possibile calcolare per ogni livello di tensione (e quindi fissata  $d$ ) la distanza minima richiesta  $D$ . Determinata quindi la distanza misurata  $D_{mis}$  e la distanza minima richiesta  $D$ , si definisce un Coefficiente di Intervento  $CI$  come il rapporto fra la distanza misurata  $D_{mis}$  e la distanza minima richiesta  $D$ :

$$(3.4.18) \quad CI = \frac{D_{mis}}{D}$$

dal valore di questo rapporto può essere decisa la differibilità dell'intervento di ripristino delle distanze di rispetto, secondo il criterio riportato nella tabella seguente:

**Tabella 3.4.8:** Differibilità intervento taglio piante

<b>Coefficiente di Intervento:</b>	<b>Differibilità</b>
<i>&lt; 0,70</i>	<i>Indifferibile (con fuori servizio)</i>
<i>0,71 - 0,90</i>	<i>Differibilità 1 mese (con o senza fuori servizio)</i>
<i>0,90 - 1,05</i>	<i>Entro 3 mesi (con o senza fuori servizio)</i>
<i>1,06 - 1,30</i>	<i>Entro l'anno</i>
<i>1,31 - 1,50</i>	<i>Anno successivo</i>
<i>&gt; 1,5</i>	<i>Due anni o dopo altro controllo</i>

Risulta in questo modo valutabile la differibilità dell'intervento di taglio misurando la distanza fra le piante ed il conduttore, la temperatura di rilievo e la posizione in campata delle piante. Inoltre, utilizzando la distanza minima di sicurezza  $d$  diversificata per livello di tensione, è possibile una differenziazione degli interventi in base alla tensione di esercizio dell'impianto.

La differibilità viene valutata anche in base alla posizione della pianta rispetto all'elettrodotto.

### **Calcolo della differibilità per piante sottostanti**

Nei controlli di sorveglianza periodici quindi sarà onere dell'Addetto:

- a) la determinazione della distanza rilevata tra il conduttore e la vegetazione;
- b) la posizione longitudinale rispetto alla campata (in prossimità del sostegno, in centro campata o in posizione mediana tra le due);
- c) la determinazione della classe di accrescimento della vegetazione in relazione all'essenza e al contesto in cui la stessa vegetazione si trova;
- d) la stima del quantitativo di vegetazione su cui intervenire e ogni ulteriore notizia ritenuta utile.

Con l'utilizzo del sistema MBI la determinazione delle differibilità potrà essere supportata da un algoritmo empirico di calcolo i cui risultati, previa valutazione da parte del tecnico, potranno essere utilizzati per la valutazione della differibilità stessa.

### **Calcolo della differibilità per piante laterali:**

L'operatore dovrà valutare non solo l'altezza della pianta sotto il conduttore, ma anche quelle piante che in prossimità della campata possano per sbandamento laterale o ribaltamento della stessa portare ad un disservizio.

La valutazione della differibilità degli interventi di taglio piante laterali dipende:

- a) dalla distanza fra conduttore più prossimo e pianta;
- b) della freccia del conduttore;
- c) dello sbandamento del conduttore o della pianta;
- d) del possibile ribaltamento della pianta.

### 3.6.8 Esecuzione delle attività

L'abbattimento dei cedui deve essere eseguito in modo che la corteccia non resti slabbrata.

La superficie di taglio dovrà essere liscia, possibilmente inclinata o convessa e risultare sempre il più possibile a raso terra.

Quando le piante da abbattersi possono con la loro caduta produrre grave danno alle altre piante e al novellame sottostante, è prescritto l'uso di funi per regolarne l'atterramento ed, occorrendo, il taglio anticipato della cima e dei rami.

L'allestimento dei prodotti del taglio e lo sgombero dai boschi dei prodotti degli stessi, deve essere eseguito il più presto possibile, in modo da non danneggiare il soprassuolo, il novellame ed evitare lo sviluppo e il proliferare di batteri.

L'operazione di taglio piante può avvenire come:

- taglio prioritario: viene eseguito quando si presenta una situazione di pericolo indifferibile; questi tipi di tagli vengono eseguiti entro un massimo di 15 giorni dalla constatazione in seguito ad ispezione. In genere sono tagli sporadici, con interventi mirati e localizzati.
- taglio ordinario: sono tagli programmati e vengono eseguiti su tutte quelle piante che si trovano entro la fascia di rispetto, per l'intera lunghezza della linea; per questi tagli si ha in genere un certo margine di differibilità.
- taglio straordinario: vengono chiamati straordinari in quando si estendono oltre la fascia di rispetto dell'elettrodotto.

Durante l'esecuzione delle attività di taglio piante dovranno essere presi tutti gli accorgimenti atti ad evitare, con estrema certezza, che le piante, non si trovino o possano venire a trovarsi ad una distanza inferiore ai 5 m per le linee fino a 220 kV e 5,94 per le linee a 380kV.

A tal fine opportune controventature delle piante o dei rami devono essere presi allo scopo di evitare avvicinamenti delle stesse alle parti attive.

Qualora sia necessario eseguire l'attività di taglio della vegetazione arborea o parti delle stesse che si trovino o possano venire a trovarsi a distanze inferiori a quelle sopra

indicate, ma comunque superiore alle distanze indicate dal D.M. 449, detta attività dovrà essere affidata a personale con conoscenze, esperienza, capacità e abilità sufficienti a permettergli di compiere in piena sicurezza le attività; personale qualificato, come previsto dalla Norma CEI 11-27, in Persona Esperta (PES) o Persona Avvertita (PAV).

Qualora l'attività di taglio piante venga affidata ad una ditta esterna, l'appaltatore dovrà fornire, per il proprio personale presente in cantiere, documentazione comprovante le classificazioni PES e/o PAV, oltre la compilazione dei documenti relativi alla dichiarazione di responsabilità per la presa in carico dell'attività di taglio piante.

Il personale PES e/o PAV dovrà provvedere che vengano adottate adeguate precauzioni atte ad evitare accidentali contatti o pericolosi avvicinamenti ai conduttori delle linee stesse, quindi tutte le attività di taglio piante eseguita da personale comune dovrà in ogni caso essere sempre eseguita sotto la supervisione di suddetto personale.



Figura 3.4.9: Esempio pulizia fascia rispetto



Figura 3.4.10: Esempio pulizia fascia rispetto

Nel caso in cui la vegetazione arborea o parti di essa siano a distanze inferiori a quelle previste dal D.M. n. 449 del 21.3.88 Art 2.1.06 h), o nel caso in cui non è possibile garantire le più volte richiamate distanze di 5 o 5,94 m, l'operazione di taglio piante richiede necessariamente la messa in fuori servizio della linea.

**Tabella 3.4.9:** Distanze di lavoro minime degli addetti e delle attrezzature dai conduttori

<b>Abilitazione al taglio</b>													
<b>Livello di Tensione (kV)</b>		66 kV		132 kV		150 kV		200 kV		220 kV		380 kV	
<b>Distanze di rispetto della vegetazione arborea dai conduttori D.M. 449 (m)</b>		1,16		1,82		2,00		2,50		2,70		4,30	
<b>Distanze rilevate della vegetazione arborea dai conduttori (m)</b>		1,16 < D < 5	D > 5	1,82 < D < 5	D > 5	2 < D < 5	D > 5	2,5 < D < 5	D > 5	2,7 < D < 5	D > 5	4,3 < D < 5,94	D > 5,94
<b>Caratterizzazione del personale per abilitazione al taglio</b>	<b>personale Comune PEC</b>	NO	NO (*)	NO	NO (*)	NO	NO (*)	NO	NO (*)	NO	NO (*)	NO	NO (*)
	<b>personale PEC con supervisione PES</b>	NO	Si se piante uomo e attrezzi d > 5m	NO	Si se piante uomo e attrezzi d > 5m	NO	Si se piante uomo e attrezzi d > 5m	NO	Si se piante uomo e attrezzi d > 5m	NO	Si se piante uomo e attrezzi d > 5m	NO	Si se piante uomo e attrezzi d > 5,94m
	<b>personale PAV/PES</b>	Si se uomo e attrezzi d > 5 m	Si se uomo e attrezzi d > 5 m	Si se uomo e attrezzi d > 5 m	Si se uomo e attrezzi d > 5 m	Si se uomo e attrezzi d > 5 m	Si se uomo e attrezzi d > 5 m	Si se uomo e attrezzi d > 5 m	Si se uomo e attrezzi d > 5 m	Si se uomo e attrezzi d > 5 m	Si se uomo e attrezzi d > 5 m	Si se uomo e attrezzi d > 5,94 m	Si se uomo e attrezzi d > 5,94 m

(\*) Sono consentite da parte di personale PEC, senza la supervisione PES, le attività di pulizia basi e sentieri e le attività ordinarie che si svolgono a terra quali: sminuzzamento, taglio e accatastamento legname e suo smaltimento.

### Epoca di esecuzione dei tagli dei boschi (AOT Padova)

È consentito eseguire il taglio in qualsiasi stagione dell'anno solo per boschi di alto fusto (quali noci, castagni, querce, pini, cipressi, olmi, pioppi, platani, ecc..).

In qualsiasi periodo dell'anno sono altresì permessi nei boschi d'alto fusto le ripuliture, gli sfolli e i diradamenti nei limiti di regolamento che le limita le opere a piante con più di 10 anni e meno di 25. Per i boschi cedui invece, il tempo dei tagli è regolamentato in base all'altitudine e alla provincia in cui è sito il suddetto bosco come segue:

- *Per le province di Treviso, Venezia, Padova, Rovigo e Verona:*  
fino ai 700 mt. di altitudine, dal 1° ottobre al 15 marzo;  
sopra i 700 mt. di altitudine, dal 1° ottobre al 1° aprile.
- *Per la provincia di Vicenza:*  
fino ai 700 mt. di altitudine, dal 1° ottobre al 15 marzo;  
sopra i 700 mt. di altitudine, dal 1° ottobre al 15 aprile.
- *Per la provincia di Belluno:*  
fino ai 1000 mt. di altitudine, dal 1° ottobre al 15 aprile;  
sopra i 1000 mt. di altitudine, dal 1 settembre al 30 aprile.

Qualora ricorrano circostanze speciali ed eccezionali, l'Ispettorato ripartimentale delle Foreste competente per territorio può variare la durata di detti periodi per un massimo di trenta giorni, per i boschi di faggio, e di quindici per gli altri.

Per la convenzione dei cedui in alto fusto i tagli sono permessi in qualsiasi stagione dell'anno.

#### **3.6.8.1 Servitù di elettrodotto**

Nello studio del tracciato di un elettrodotto e per l'esecuzione di lavori di costruzione, manutenzione straordinaria, di linee, di cabine stazioni elettriche e relative opere accessorie, si deve tener conto che essa potrà attraversare zone demaniali o private.

Sui fondi interessati il soggetto esercente deve convenire con le amministrazioni e gli enti interessati le modalità di esecuzione.

Vengono quindi sottoscritte delle convenzioni dove sono riportate le clausole particolari inerenti la servitù di elettrodotto; tenendo conto della diminuzione di valore che per la servitù subiscono il suolo e il fabbricato in tutto od in parte, spetta al proprietario del fondo servente una indennità.

Tale indennità è corrisposta prima che siano intrapresi i lavori d'imposizione della servitù.

L'aggravio causato dalla servitù va considerato nelle condizioni di massimo sviluppo previsto per l'impianto.

Tra le norme di legge che regolano la costituzione e l'esercizio della servitù di elettrodotto, nonché le pratiche di concessione ed autorizzazione alla costruzione e all'esercizio della linea, ed i criteri di indennizzo dei proprietari del fondo servente, è di particolare importanza il "Testo Unico sulle acque e impianti elettrici" n°1775 del 1933.

Il rilascio dell'autorizzazione alla costruzione di una linea è vincolato, per effetto dell'art 120 del suddetto T.U., al nulla osta di enti ed organismi vari, tra i quali possiamo elencare: genio civile, comuni, province, regioni, uffici tutela del paesaggio, ecc.

Sono esenti da servitù, per disposizione dell'art. 121 del T.U. le case, i cortili, i giardini, i frutteti e le aie attinenti alle case.

La servitù di elettrodotto conferisce all'utente la facoltà di:

- a) collocare ed usare condutture sotterranee od appoggi per conduttori aerei e far passare conduttori elettrici su terreni privati e su vie e piazze pubbliche, ed impiantare ivi le cabine di trasformazione o di manovra necessarie all'esercizio delle condutture;
- b) infiggere supporti o ancoraggi per conduttori aerei all'esterno dei muri o facciate delle case rivolte verso le vie e piazze pubbliche, a condizione che vi si acceda dall'esterno e che i lavori siano eseguiti con tutte le precauzioni necessarie sia per garantire la sicurezza e l'incolumità, sia per arrecare il minimo disturbo agli abitanti.
- c) tagliare i rami di alberi, che trovandosi in prossimità dei conduttori aerei, possano, con movimento, con la caduta od altrimenti, causare corti circuiti od arrecare inconvenienti al servizio o danni alle condutture ed agli impianti;
- d) fare accedere lungo il tracciato delle condutture il personale addetto alla sorveglianza e manutenzione degli impianti e compiere i lavori necessari.

La servitù può essere classificata in: bonaria o coattiva.

La servitù bonaria consiste in un accordo tra ente esercente e proprietario del fondo che, attraverso il pagamento di un indennizzo, favorisce il passaggio dell'elettrodotto anche nelle zone esenti indicate nel T.U..

La servitù coattiva invece prevede l'intervento del prefetto che, contro la volontà del proprietari, impone il passaggio dell'elettrodotto sul fondo indicato in base ad una norma specifica che spetta all'ente che gestisce il servizio di erogazione al pubblico di energia elettrica, su tutti i fondi che sono situati lungo il percorso; viene comunque riconosciuto un indennizzo per il fondo.

Una volta individuati i tracciati in cui si intende eseguire i lavori, siano essi di costruzione elettrodotto o di manutenzione, si procede ad una consultazione catastale per trovare i nominativi esatti di tutti i proprietari dei fondi.

Per i privati si iniziano le trattative dirette mente, se la proprietà risulta intestata a degli enti, si rivolge una richiesta di concessione scritta.

Una volta raggiunto l'accordo si fa sottoscrivere al proprietario una convenzione, in doppia copia, dove sono riportate le clausole particolari inerenti la servitù, e si procede al versamento dell'indennizzo concordato.

L'art. 123 del T.U. definisce i particolari per la determinazione dell'indennizzo per la servitù e per i danni ed è commisurata:

- a) al valore delle aree occupate dai basamenti dei sostegni o dai cavi interrati o dalle cabine o da altre costruzioni, aumentate, ove occorra, dalle aree individuate nel piano particolareggiato quali zone di rispetto, ove viene corrisposto il valore pieno di mercato;
- b) a un quarto del valore della striscia di terreno necessaria al transito per il servizio di controllo delle condutture, avente una larghezza di un metro e una lunghezza pari alla percorrenza dell'elettrodotto misurata lungo il suo asse;
- c) a un sedicesimo del valore dell'area individuata nel piano particolareggiato come fascia asservita, dedotte le aree considerate alle lettere a) e b).

Per il prezzo dei terreni vengono utilizzate le tabelle emesse dall'ufficio tecnico Erariale compilate all'inizio di ogni anno e corrispondenti alle quotazioni medie di mercato dell'anno precedente.

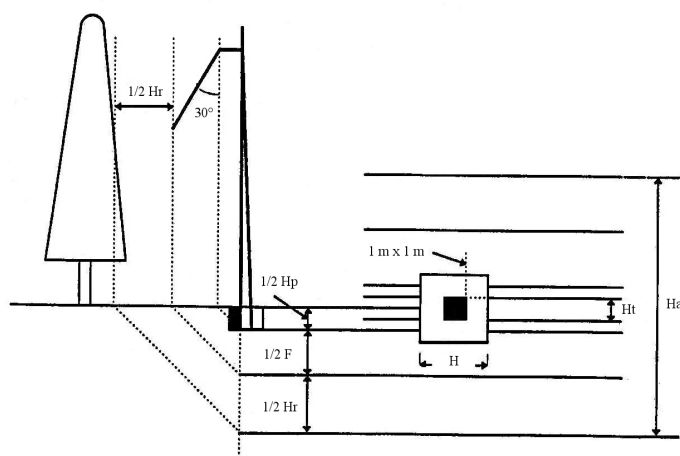
Per motivi economici derivati dall'enorme spesa che ne comporterebbe la rimozione, le linee di tensione maggiore o uguale a 120kV sono state dichiarate inamovibili dal disposto della legge n°342 del 18.3.65: l'indennizzo in questo caso sarà definito di comune accordo con una maggiorazione che va dal 30 al 50% in più rispetto alle servitù normali.

Per le servitù costituite sui beni del demanio e del patrimonio indisponibile della Regione, delle province e dei comuni, la corresponsione delle indennità di servitù è sostituita dal pagamento di un canone o delle tasse previste dalle vigenti norme sull'occupazione di spazi e aree pubbliche.



### Valutazione dell'indennizzo per linea aerea

Definizione della larghezza delle fasce, del lato convenzionale dell'area di fondazione (intesa come area del terreno su cui insiste il sostegno), dell'area di percorrenza dell'elettrodotto e dell'area da asservire.



Hp: larghezza fascia delimitata dalla proiezione dei conduttori;  
F: larghezza fascia sottesa dai conduttori inclinati di 30° sulla verticale in condizioni di massa, a freccia;  
Hr: larghezza della fascia di rispetto;  
Li: dimensione convenzionale del lato dell'area di fondazione relativa al generico sostegno i-esimo;

**Figura 3.4.11:** Esempio progetto indennizzo per linea aerea

L: percorrenza dell'elettrodotto

Ht: larghezza della fascia relativa al transito;

Ha: larghezza complessiva della fascia asservita  $Ha = Hp + F + Hr$ ;

Sb: area della superficie convenzionale delle fondazioni  $Sb = \sum Li^2$ ;

St: area della superficie di transito  $St = 1 * (L - \sum Li)$ ;

Sra: area della superficie residua della fasce asservite  $Sra = (Ha * L) - Sb - St$

K: coefficiente di svalutazione del fondo

Determinazione dell'indennità:

$$(3.4.19) \quad ISA = V * (SB + 0.25St + KSra) \quad \text{Indennità per servitù amovibile}$$

dove V è il valore del terreno;

Maggiorazione Indennità per servitù inamovibile:  $ISA * 0.30$ ;

Maggiorazione per cessione volontaria, limitatamente ai terreni agricoli:  $ISA * 0.50$ .

Per quanto concerne il taglio delle piante ordinarie, durante l'operazione di pulizia della fascia di rispetto, sebbene sussista la condizione di servitù di elettrodotto, non si può operare in piena libertà. In tutti questi casi l'operazione, anche se necessaria, deve essere comunicata ed autorizzata dall'ente, regole (cooperativa che gestisce in modo collettivo i boschi e la vendita di legname per la comunità) o comune di competenza per la zona suddetta, dove viene indicata la zona interessata dal taglio ed il periodo di esecuzione lavori, indipendentemente dallo svolgimento dei lavori sulla linea. Questa prassi viene eseguita di anno in anno a titolo cautelativo.

In questo tipo di manutenzione, si incorre in problemi di natura ambientale.

L'indennizzo capitalizzato durante le trattative per l'atto di servitù, possono non essere sufficienti per queste opere, infatti i proprietari dei fondi possono chiedere un ulteriore indennizzo per la mancata maturazione della pianta.

L'indennizzo è riferito al solo ciclo in corso e copre il mancato guadagno del proprietario o del conduttore del fondo per il prematuro abbattimento dell'albero.

Gli ulteriori cicli di coltivazione arboree, nelle aeree asservite, sono compensati dall'indennità di servitù.

Per determinare l'indennità dovuta, si detrae alla differenza tra i costi e ricavi, riportati a fine ciclo e scontati all'attualità, il valore legnoso dell'albero che rimane al proprietario o al conduttore, ed il valore, pure scontato all'attualità, degli altri eventuali frutti già realizzati.

Per gli alberi da frutto si tiene conto dei frutti, e del valore legnoso della pianta a fine ciclo, trascurando il valore delle eventuali sramature in corso di ciclo.

Per i boschi cedui si prescinde dalla valutazione della singola pianta, adottando i dati di produzione per unità di superficie.

### Qualità del servizio

#### 4 Qualità del servizio

Il mantenimento di un elevato standard qualitativo del servizio di trasmissione e dispacciamento rappresenta un obiettivo costante di Terna.

Parlare di qualità del servizio significa farlo in termini di continuità del servizio, nonché di qualità della tensione; la continuità del servizio va intesa come mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica o quantomeno nella minimizzazione del numero di eventi di interruzione/disalimentazione, mentre la qualità della tensione considera le caratteristiche fisiche della tensione, quali frequenza, ampiezza, forma d'onda.

Come è facilmente prevedibile, nelle normali condizioni di esercizio è pressoché impossibile avere un'assoluta mancanza di eventi di interruzione/disalimentazione verso gli utenti della RTN, né tantomeno avere una forma d'onda della tensione ideale, ovvero costante nel tempo e priva di armoniche (si pensi ad esempio, per i vari livelli di tensione impiegati sulla rete di trasmissione/distribuzione, alle variazioni di carico giornaliera, agli eventi di fulminazione diretta o indiretta di una linea, alla rottura meccanica di un conduttore o fune di guardia, all'intervento intempestivo o meno dei sistemi di protezione, alla presenza di convertitori statici quali fonti permanenti di armoniche, ecc..).

Poiché la rete elettrica va considerata come un unico sistema interconnesso, una migliore qualità del servizio è conseguenza non solo delle attività dei soggetti operanti nella produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, ma anche di una corretta installazione, gestione e manutenzione di impianti ed apparecchiature che utilizzano l'energia elettrica.

#### 4.1 Indicatori di continuità del servizio

Ai fini della definizione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia, sono state indicate le modalità di determinazione di opportuni indici per mantenere sotto controllo la qualità del servizio, con riferimento all'intero sistema di trasmissione nazionale:

- numero medio di disalimentazioni per Utente della rete direttamente connesso alla RTN (SAIFI);
- energia non fornita per le disalimentazioni (ENS);
- energia non ritirata dalle unità di produzione (ENR);
- tempo medio di disalimentazione di sistema (AIT);

- Indicatore SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

E' uno degli indicatori più significativi per la valutazione della qualità del servizio e viene adottato anche in campo internazionale per i benchmark tra le migliori Società elettriche titolari di rete di trasmissione. E' un indice facilmente monitorabile e confrontabile e viene definito dalla seguente formula:

$$(4.1.1) \quad \text{SAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{\text{tot}}} \quad [\text{N}^\circ \text{Utenti/periodo}]$$

dove:

- la sommatoria è estesa a tutte le n disalimentazioni accadute nel periodo considerato (mese o anno solare in genere) e nell'ambito territoriale considerato.
  - $U_i$  è il numero di Utenti coinvolti nella i-esima disalimentazione considerata, coincidente con il numero totale delle interruzioni con disalimentazione brevi e lunghe per Utente direttamente connesso alla rete di trasmissione nel periodo considerato;
  - $U_{tot}$  è il numero totale degli utenti direttamente connessi alla rete di trasmissione nel periodo considerato.
- Indicatore ENS (Energy Not Supplied)

Indicatore definito dalla seguente formula:

$$(4.1.2) \quad ENS = \sum_{i=1}^n \sum_{f=1}^m (P_{i,f} * T_{i,f}) \quad [\text{MWh}]$$

dove la sommatoria è estesa a tutte le disalimentazioni accadute nel periodo e nell'area e, per ciascuna di esse, a tutti gli Utenti affetti dalla stessa disalimentazione con:

- n = numero di disalimentazioni nel periodo considerato
- m = numero di utenti coinvolti dalla disalimentazione i-esima
- $T_{i,j}$  e  $P_{i,j}$  = sono rispettivamente la durata (in ore) della disalimentazione e la potenza interrotta sull'Utente j-esimo coinvolto durante la interruzione i-esima;  $P_{i,j}$  è il valore medio costante nei primi 15 minuti se la durata dell'interruzione è inferiore o uguale a 15 minuti, mentre è stimata in base al diagramma di potenza previsto e/o storico se la durata è superiore a 15 minuti.

- Indicatore ENR

Indicatore definito dalla seguente formula:

$$(4.1.3) \quad ENR = \sum_{i=1}^n \sum_{f=1}^m (P_{i,f} * T_{i,f}) \quad [\text{MWh}]$$

dove la sommatoria è estesa a tutte le interruzioni accadute nel periodo e nell'area e, per ciascuna di esse, a tutte le Unità di produzione affette dalla stessa interruzione con:

- n = numero di disalimentazioni nel periodo considerato
- m = numero di Unità di produzione coinvolte dalla disalimentazione i-esima
- $T_{i,j}$  e  $P_{i,j}$  = sono rispettivamente la durata (in ore) della disalimentazione e la potenza interrotta sull'Utente j-esimo coinvolto durante la interruzione i-esima;  $P_{i,j}$  è il valore medio costante nei primi 15 minuti se la durata dell'interruzione è inferiore o uguale a 15 minuti, mentre è stimata in base al diagramma di potenza previsto e/o storico se la durata è superiore a 15 minuti.

- Indicatore AIT (Average Interruption Time)

E' un indicatore di continuità del servizio facilmente confrontabile, e pertanto largamente utilizzato da gran parte delle Società di gestione dei sistemi di trasmissione europei (REE, ecc..) ed è adottato anche da vari organismi internazionali (Unipede, Eurelectric).

Viene definito come:

$$(4.1.4) \quad AIT = \frac{ENS}{P_m} * 60 \quad [\text{min./periodo}]$$

dove il rapporto tra energia non fornita e la potenza media è riferita al periodo ed all'ambito territoriale voluto. Il valore di  $P_m$  espresso in MW, è ottenuto dal rapporto tra il fabbisogno di energia del sistema e/o dell'area nel periodo di riferimento [MWh] ed il numero di ore costituenti il periodo di riferimento osservato. Il Periodo è il riferimento in ore sul quale calcolare la  $P_m$ .

Gli indici di continuità sono calcolati di norma su base mensile e annuale separatamente:

- per le aree geografiche corrispondenti alle Sedi Territoriali del Gestore della rete;
- per origine delle disalimentazione;
- per causa delle disalimentazione;
- per stato della configurazione di rete;
- per tipo di interruzione, tale calcolo è effettuato esclusivamente con riguardo al numero medio di disalimentazioni.

In via del tutto generale una visione di qualità del servizio volta a garantire all'Utente della rete di trasmissione determinati standard non è l'unico macroprocesso che va analizzato ai fini del raggiungimento dell'eccellenza dell'esercizio.

L'eccellenza di esercizio può essere raggiunta attraverso una forte correlazione tra più macro-processi, individuabili in:

- Prospettiva Interna, in termini di riduzione al minimo dei tassi di guasto ai componenti/elementi dell'asset della rete di trasmissione e quindi massima disponibilità della rete di trasmissione e riduzione dei costi di esercizio;
- Prospettiva innovazione, con l'introduzione di soluzioni innovative per il miglioramento;
- Prospettiva Utente della rete di trasmissione, verso cui deve essere garantita la continuità del servizio (minori interruzioni possibili e di minore durata possibile).

### Prospettiva Interna

Una misura della continuità della fornitura di energia elettrica è data dagli indicatori:

- Indice di disalimentazione della rete di trasmissione SM (System Minutes):

$$(4.1.5) \quad SM = \frac{EMS}{Pp} * 60 \quad [\text{min./periodo}]$$

in cui Pp è la potenza di picco del sistema nel periodo considerato (MW).

- Durata media complessiva di interruzione per cliente servito (System Average Interruption Duration Index):

$$(4.1.6) \quad SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n Ui * di}{Utot} \quad [\text{ore./periodo}]$$

In cui  $\sum_{i=1}^n Ui * di$  rappresenta la durata complessiva di tutte le interruzioni brevi e lunghe subite da tutti i Clienti, mentre Utot rappresenta il numero complessivo di Clienti serviti, relativamente al periodo considerato (settimana, mese, anno).

- Disponibilità media del sistema di trasmissione ASA (Average System Availability):

$$(4.1.7) \quad ASA = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n Ei * Ii}{d}$$

In cui Ei è l'elemento di rete i-esimo, Ii durata dell'indisponibilità al servizio del componente i-esimo, d durata del periodo di osservazione (es. mese, anno, settimana, ecc..).

Rappresenta la disponibilità totale di tutti gli elementi di rete (es. trasformatori, linee, componenti, ecc...) e per livelli di tensione di esercizio.

Generalmente valori standard di riferimento di disponibilità del sistema di trasmissione variano tra il 98-99%.

- Tasso di guasto componenti di rete GC:

$$(4.1.8) \quad Gc = \frac{\sum_i Ci}{Ncomp.}$$

In cui a numeratore sono presenti i componenti Ci di rete soggetti a guasto ed a denominatore l'insieme dei componenti di rete oggetti dello studio.

### Prospettiva Utente

La garanzia di un certo servizio all'Utente direttamente connesso alla RTN può essere monitorata attraverso gli indici SAIFI e AIT.

#### **4.2 Livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione**

Sulla base dei risultati disponibili negli ultimi anni, Terna definisce i livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per l'intero sistema, per singole aree e per singolo utente, anche differenziandoli per livelli di tensione.

I livelli di qualità si intendono rispettati se:

- per l'intero sistema, il livello effettivo al netto degli incidenti rilevanti risulta rispettivamente non superiore del 5% del livello atteso;
- per ciascuna area, il livello effettivo al netto degli incidenti rilevanti risulta rispettivamente non superiore del 10%;
- per i singoli utenti, il livello effettivo al netto degli incidenti rilevanti risulta migliore del livello atteso per il 95% dei casi.

I livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per l'intero sistema e per aree sono relativi a:

- numero medio di disalimentazioni per utente;
- energia non fornita per le disalimentazioni;
- energia non ritirata dalle unità di produzione;
- tempo medio di disalimentazione di sistema.

I livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per singolo utente sono relativi a:

- numero massimo annuo di interruzioni separatamente per brevi e lunghe;
- durata massima annua delle interruzioni lunghe.

Sulla base dei risultati di campagne di misura a campione, il Gestore della rete definisce i livelli attesi di qualità della tensione, anche differenziandoli per livelli di tensione, relativamente a:

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





## *Conclusioni*

In conclusione l'esercizio oculato della rete elettrica necessita di opere di mantenimento ben organizzato in quanto la disponibilità di un collegamento dipende della sua manutenzione.

Dall'analisi dei guasti avvenuti dal 2004 al 2008 emerge che tra tutte le cause governabili, quella a maggior incisione di disservizio riguarda l'interferenza con piante arboree.

Questo tipo di disservizio con l'adeguato controllo e monitoraggio della fascia di rispetto può essere evitato. Per contro questo tipo di controllo della vegetazione incide sostanzialmente sul budget dedicato al monitoraggio ed alla manutenzione, in quanto gli appalti affidati ad organi di competenza vengono attribuiti per l'intera linea da preservare.

Essendo questi enti pagati a km, risulta evidente l'onere che Terna deve sostenere per la manutenzione di suddette linee. Ecco quindi che parrebbe conveniente sperimentare un tipo di manutenzione basato su appalti "a campata", anziché per l'intero chilometraggio della linea, in seguito ad ispezione di un tecnico Terna ed un tecnico forestale (necessario in quanto per ogni tipo di piante si necessitano tagli o potature diverse).

Inoltre dalla successiva analisi condotta (riportata in Appendice XX) sulle zone geografiche più soggette a guasto per interferenza arborea, può risultare conveniente destinare maggior attenzione a suddette zone per esimersi da futuri disservizi.



## *Bibliografia*

- [1] GdL Efficienza 2005, “Controlli con telecamera a raggi infrarossi”, Istruzione Operativa (IO102MN) Terna, Italia, 04/11/2005.
- [2] GdL Efficienza 2005, “Controlli con telecamera a raggi ultravioletti”, Istruzione Operativa (IO103MN) Terna, Italia, 04/11/2005.
- [3] GdL Efficienza 2005, “Controlli ed Ispezioni Linee”, Istruzione Operativa (IO100MN) Terna, Italia, 04/11/2005.
- [4] GdL Efficienza 2005, “Criteri di controllo e manutenzione degli isolatori di linea: Inquinamento”, Istruzione Operativa (IO105MN) Terna, Italia, 04/11/2005.
- [5] GdL Efficienza 2005, “Criteri di controllo e manutenzione dei conduttori e delle corde di guardia”, Istruzione Operativa (IO105MN) Terna, Italia, 04/11/2005.
- [6] GdL Efficienza 2005, “Criteri di controllo e manutenzione dei sostegni di linea - impianti di terra”, Istruzione Operativa (IO108MN) Terna, Italia, 04/11/2005.
- [7] GdL Efficienza 2005, “Guida alla manutenzione dei controlli e della manutenzione dei sezionatori AT”, Istruzione Operativa (IO027MN) Terna, Italia, 30/09/2005.
- [8] GdL Efficienza 2005, “Guida alla pianificazione della manutenzione degli interruttori AT”, Istruzione Operativa (IO025MN) Terna, Italia, 30/09/2005.
- [9] E. di Bartolomeo IMI/SVT, “Guida tecnica per l'utilizzo del sistema MBI linee e stazioni”, Istruzione Operativa (IO019MN) Terna, Italia, 29/05/2005.
- [10] A. Pascucci DIS, “Disattivazione di linee aeree a 380-220-150-132 kV in occasione di incendi boschivi”, Istruzione Operativa (IO400DC) Terna, Italia, 19/05/2006.
- [11] GdL Efficienza 2005, “Ispezione ordinaria a vista da terra”, Istruzione Operativa (IO101MN) Terna, Italia, 04/11/2005.
- [12] M. Costa PO/ORG, “Manuale del processo: Dispacciamento e conduzione”, Istruzione Operativa (MPDC) Terna, Italia, 27/09/2006.
- [13] U.Colonna MAN, M. Costa PO/ORG, “Manuale del processo: Mantenimento”, Istruzione Operativa (MPMN) Terna, Italia, 13/04/2006.
- [14] V.Montagna ING/SGP, “Manuale del processo: Realizzazione Impianti”, Istruzione Operativa (MPRI) Terna, Italia, 31/05/2006.
- [14] P.Leone PRS/STA, “Manuale del processo: Sviluppo Rete”, Istruzione Operativa (MPSR) Terna, Italia, 19/12/2006.
- [15] A. Valant IMI, A. Posati SVT, “Manutenzione Stazioni e Linee AT”, Istruzione Operativa (IO008MN) Terna, Italia, 01/07/2004.
- [16] GdL Taglio Piante, “Monitoraggio e gestione interferenze con la vegetazione arborea”, Istruzione Operativa (IO109MN) Terna, Italia, 31/12/2007.

- [17] A. Gariel IMI/SVI, “Piano annuale di mantenimento impianti di potenza Terna - Linee”, Istruzione Operativa (IO013MN) Terna, Italia, 01/07/2004.
- [18] M. Bernardi, “Nuova mappatura della frequenza di fulminazione sul territorio italiano”, La protezione contro i fulmini e le novità normative CEI sull’impiantistica elettrica, CESI SIRF, Milano, Febbraio 2008.
- [19] F. Costa SA/PSG, “Manuale qualità, ambiente e per la sicurezza del lavoro e la tutela della salute”, Istruzione Operativa (MQAS) Terna, Italia, 15/10/2007.
- [20] GdL Taglio Piante, “Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete”, Istruzione Operativa (DPCM) Terna, ex art 1 comma 4, Italia, 11/05/2004.
- [21] R. Ranole, H.P. Mercure, “Influence of forest fire on power line insulation”, Sixth International Symposium on high voltage engineering, New Orleans, LA, USA, August 28 – September 1, 1989.
- [22] K. J. Sadurski, J. P. Reynders, “High voltage AC breakdown in presence of fires”, Sixth International Symposium on high voltage engineering, New Orleans, LA, USA, August 28 – September 1, 1989.
- [23] M. Morena, “Performans of external insulation in presence of flames due to sugar cane burning”, CIGRE 33-85 (WG-07), Prague, September 1985.
- [24] M. Akazaki, M. Hara, “Studies of long spark mechanism with floating particles”, *10<sup>th</sup> international conference on phenomena in ionised gases*, Oxford, 13/10/1971.
- [25] C. V. Powell, H. M. Ryan, “Breakdown characteristics of air at high temperatures”, *2nd international conference on gas discharges*, London, 11-15 September 1972.
- [26] H. M. Khalifa, R. M. Morris “Performance of line insulators under rain ice”, IEEE Trans. On PAS, Vol. PAS-97, No. 5, Sept./Oct. 1979.
- [27] T. Kawamura, K. Naito, “Influence of ice and snow”, CIGRE WG 33.01, *Guide for the evaluation of the dielectric strength of external insulation*, Chapter 10, CIGRE Technical Brochure no. 72, 1992.
- [28] J. Fonseca, K. Sadursky, A. Britten, M. Moreno, J. Van Name, “Influence of high temperature and combustion particles (presence of fire)”, CIGRE WG 33.01, *Guide for the evaluation of the dielectric strength of external insulation*, Chapter 11, CIGRE Technical Brochure no. 72, 1992.
- [29] R. Benato, L. Caciolli, C. Di Mario, A. Paolucci: "Linee miste aereo-cavo in altissima tensione", Atti della 101° CONFERENZA NAZIONALE AEIT, Capri, 16-20 settembre 2006. (ACN)
- [30] R. Benato, A. Mansoldo, A. Paolucci: "Prestazioni limite di cavi per AAT su lunghe distanze", *Rivista AEIT*, Vol. 92, N° 9, settembre 2005, pp. 8–18.

## ***Appendice***

- A.1*** *Variazione della freccia in funzione di temperatura e lunghezza campate*
- A.2*** *Interruzioni e guasti anno 2004*
- A.3*** *Interruzioni e guasti anno 2005*
- A.4*** *Interruzioni e guasti anno 2006*
- A.5*** *Interruzioni e guasti anno 2007*
- A.6*** *Interruzioni e guasti AOT Cagliari 2004-2008*
- A.7*** *Interruzioni e guasti AOT Firenze 2004-2008*
- A.8*** *Interruzioni e guasti AOT Milano 2004-2008*
- A.9*** *Interruzioni e guasti AOT Napoli 2004-2008*
- A.10*** *Interruzioni e guasti AOT Palermo 2004-2008*
- A.11*** *Interruzioni e guasti AOT Padova 2004-2008*
- A.12*** *Interruzioni e guasti AOT Roma 2004-2008*
- A.13*** *Interruzioni e guasti AOT Torino 2004-2008*
- A.14*** *Interruzioni e guasti 2004-2008: Zone geografiche*

**Appendice A.1**

<b>Variazione della freccia in funzione della temperatura e della lunghezza delle campate per i conduttori unificati</b>																										
		(m)		Lunghezza campata L (m)																						
				<200	≥200 <250	≥250 <300	≥300 <350	≥350 <400	≥400 <450	≥450 <500	≥500 <550	≥550 <600	≥600 <650	≥650 <700	≥700 <750	≥750 <800	≥800 <850	≥850 <900	≥900 <950	≥950 <1000	≥1000 <1050	≥1050 <1100	≥1100 <1150	≥1150 <1200		
Abbassamento del conduttore (m)	Nov Dic Gen Feb Mar	Posizione delle piante oggetto di rilievo (P)	Centro campata	Escursione termica 10-75°C	1.86	2.16	2.39	3.59	2.74	2.86	2.96	3.05	3.12	3.17	3.22	3.26	3.30	3.33	3.35	3.38	3.40	3.41	3.43	3.44	3.46	
			Posizione mediana		1.40	1.62	1.80	1.94	2.05	2.15	2.22	2.29	2.34	2.38	2.42	2.45	2.47	2.50	2.52	2.53	2.55	2.56	2.57	2.58	2.59	
			Prossimità sostegno		0.70	0.81	0.90	0.97	1.03	1.07	1.11	1.14	1.17	1.19	1.21	1.22	1.24	1.25	2.26	1.27	1.27	1.28	1.29	1.29	1.30	
	Apr Mag Giu Lug Ago Set Ott	Posizione delle piante oggetto di rilievo (P)	Centro campata		Escursione termica 10-75°C	1.29	1.48	1.63	1.75	1.86	1.94	2.02	2.08	2.13	2.17	2.20	2.23	2.26	2.28	2.30	2.32	2.33	2.35	2.36	2.37	2.38
			Posizione mediana			0.97	1.11	1.22	1.32	1.36	1.46	1.51	1.56	1.59	1.63	1.65	1.68	1.70	1.71	1.73	1.74	1.75	1.76	1.77	1.78	1.78
			Prossimità sostegno			0.49	0.55	0.61	0.66	0.70	0.73	0.76	0.78	0.80	0.81	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	8.88	0.88	0.88	0.89	0.89

Valori riferiti ad un conduttore Alluminio-Acciaio 31,5 mm con un tiro base nella condizione di EDS pari a 21% del carico di rottura, per campate amarro-amarro. Tali valori possono ritenersi validi per tutti i conduttori di linea con una approssimazione del ± 5%.

Appendice A.2.1

Interruzioni lunghe - Sistemi 2004									
Vista Sistemi	Consistenza	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							TOTALI
		Interruzioni correlate con:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	
			rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elektriche Riduz isolamento ecc	
km	n	n	n	n	n	n	n		
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>	2	10	10	5			<b>27</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	9	8	16	5	3	5	<b>46</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	61	58	78	16	10	9	<b>232</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	72	76	104	26	13	14	<b>305</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

Appendice A.2.2

Interruzioni lunghe per cause governabili - Sistemi 2004										
Vista sistemi	Consistenza	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI								
		Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio	TOTALE
	km	n	n	n	n	n	n	n	n	
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>				1				<b>1</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>					1			<b>1</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	4	1		3	4	2		<b>14</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>16</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

N.B.: Sono escluse le interruzioni lunghe per cause esterne e per intervento protezioni di riserva; nelle 'anomalie gravi' sono incluse le interruzioni lunghe per le quali non è stato individuato nulla durante l'ispezione ovvero non è stata richiesta l'ispezione



Appendice A.2.3

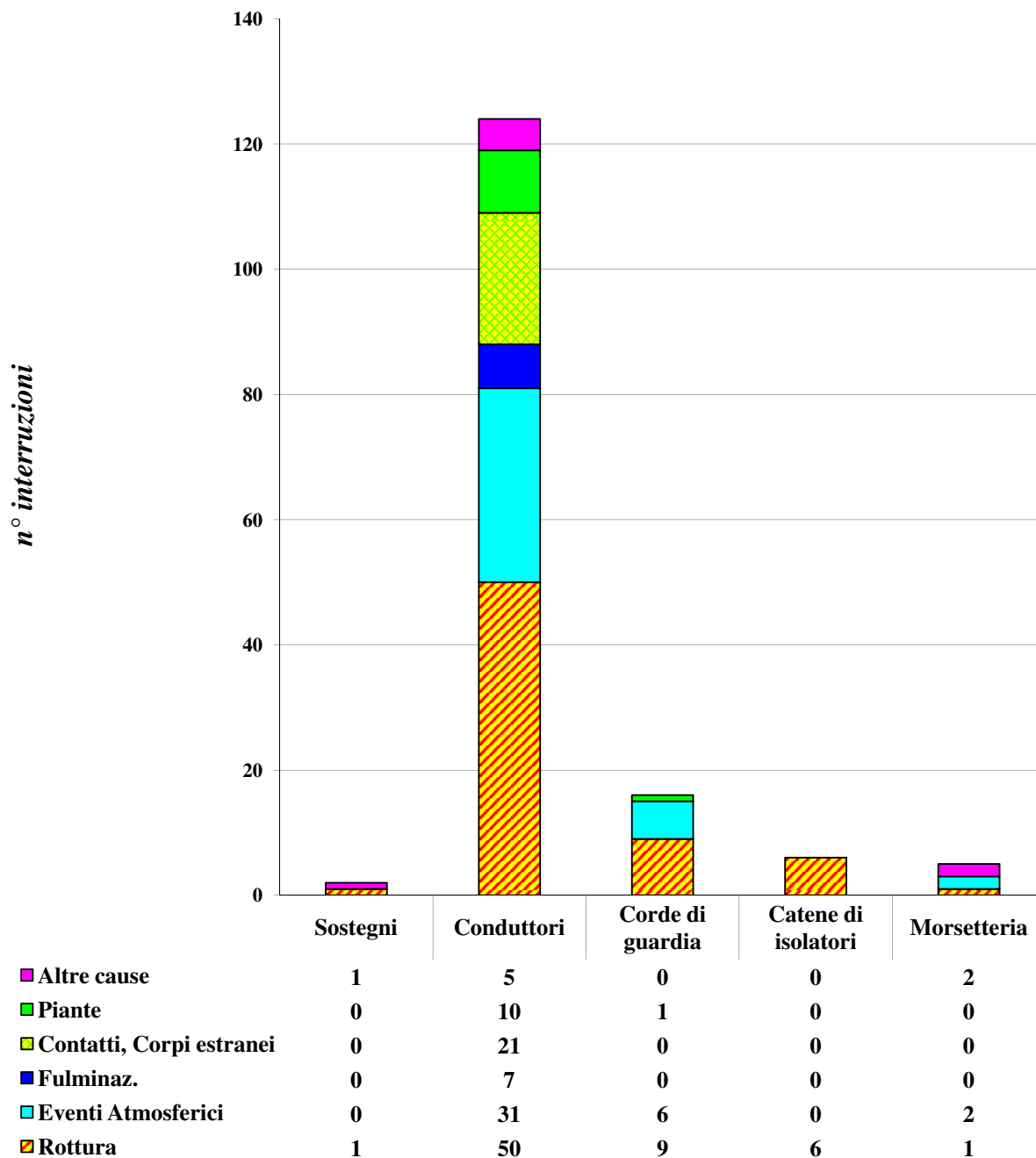
Interruzioni lunghe - Componenti 2004										
Vista per Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							TOTALI
			Interruzioni:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	
	n	km		rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elettriche Riduz isolamento ecc	
<b>Sostegni (con fondazioni)</b>	<b>14354</b>		<i>guasti</i>	1					1	<b>2</b>
<b>Conduttori*</b>		<b>15075</b>	<i>guasti</i>	50	31	7	21	10	5	<b>124</b>
<b>Corde di guardia**</b>		<b>5677,0</b>	<i>guasti</i>	9	6			1		<b>16</b>
<i>di cui con fibra ottica</i>		1.261,0	<i>guasti</i>							
<i>di cui senza fibra ottica</i>		4.416,0	<i>guasti</i>	9	6			1		<b>16</b>
<b>Catene di isolatori</b>	<b>121288</b>		<i>guasti</i>	6						<b>6</b>
<b>Morsetteria***</b>	<b>14354</b>		<i>guasti</i>	1	2				2	<b>5</b>
<i>di cui Sfere di segnalazione</i>	3421		<i>guasti</i>							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

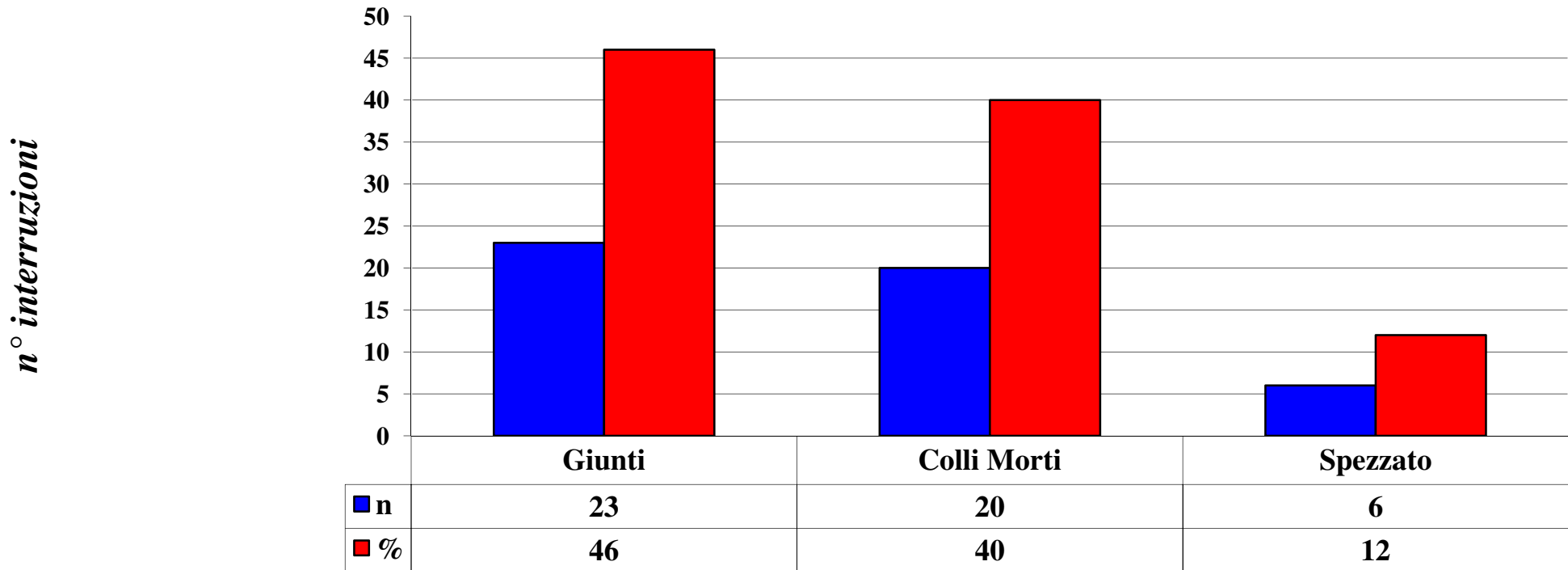
\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

\*\*\* Si intende unità di morsetteria l'insieme della morsetteria di un sostegno

**Interruzioni lunghe correlate a GUASTI dei componenti per singola causa**



*Analisi cause rotture conduttore*



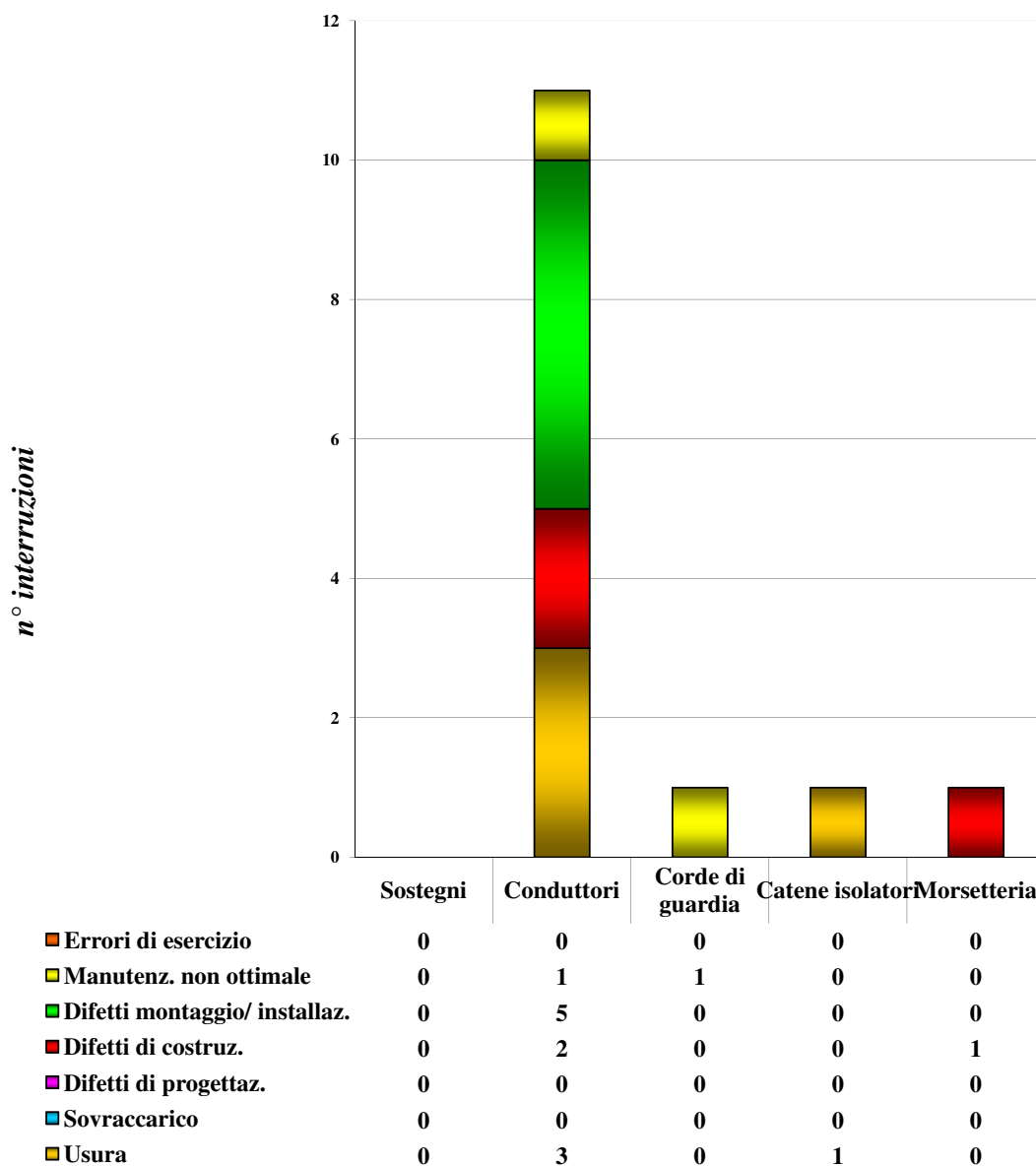
Interruzioni lunghe per cause governabili - Componenti 2004											
Vista Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI								TOTALE
			Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio	
	n	km			n	n	n	n	n	n	n
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti								
Conduttori*		15075	guasti	3			2	5	1		11
Corde di guardia**		5677,0	guasti						1		1
<i>di cui con fibra ottica</i>		1.261,0	guasti								
<i>di cui senza fibra ottica</i>		4.416,0	guasti						1		1
Catene di isolatori	121288		guasti	1							1
Morsetteria***	14354		guasti				1				1
<i>di cui Sfere di segnalazione</i>	3421		guasti								

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

\*\*\* Per unità di morsetteria si intende l'insieme della morsetteria di un sostegno

*Interruzioni lunghe correlate a GUASTI per cause governabili - Componenti*



Appendice A.3.1

Interruzioni lunghe - Sistemi 2005									
Vista Sistemi	Consistenza	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							TOTALI
		Interruzioni correlate con:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	
			rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elektriche Riduz isolamento ecc	
km	n	n	n	n	n	n	n		
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>	4	7	8	1	2	4	<b>26</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	13	10	12	5		3	<b>43</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	49	44	72	10	12	8	<b>195</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	66	61	92	16	14	15	<b>264</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

Appendice A.3.2

Interruzioni lunghe per cause governabili - Sistemi 2005										
Vista sistemi	Consistenza km	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI								TOTALE
		Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio	
			n	n	n	n	n	n	n	n
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>								<b>0</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	<i>1</i>							<b>1</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	<i>13</i>	<i>2</i>			<i>1</i>			<b>16</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	<b>14</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>17</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

N.B.: Sono escluse le interruzioni lunghe per cause esterne e per intervento protezioni di riserva; nelle 'anomalie gravi' sono incluse le interruzioni lunghe per le quali non è stato individuato nulla durante l'ispezione ovvero non è stata richiesta l'ispezione

Appendice A.3.3

Interruzioni lunghe - Componenti 2005										
Vista per Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							
			Interruzioni:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	TOTALI
	rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità		Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elettriche Riduz isolamento ecc	n		
n	km		n	n	n	n	n	n	n	
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti		2			1		3
Conduttori*		15075	guasti	40	27	3	12	11	6	99
Corde di guardia**		5677,0	guasti	17	3		3			23
di cui con fibra ottica		1.261,0	guasti							
di cui senza fibra ottica		4.416,0	guasti	17	3		3			23
Catene di isolatori	121288		guasti	6	2	2				10
Morsetteria***	14354		guasti	2						2
di cui Sfere di segnalazione	3421		guasti							

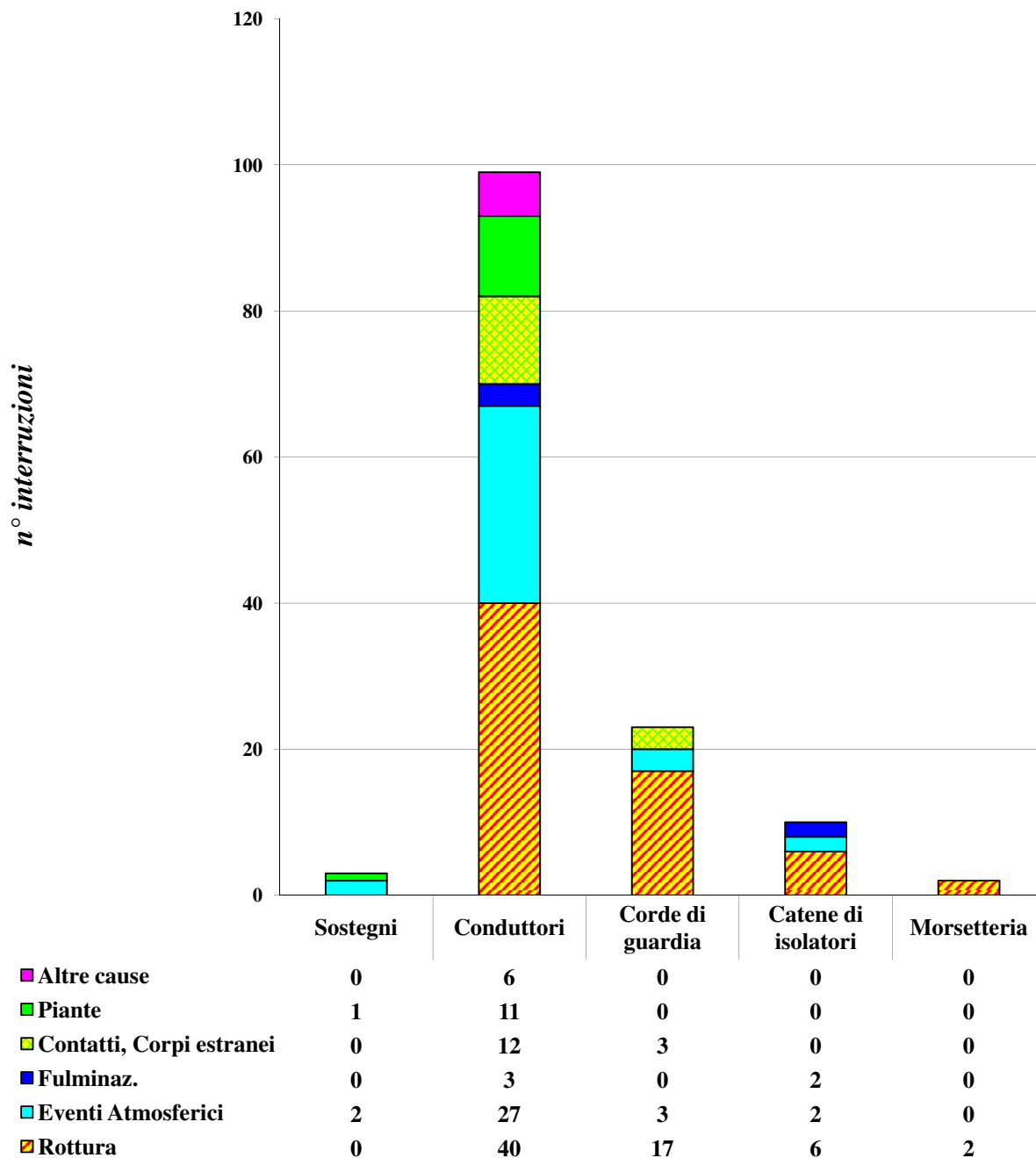
\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

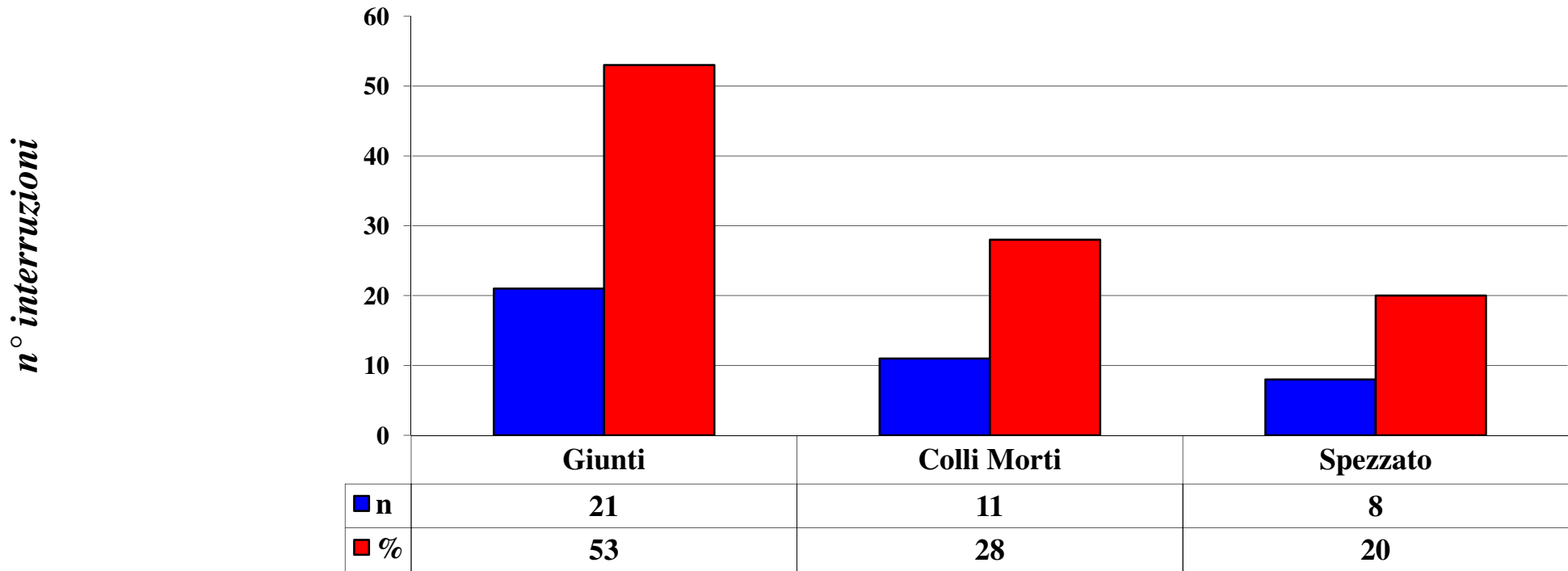
\*\*\* Si intende unità di morsetteria l'insieme della morsetteria di un sostegno



*Interruzioni lunghe correlate a GUASTI dei componenti per singola causa*



*Analisi cause rotture conduttore*



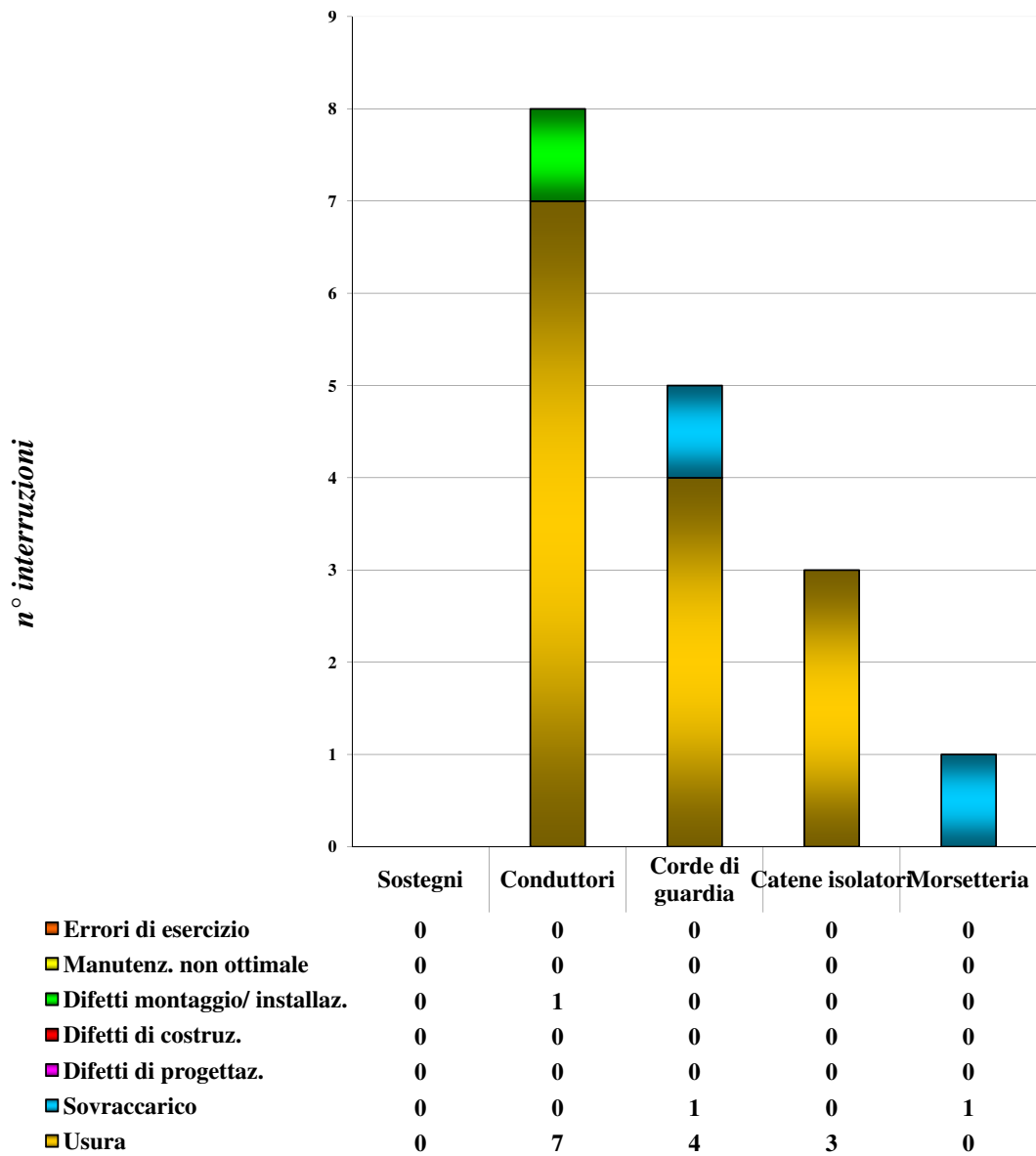
Appendice A.3.6

Interruzioni lunghe per cause governabili - Componenti 2005										
Vista Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI							
			Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio
	n	km			n	n	n	n	n	n
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti							
Conduttori*		15075	guasti	7				1		8
Corde di guardia**		5677,0	guasti	4	1					5
di cui con fibra ottica		1.261,0	guasti							
di cui senza fibra ottica		4.416,0	guasti	4	1					5
Catene di isolatori	121288		guasti	3						3
Morsetteria***	14354		guasti		1					1
di cui Sfere di segnalazione	3421		guasti							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

**Interruzioni lunghe correlate a GUASTI per cause governabili - Componenti**



Appendice A.4.1

Interruzioni lunghe - Sistemi 2006									
Vista Sistemi	Consistenza	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							TOTALI
		Interruzioni correlate con:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	
			rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elektriche Riduz isolamento ecc	
km	n	n	n	n	n	n	n		
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>	3	10	7	1	6	2	<b>29</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	6	16	25	2	8	7	<b>64</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	40	47	67	9	11	10	<b>184</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	49	73	99	12	25	19	<b>277</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

Appendice A.4.2

Interruzioni lunghe per cause governabili - Sistemi 2006										
Vista sistemi	Consistenza km	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI								TOTALE
		Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio	
			n	n	n	n	n	n	n	n
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>	<i>1</i>							<b>1</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	<i>3</i>	<i>1</i>						<b>4</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	<i>10</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>1</i>				<b>13</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	<b>14</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>18</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

N.B.: Sono escluse le interruzioni lunghe per cause esterne e per intervento protezioni di riserva; nelle 'anomalie gravi' sono incluse le interruzioni lunghe per le quali non è stato individuato nulla durante l'ispezione ovvero non è stata richiesta l'ispezione

Appendice A.4.3

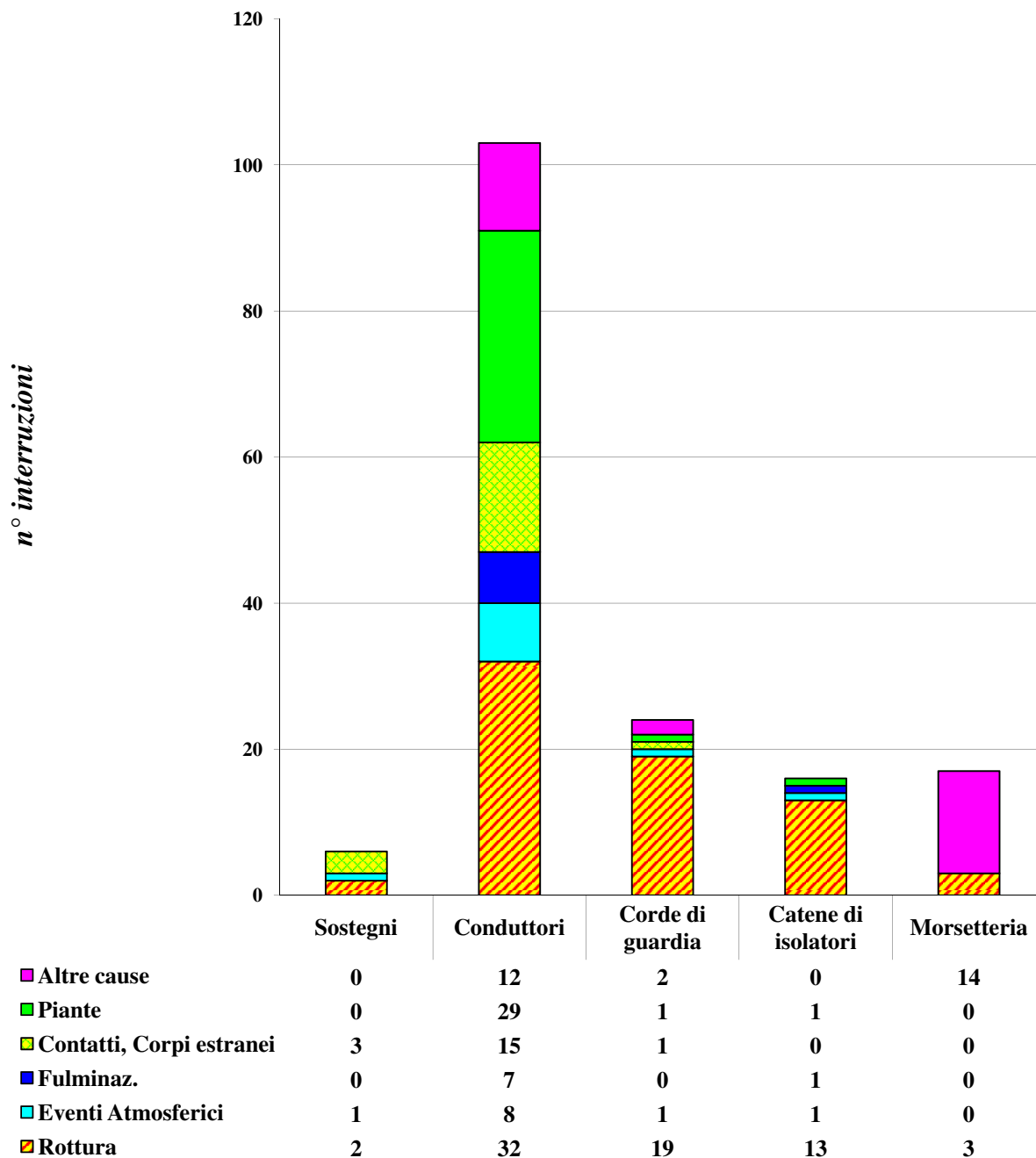
Interruzioni lunghe - Componenti 2006										
Vista per Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							TOTALI
			Interruzioni:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	
	n	km		rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elettriche Riduz isolamento ecc	
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti	1						1
Conduttori*		15075	guasti	28	9	4	10	14	2	67
Corde di guardia**		5677,0	guasti	13	1			1		15
di cui con fibra ottica		1.261,0	guasti	2						2
di cui senza fibra ottica		4.416,0	guasti	11	1			1		13
Catene di isolatori	121288		guasti	4	8	3	1		2	18
Morsetteria***	14354		guasti	3					6	9
di cui Sfere di segnalazione	3421		guasti							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

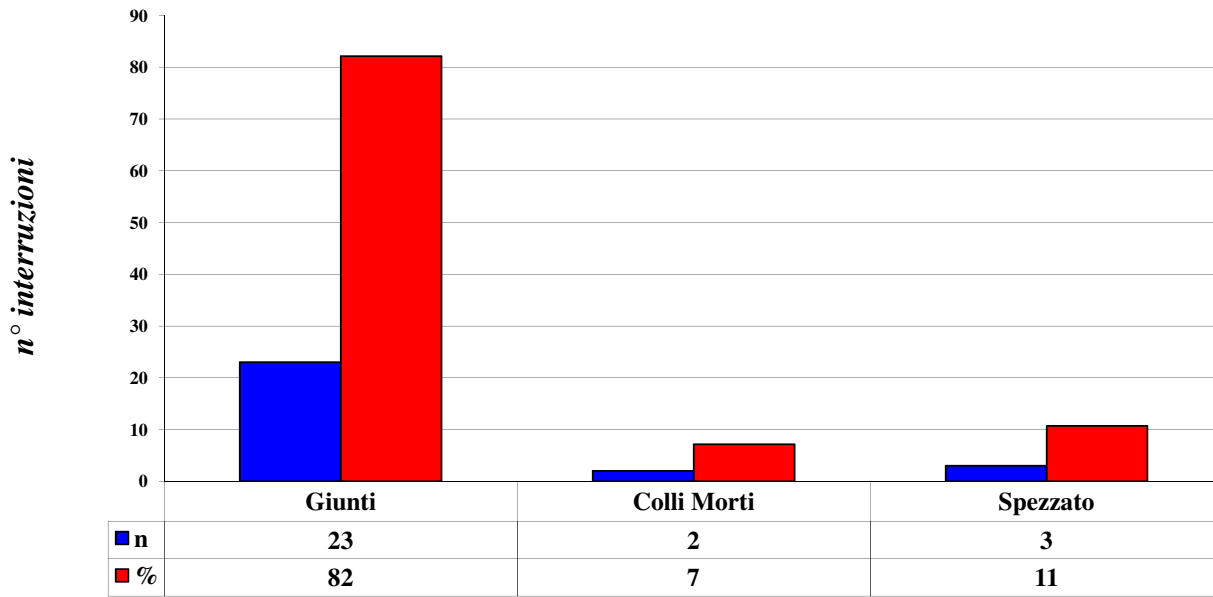
\*\*\* Si intende unità di morsetteria l'insieme della morsetteria di un sostegno

*Interruzioni lunghe correlate a GUASTI dei componenti per singola causa*

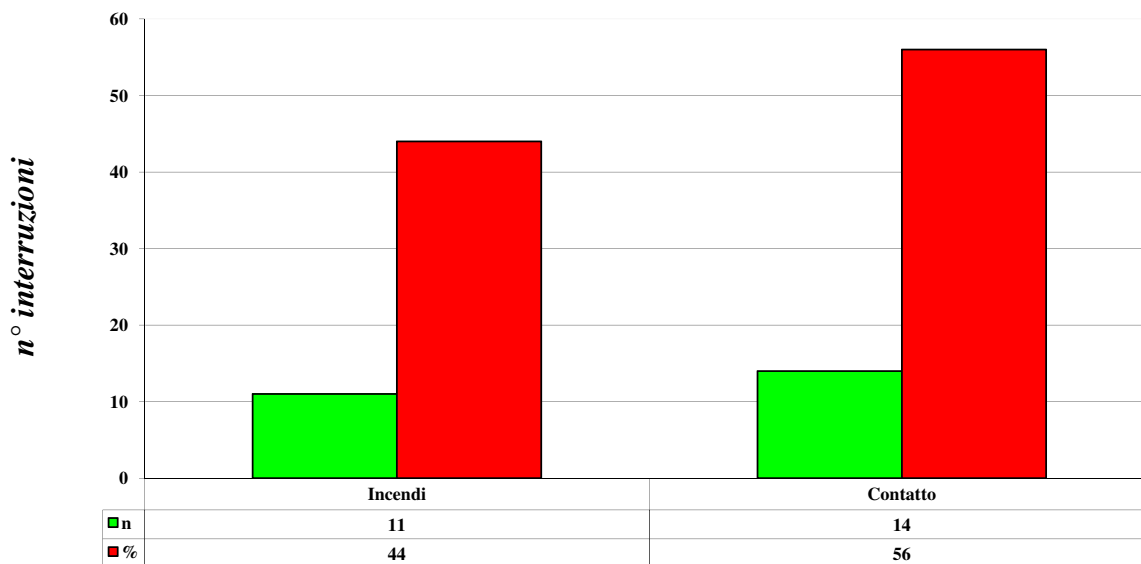




*Analisi cause rotture conduttore*



*Analisi cause interruzioni per piante*



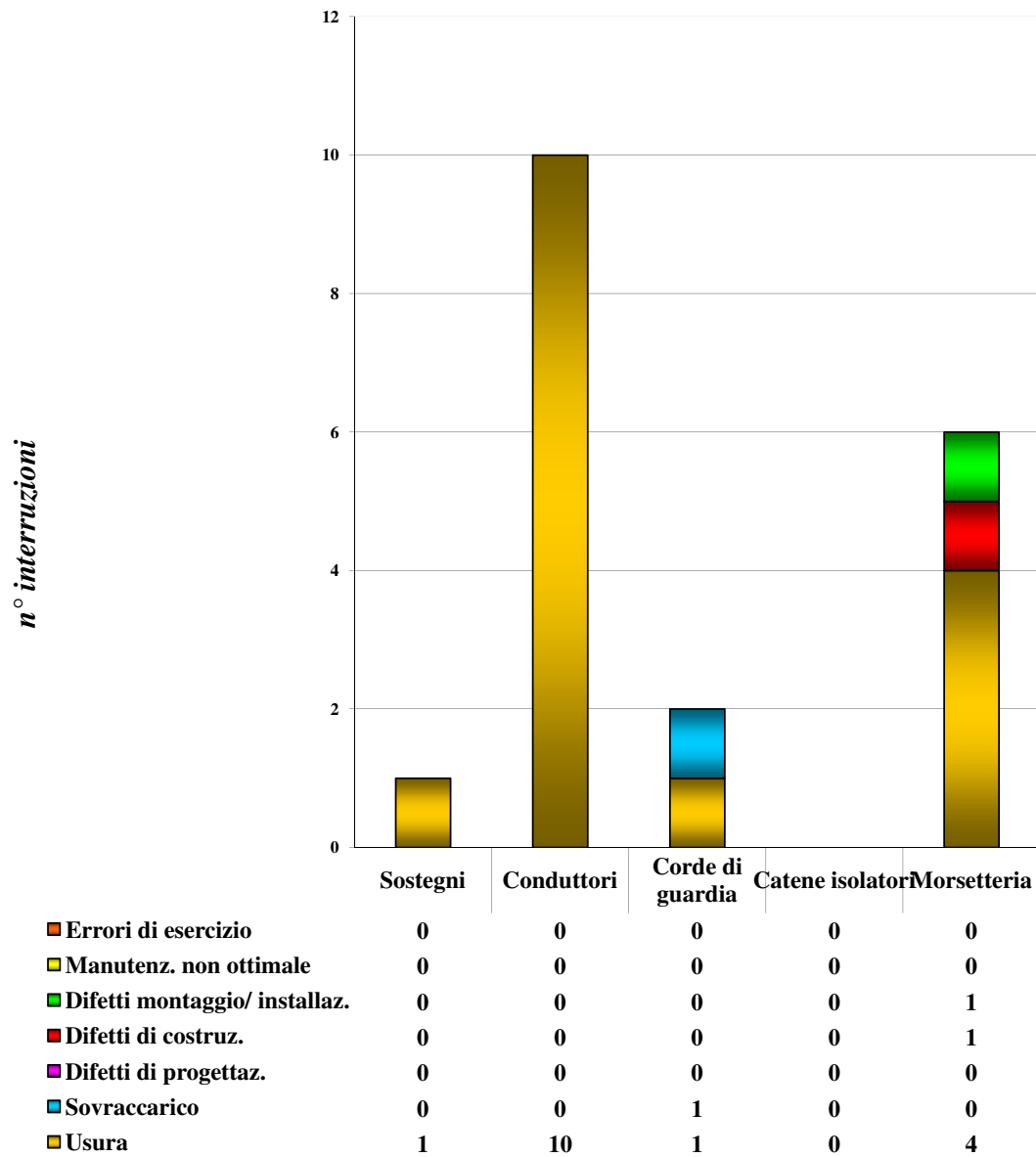
Appendice A.4.6

Interruzioni lunghe per cause governabili - Componenti 2006										
Vista Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI							
			Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio
	n	km			n	n	n	n	n	n
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti							
Conduttori*		15075	guasti	7		1				8
Corde di guardia**		5677,0	guasti	4						4
di cui con fibra ottica		1.261,0	guasti	1						1
di cui senza fibra ottica		4.416,0	guasti	3						3
Catene di isolatori	121288		guasti	3						3
Morsetteria***	14354		guasti		2		1			3
di cui Sfere di segnalazione	3421		guasti							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

*Interruzioni lunghe correlate a GUASTI per cause governabili - Componenti*



Appendice A.5.1

Interruzioni lunghe - Sistemi 2007									
Vista Sistemi	Consistenza	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							TOTALI
		Interruzioni correlate con:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	
			rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elektriche Riduz isolamento ecc	
km	n	n	n	n	n	n	n		
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>	8	11	3	7	32	10	<b>71</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	13	11	10	1	25	12	<b>72</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	49	19	48	12	38	27	<b>193</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	70	41	61	20	95	49	<b>336</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

Appendice A.5.2

Interruzioni lunghe per cause governabili - Sistemi 2007										
Vista sistemi	Consistenza km	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI								TOTALE
		Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio	
			n	n	n	n	n	n	n	n
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>	2	1						<b>3</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	4							<b>4</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	10			1	1			<b>12</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	<b>16</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>19</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

*N.B.:* Sono escluse le interruzioni lunghe per cause esterne e per intervento protezioni di riserva; nelle 'anomalie gravi' sono incluse le interruzioni lunghe per le quali non è stato individuato nulla durante l'ispezione ovvero non è stata richiesta l'ispezione

Appendice A.5.3

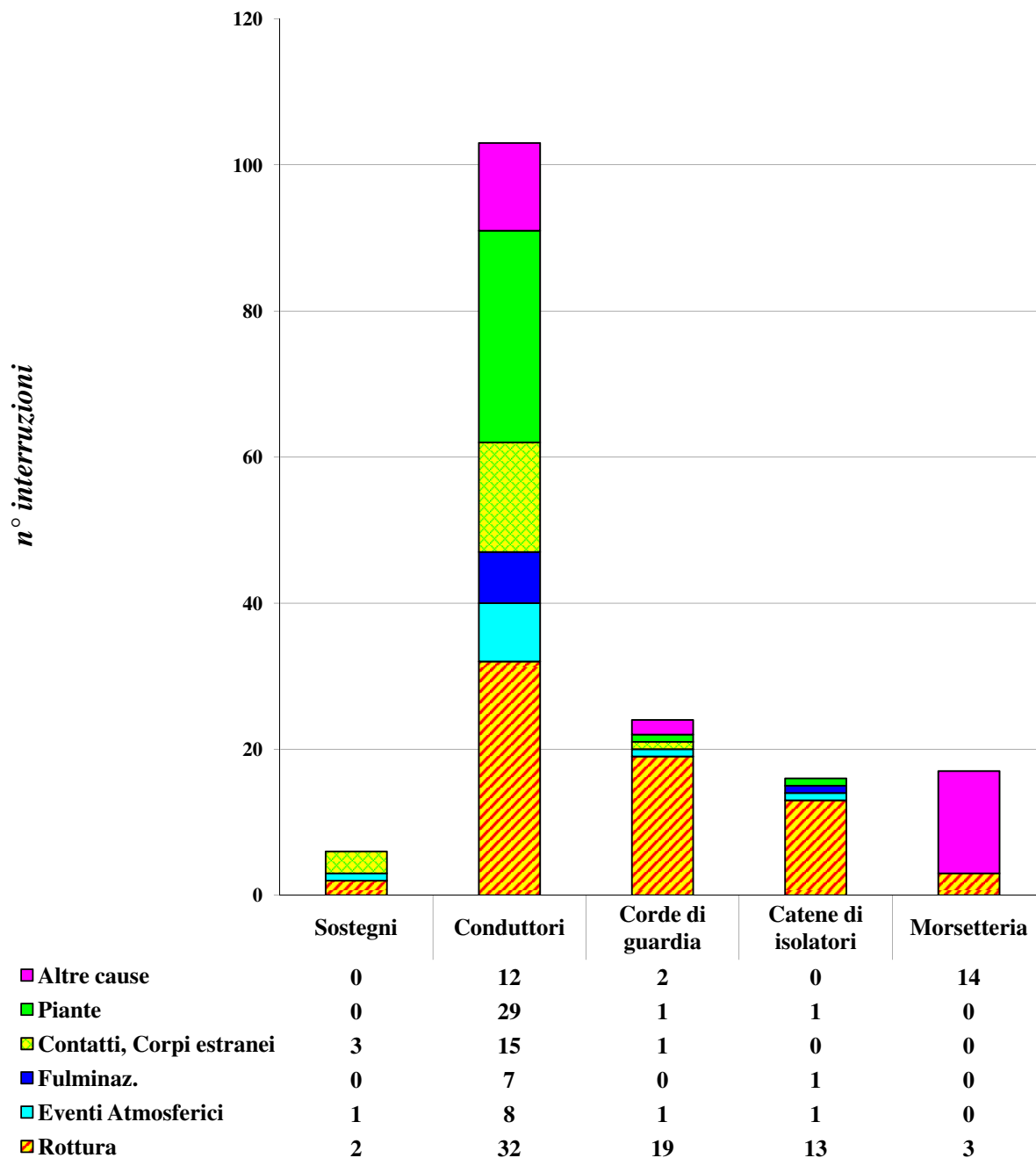
Interruzioni lunghe - Componenti 2007										
Vista per Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							TOTALI
			Interruzioni:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	
	n	km		rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elettriche Riduz isolamento ecc	
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti	2	1		3			6
Conduttori*		15075	guasti	32	8	7	15	29	12	103
Corde di guardia**		5677,0	guasti	19	1		1	1	2	24
di cui con fibra ottica		1.261,0	guasti	3				1		4
di cui senza fibra ottica		4.416,0	guasti	16	1		1		2	20
Catene di isolatori	121288		guasti	13	1	1		1		16
Morsetteria***	14354		guasti	3					14	17
di cui Sfere di segnalazione	3421		guasti	1						1

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

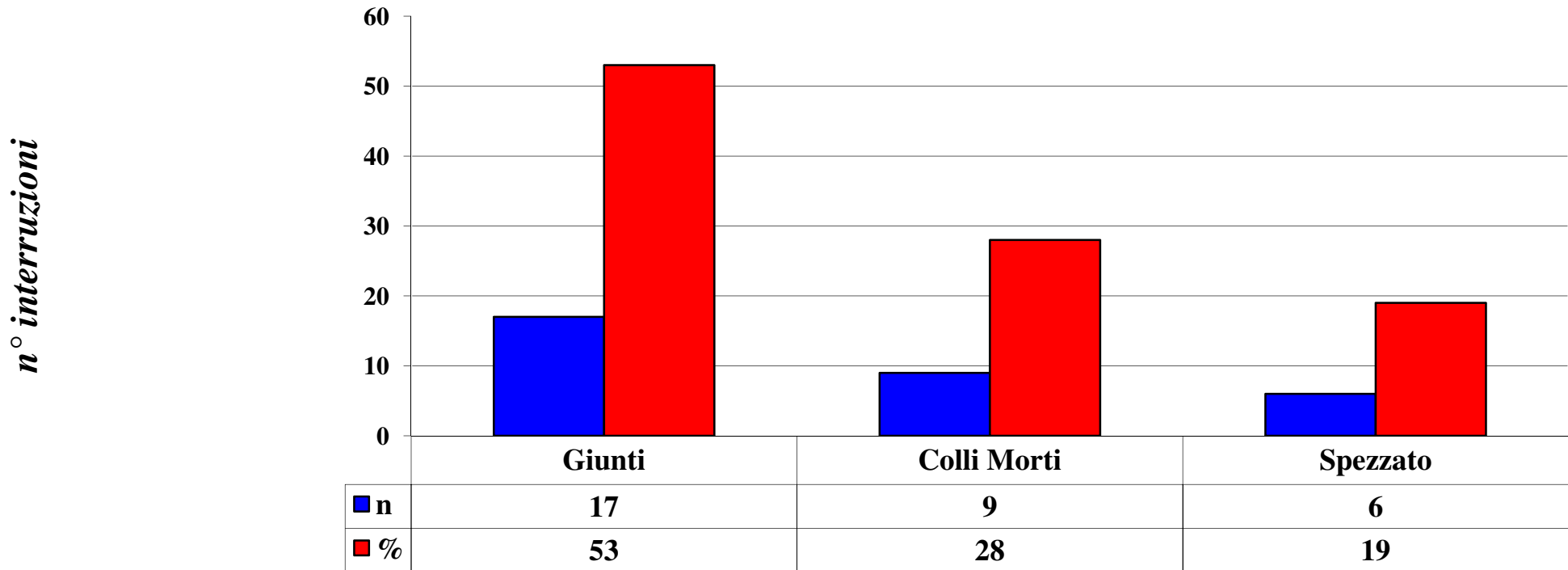
\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

\*\*\* Si intende unità di morsetteria l'insieme della morsetteria di un sostegno

*Interruzioni lunghe correlate a GUASTI dei componenti per singola causa*



*Analisi cause rotture conduttore*





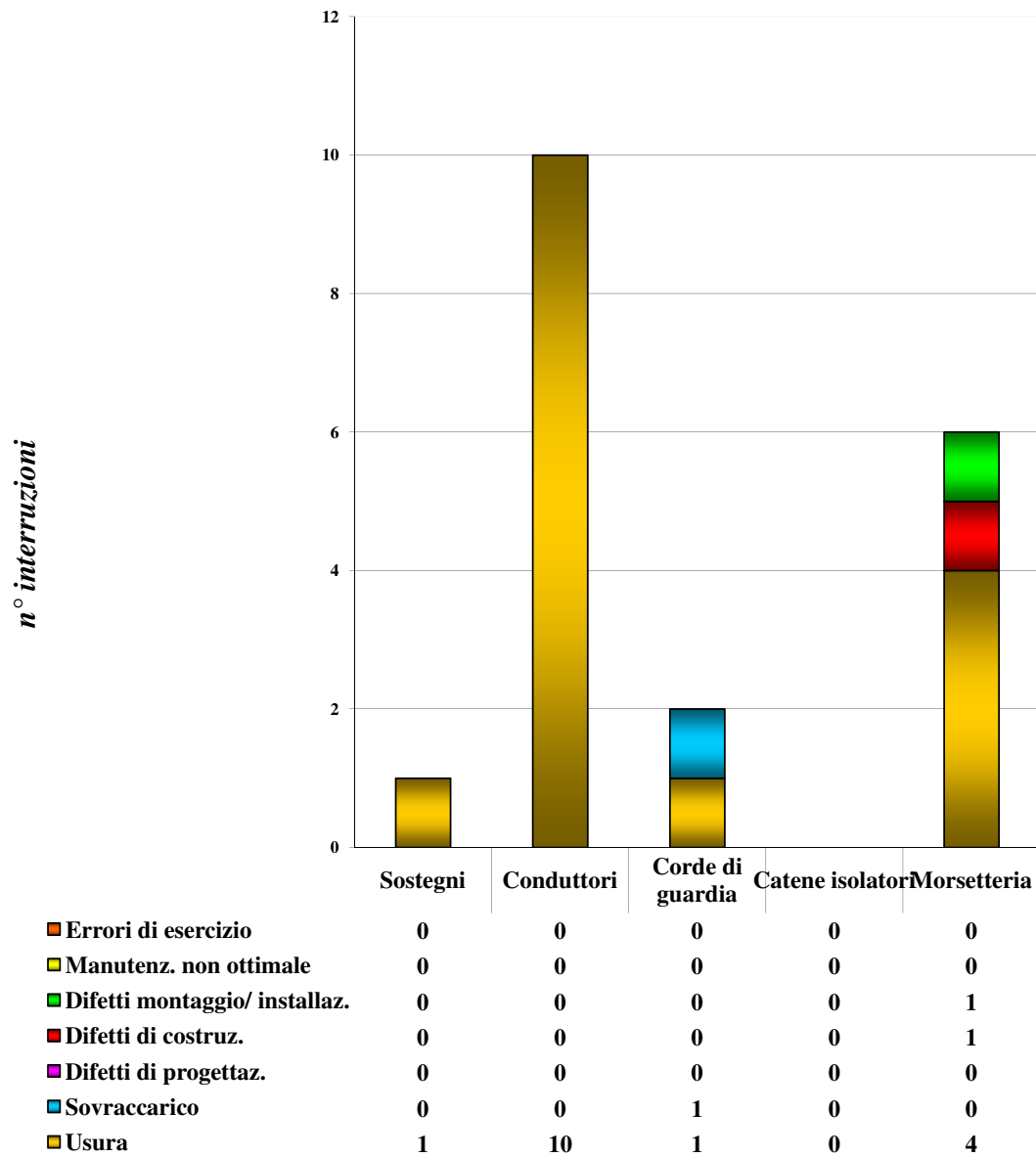
Appendice A.5.6

Interruzioni lunghe per cause governabili - Componenti 2007										
Vista Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI							
			Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio
	n	km			n	n	n	n	n	n
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti	1						1
Conduttori*		15075	guasti	10						10
Corde di guardia**		5677,0	guasti	1	1					2
di cui con fibra ottica		1.261,0	guasti							
di cui senza fibra ottica		4.416,0	guasti	1	1					2
Catene di isolatori	121288		guasti							
Morsetteria***	14354		guasti	4			1	1		6
di cui Sfere di segnalazione	3421		guasti							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

*Interruzioni lunghe correlate a GUASTI per cause governabili - Componenti*



Appendice A.6.1

Interruzioni lunghe - Sistemi AOT CA									
Vista Sistemi	Consistenza	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							
		Interruzioni correlate con:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	TOTALI
			rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elektriche Riduz isolamento ecc	
km	n	n	n	n	n	n	n		
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>	1						<b>1</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	2				1	2	<b>5</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	13	19	8	7	4	7	<b>58</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	16	19	8	7	5	9	<b>64</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

Appendice A.6.2

Interruzioni lunghe per cause governabili - Sistemi AOT CA										
Vista sistemi	Consistenza km	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI								TOTALE
		Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio	
			n	n	n	n	n	n	n	n
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>								<b>0</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>								<b>0</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	<i>1</i>	<i>1</i>						<b>2</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	<b><i>1</i></b>	<b><i>1</i></b>	<b><i>0</i></b>	<b><i>0</i></b>	<b><i>0</i></b>	<b><i>0</i></b>	<b><i>0</i></b>	<b><i>2</i></b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

N.B.: Sono escluse le interruzioni lunghe per cause esterne e per intervento protezioni di riserva; nelle 'anomalie gravi' sono incluse le interruzioni lunghe per le quali non è stato individuato nulla durante l'ispezione ovvero non è stata richiesta l'ispezione

Appendice A.6.3

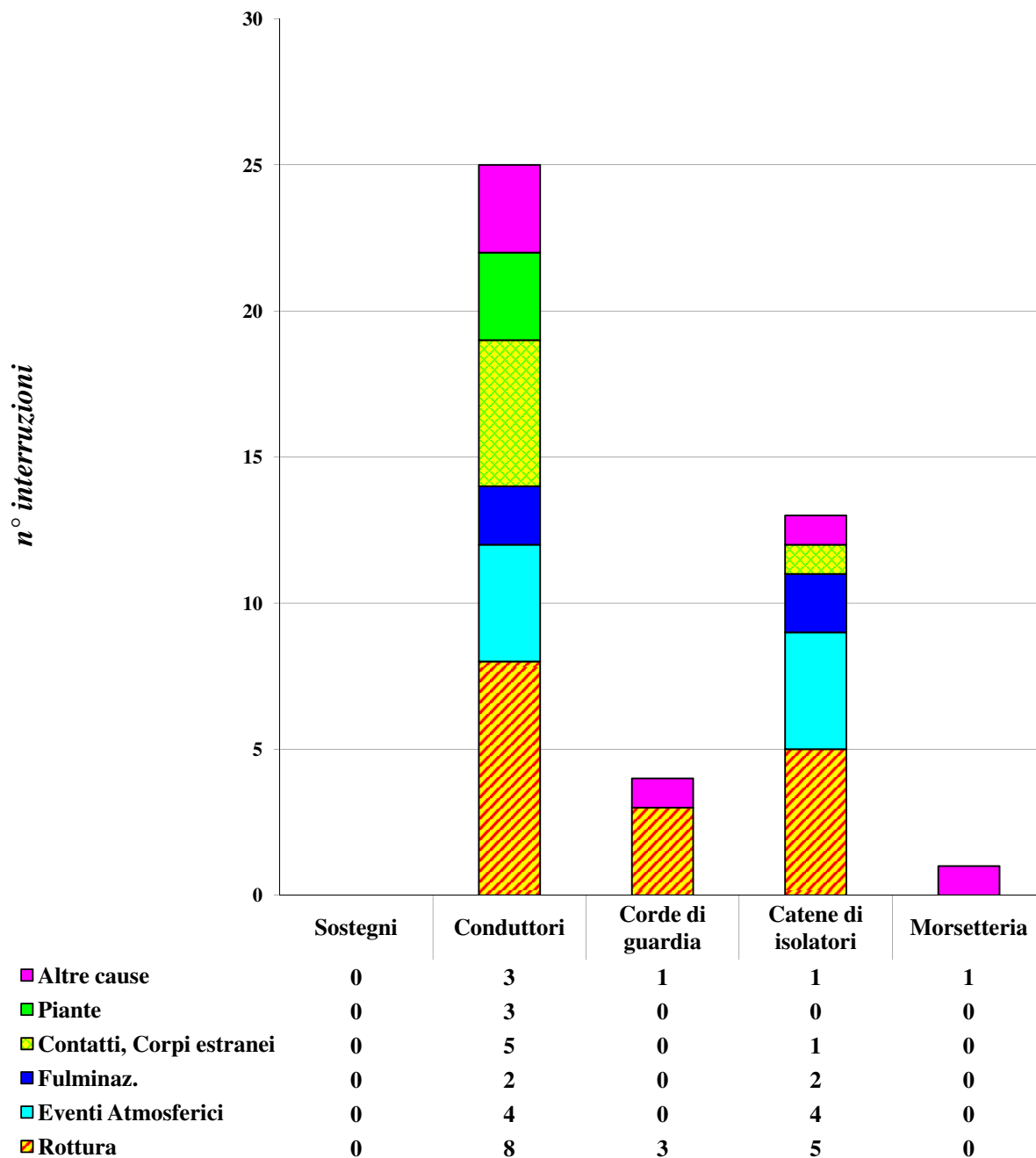
Interruzioni lunghe - Componenti AOT CA										
Vista per Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							TOTALI
			Interruzioni:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	
	n	km		rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elettriche Riduz isolamento ecc	
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti							
Conduttori*		15075	guasti	8	4	2	5	3	3	25
Corde di guardia**		5677,0	guasti	3					1	4
<i>di cui con fibra ottica</i>		1.261,0	guasti							
<i>di cui senza fibra ottica</i>		4.416,0	guasti	3					1	4
Catene di isolatori	121288		guasti	5	4	2	1		1	13
Morsetteria***	14354		guasti						1	1
<i>di cui Sfere di segnalazione</i>	3421		guasti							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

\*\*\* Si intende unità di morsetteria l'insieme della morsetteria di un sostegno

*Interruzioni lunghe correlate a GUASTI dei componenti per singola causa*



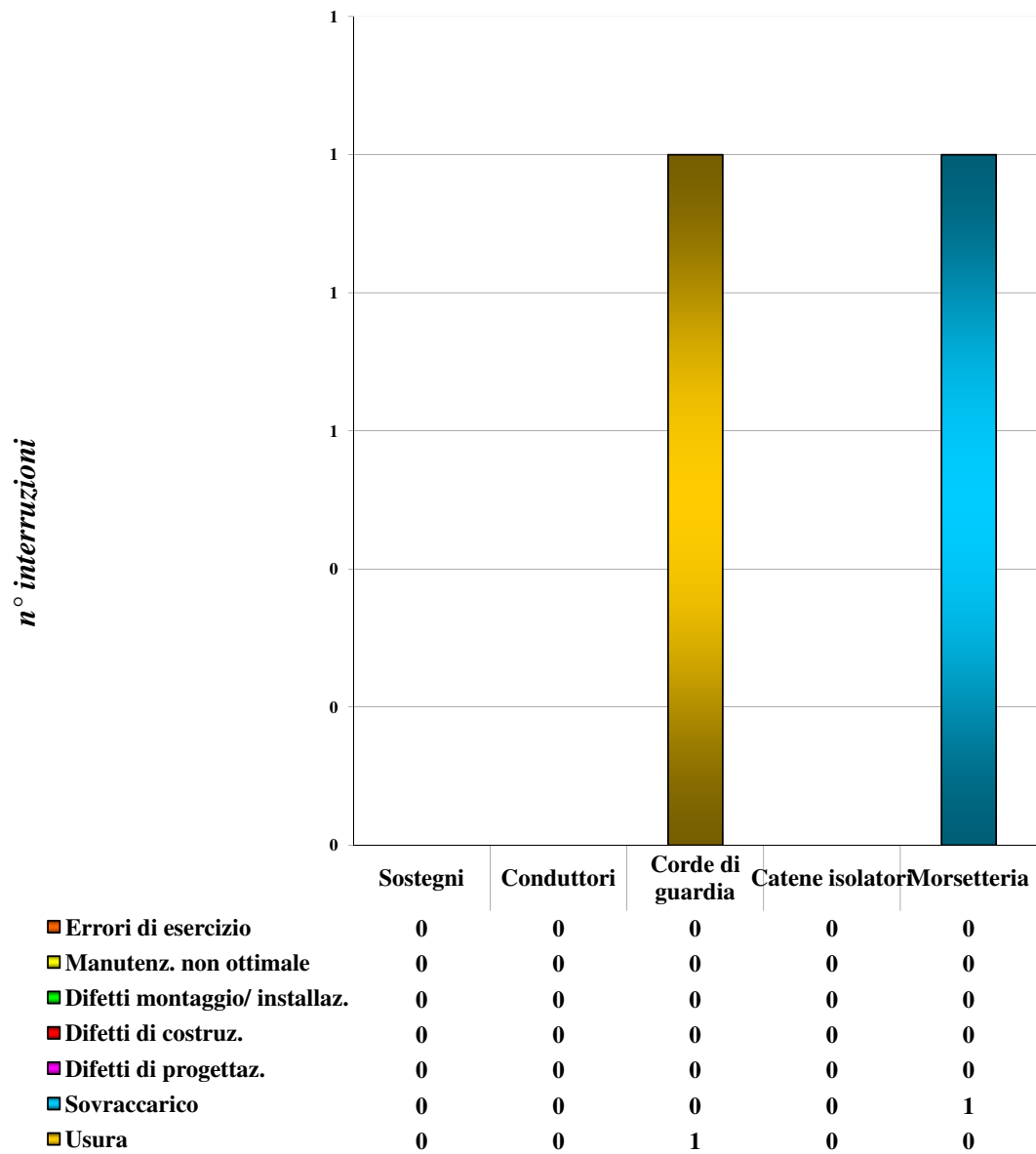
Appendice A.6.5

Interruzioni lunghe per cause governabili - Componenti AOT CA										
Vista Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI							
			Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio
	n	km			n	n	n	n	n	n
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti							
Conduttori*		15075	guasti							
Corde di guardia**		5677,0	guasti	1						1
di cui con fibra ottica		1.261,0	guasti							
di cui senza fibra ottica		4.416,0	guasti	1						1
Catene di isolatori	121288		guasti							
Morsetteria***	14354		guasti		1					1
di cui Sfere di segnalazione	3421		guasti							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

*Interruzioni lunghe correlate a GUASTI per cause governabili - Componenti*





Appendice A.7.1

Interruzioni lunghe - Sistemi AOT FI									
Vista Sistemi	Consistenza	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							TOTALI
		Interruzioni correlate con:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	
			rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elettriche Riduz isolamento ecc	
km	n	n	n	n	n	n	n		
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>	1		2	4	3	1	<b>11</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	1	1		3		1	<b>6</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	16	22	41	10	10	7	<b>106</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	18	23	43	17	13	9	<b>123</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

Appendice A.7.2

Interruzioni lunghe per cause governabili - Sistemi AOT FI										
Vista sistemi	Consistenza km	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI								TOTALE
		Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio	
			n	n	n	n	n	n	n	n
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>								<b>0</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>								<b>0</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>				<i>1</i>				<b>1</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

N.B.: Sono escluse le interruzioni lunghe per cause esterne e per intervento protezioni di riserva; nelle 'anomalie gravi' sono incluse le interruzioni lunghe per le quali non è stato individuato nulla durante l'ispezione ovvero non è stata richiesta l'ispezione

Appendice A.7.3

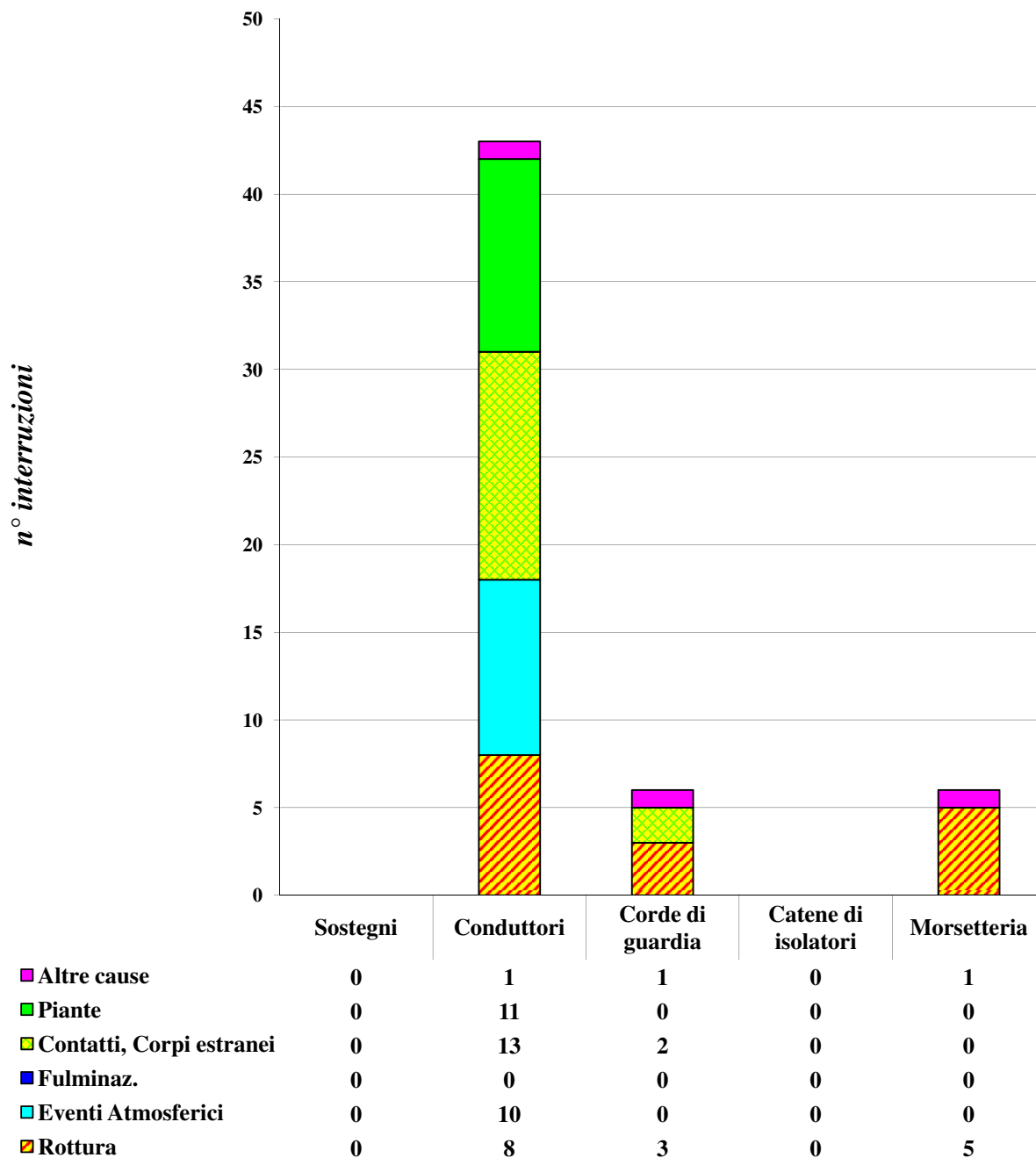
Interruzioni lunghe - Componenti AOT FI										
Vista per Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							TOTALI
			Interruzioni:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	
	n	km		rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elettriche Riduz isolamento ecc	
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti							
Conduttori*		15075	guasti	8	10		13	11	1	43
Corde di guardia**		5677,0	guasti	3			2		1	6
<i>di cui con fibra ottica</i>		1.261,0	guasti							
<i>di cui senza fibra ottica</i>		4.416,0	guasti	3			2		1	6
Catene di isolatori	121288		guasti							
Morsetteria***	14354		guasti	5					1	6
<i>di cui Sfere di segnalazione</i>	3421		guasti							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

\*\*\* Si intende unità di morsetteria l'insieme della morsetteria di un sostegno

**Interruzioni lunghe correlate a GUASTI dei componenti per singola causa**



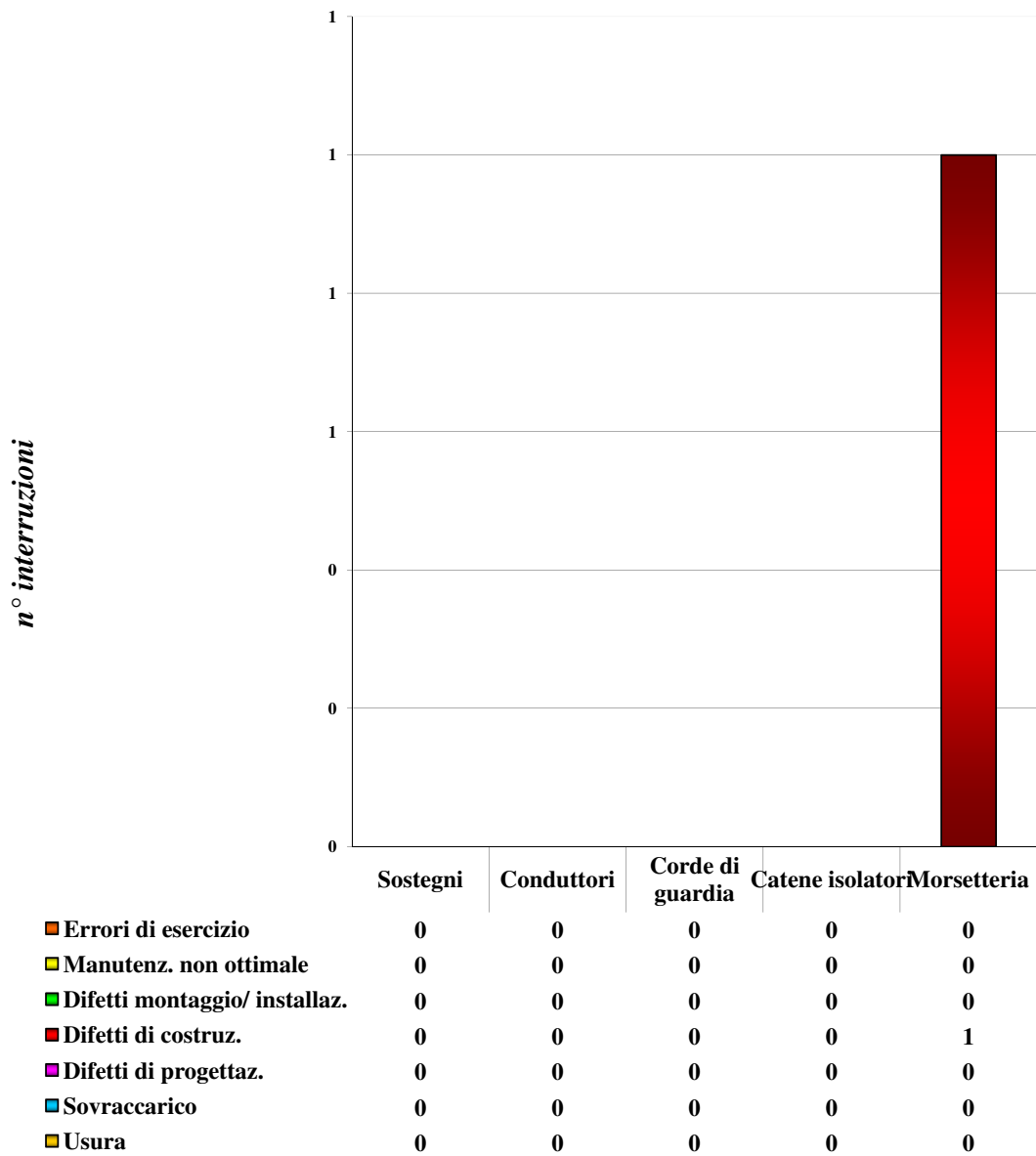
Appendice A.7.5

Interruzioni lunghe per cause governabili - Componenti AOT FI										
Vista Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI							
			Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio
	n	km			n	n	n	n	n	n
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti							
Conduttori*		15075	guasti							
Corde di guardia**		5677,0	guasti							
di cui con fibra ottica		1.261,0	guasti							
di cui senza fibra ottica		4.416,0	guasti							
Catene di isolatori	121288		guasti							
Morsetteria***	14354		guasti				1			1
di cui Sfere di segnalazione	3421		guasti							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

*Interruzioni lunghe correlate a GUASTI per cause governabili - Componenti*



Appendice A.8.1

Interruzioni lunghe - Sistemi AOT MI									
Vista Sistemi	Consistenza	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							
		Interruzioni correlate con:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	TOTALI
			rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elektriche Riduz isolamento ecc	
km	n	n	n	n	n	n	n		
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>	3	2	5		4	7	<b>21</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	4	3	2		1		<b>10</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	12	12	34		8	2	<b>68</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	19	17	41		13	9	<b>99</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

Appendice A.8.2

Interruzioni lunghe per cause governabili - Sistemi AOT MI										
Vista sistemi	Consistenza km	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI								TOTALE
		Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio	
			n	n	n	n	n	n	n	n
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>		<i>1</i>						<b>1</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	<i>1</i>							<b>1</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>		<i>1</i>						<b>1</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

N.B.: Sono escluse le interruzioni lunghe per cause esterne e per intervento protezioni di riserva; nelle 'anomalie gravi' sono incluse le interruzioni lunghe per le quali non è stato individuato nulla durante l'ispezione ovvero non è stata richiesta l'ispezione



Appendice A.8.3

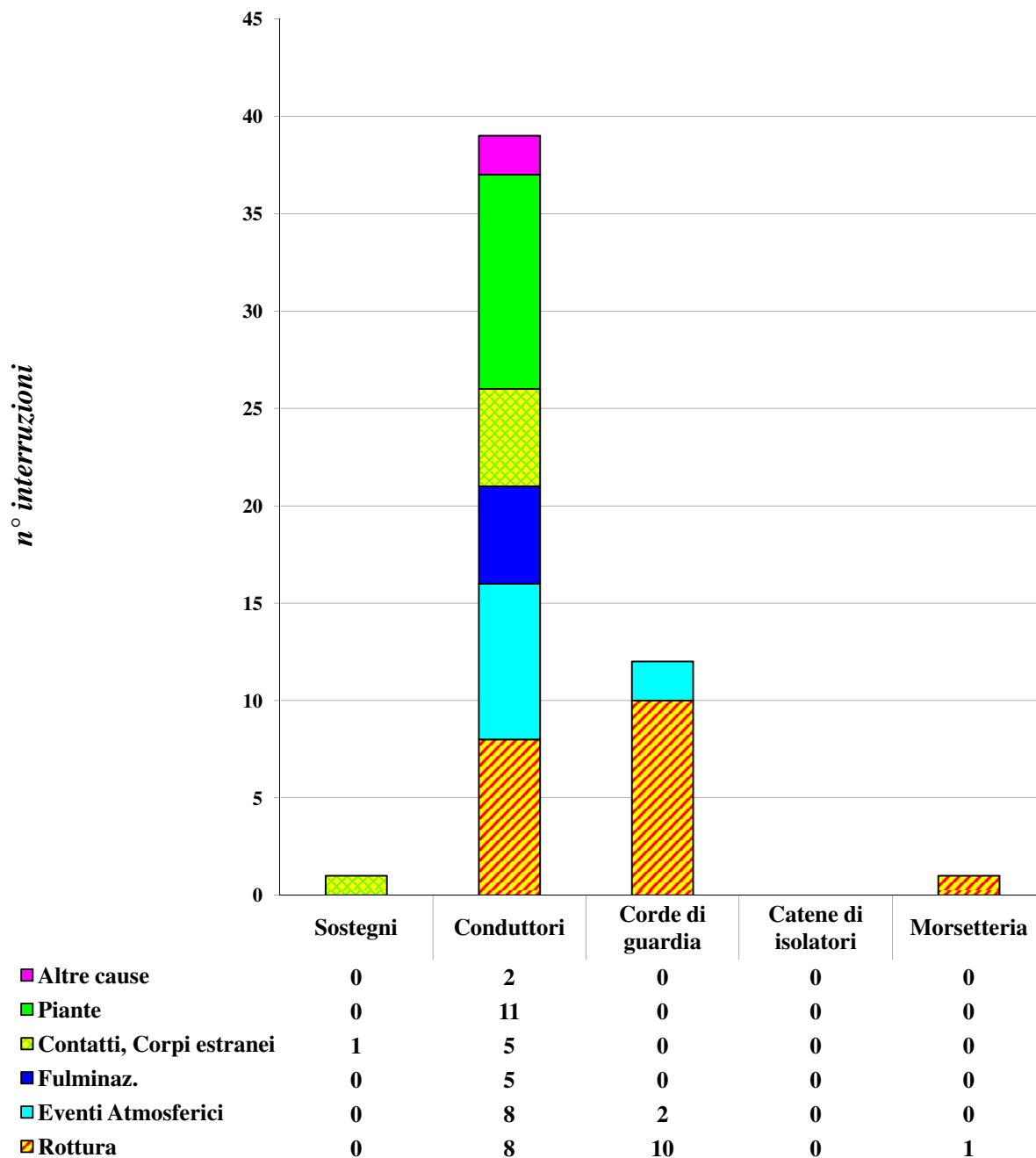
Interruzioni lunghe - Componenti AOT MI										
Vista per Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							TOTALI
			Interruzioni:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	
	n	km		rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elettriche Riduz isolamento ecc	
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti				1			1
Conduttori*		15075	guasti	8	8	5	5	11	2	39
Corde di guardia**		5677,0	guasti	10	2					12
di cui con fibra ottica		1.261,0	guasti	1						1
di cui senza fibra ottica		4.416,0	guasti	9	2					11
Catene di isolatori	121288		guasti							
Morsetteria***	14354		guasti	1						1
di cui Sfere di segnalazione	3421		guasti	1						1

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

\*\*\* Si intende unità di morsetteria l'insieme della morsetteria di un sostegno

**Interruzioni lunghe correlate a GUASTI dei componenti per singola causa**



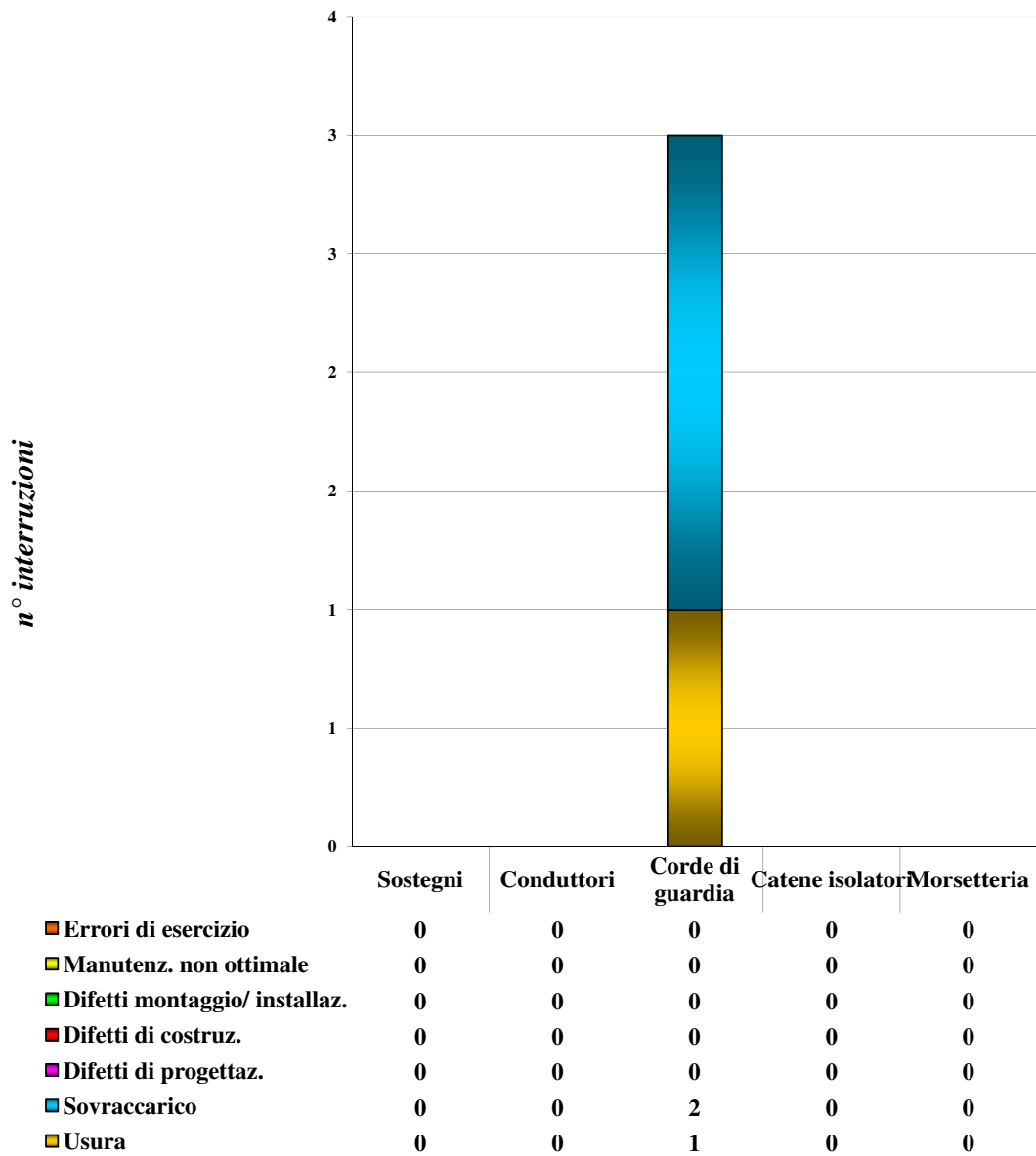
Appendice A.8.5

Interruzioni lunghe per cause governabili - Componenti AOT MI										
Vista Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI							
			Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio
	n	km			n	n	n	n	n	n
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti							
Conduttori*		15075	guasti							
Corde di guardia**		5677,0	guasti	1	2					3
di cui con fibra ottica		1.261,0	guasti							
di cui senza fibra ottica		4.416,0	guasti	1	2					3
Catene di isolatori	121288		guasti							
Morsetteria***	14354		guasti							
di cui Sfere di segnalazione	3421		guasti							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

*Interruzioni lunghe correlate a GUASTI per cause governabili - Componenti*



Appendice A.9.1

Interruzioni lunghe - Sistemi AOT NA									
Vista Sistemi	Consistenza	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							
		Interruzioni correlate con:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	TOTALI
			rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elektriche Riduz isolamento ecc	
km	n	n	n	n	n	n	n		
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>	6	14	6	3	14	3	<b>46</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	14	4	16	2	2	10	<b>48</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	68	19	25	3	12	10	<b>137</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	88	37	47	8	28	23	<b>231</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

Appendice A.9.2

Interruzioni lunghe per cause governabili - Sistemi AOT NA										
Vista sistemi	Consistenza km	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI								TOTALE
		Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio	
			n	n	n	n	n	n	n	n
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>	2							<b>2</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	4							<b>4</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	5			1	3			<b>9</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	<b>11</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>15</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

*N.B.:* Sono escluse le interruzioni lunghe per cause esterne e per intervento protezioni di riserva; nelle 'anomalie gravi' sono incluse le interruzioni lunghe per le quali non è stato individuato nulla durante l'ispezione ovvero non è stata richiesta l'ispezione

Appendice A.9.3

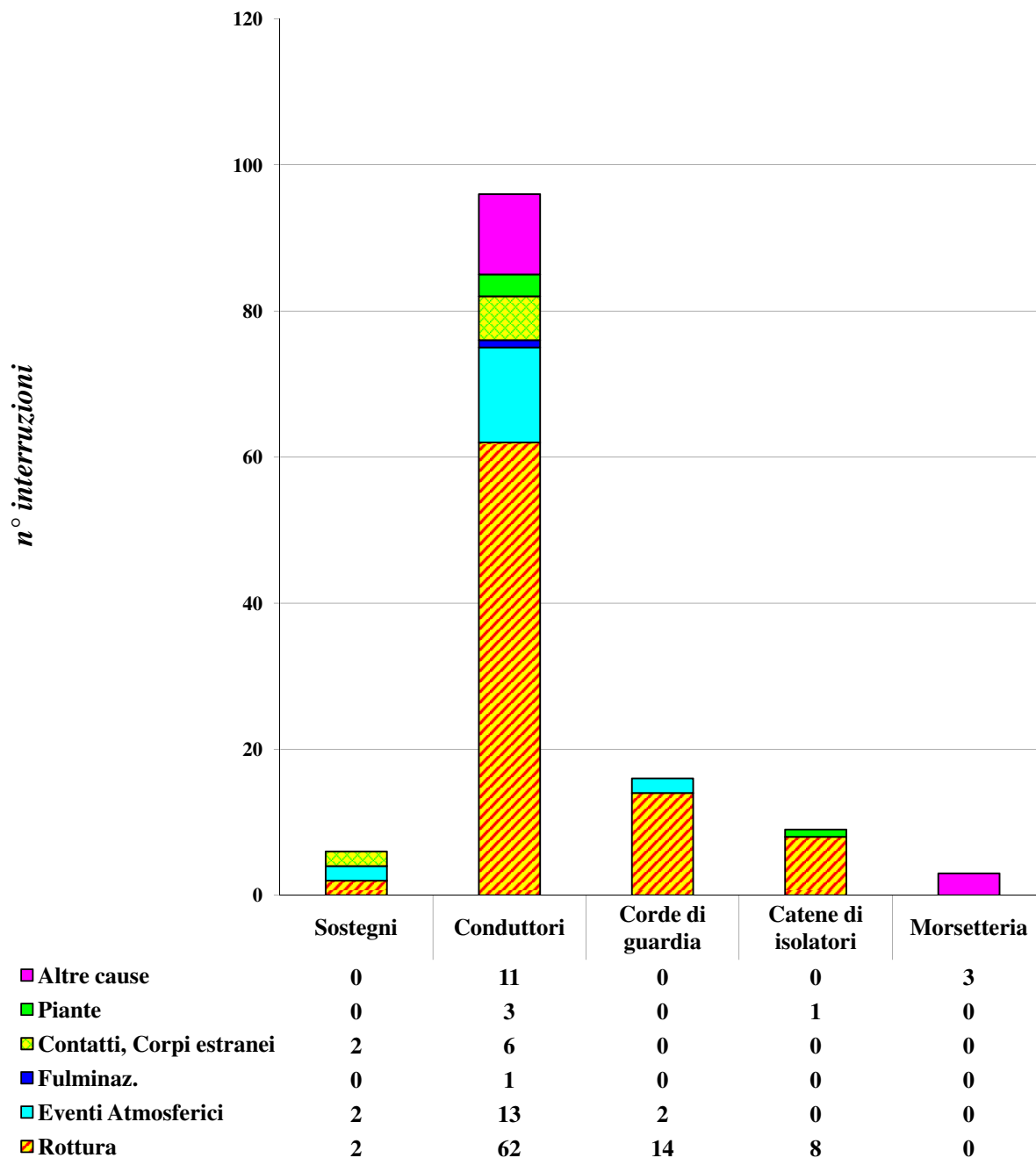
Interruzioni lunghe - Componenti AOT NA										
Vista per Componenti	Consistenza		Interruzioni:	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA						TOTALI
				Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	
	rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità		Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elettriche Riduz isolamento ecc	n		
n	km		n	n	n	n	n	n	n	
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti	2	2		2			6
Conduttori*		15075	guasti	62	13	1	6	3	11	96
Corde di guardia**		5677,0	guasti	14	2					16
di cui con fibra ottica		1.261,0	guasti							
di cui senza fibra ottica		4.416,0	guasti	14	2					16
Catene di isolatori	121288		guasti	8				1		9
Morsetteria***	14354		guasti						3	3
di cui Sfere di segnalazione	3421		guasti							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

\*\*\* Si intende unità di morsetteria l'insieme della morsetteria di un sostegno

*Interruzioni lunghe correlate a GUASTI dei componenti per singola causa*





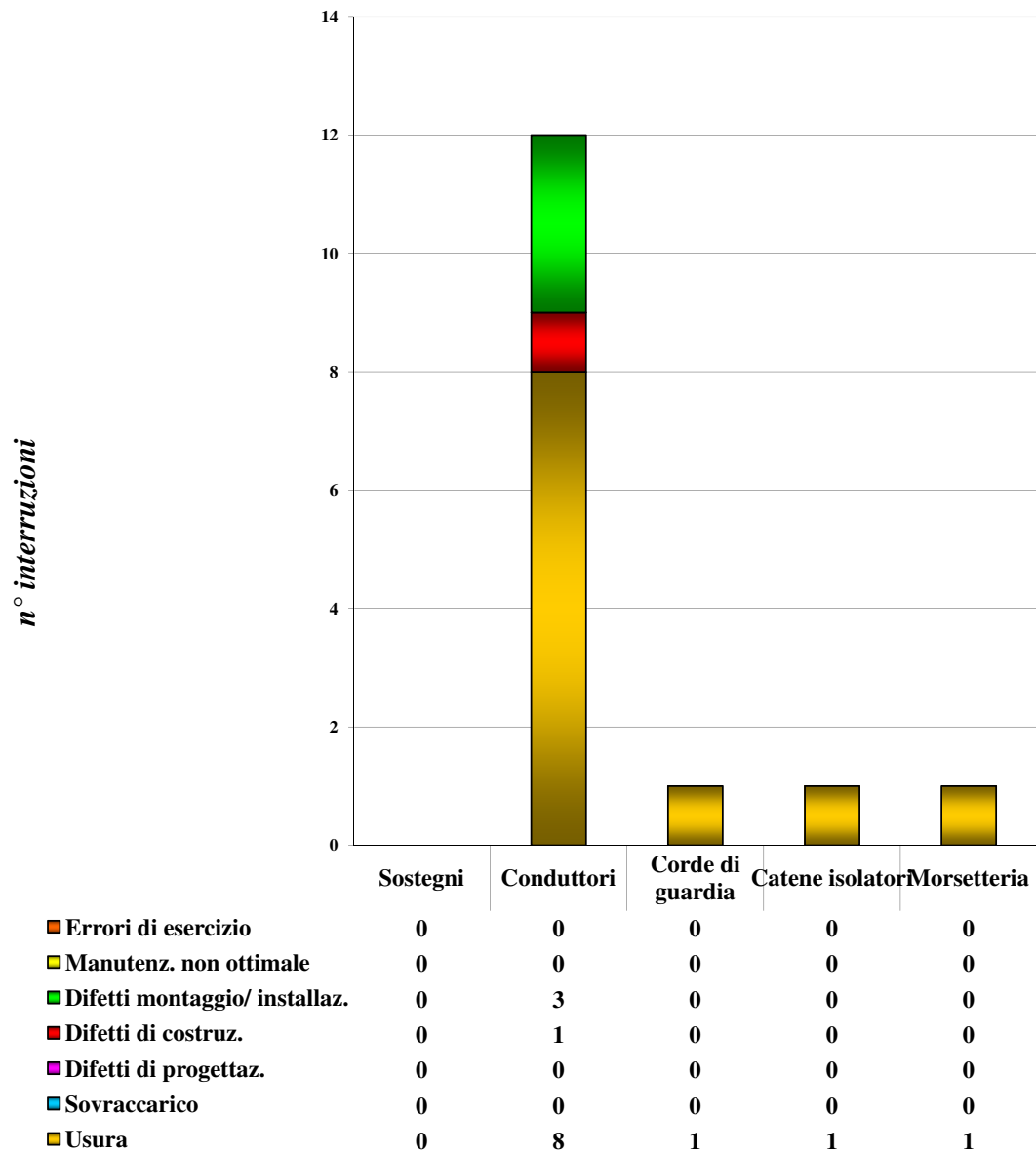
Appendice A.9.5

Interruzioni lunghe per cause governabili - Componenti AOT NA										
Vista Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI							
			Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio
	n	km			n	n	n	n	n	n
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti							
Conduttori*		15075	guasti	8			1	3		12
Corde di guardia**		5677,0	guasti	1						1
di cui con fibra ottica		1.261,0	guasti							
di cui senza fibra ottica		4.416,0	guasti	1						1
Catene di isolatori	121288		guasti	1						1
Morsetteria***	14354		guasti	1						1
di cui Sfere di segnalazione	3421		guasti							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

*Interruzioni lunghe correlate a GUASTI per cause governabili - Componenti*



Appendice A.10.1

Interruzioni lunghe - Sistemi AOT PA									
Vista Sistemi	Consistenza	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							TOTALI
		Interruzioni correlate con:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	
			rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elektriche Riduz isolamento ecc	
km	n	n	n	n	n	n	n		
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>	<i>1</i>	<i>8</i>			<i>4</i>	<i>1</i>	<b>14</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	<i>10</i>	<i>6</i>	<i>13</i>		<i>15</i>	<i>5</i>	<b>49</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	<i>29</i>	<i>12</i>	<i>33</i>	<i>4</i>	<i>9</i>	<i>11</i>	<b>98</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	<i>40</i>	<i>26</i>	<i>46</i>	<i>4</i>	<i>28</i>	<i>17</i>	<b>161</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

Appendice A.10.2

Interruzioni lunghe per cause governabili - Sistemi AOT PA										
Vista sistemi	Consistenza km	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI								TOTALE
		Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio	
			n	n	n	n	n	n	n	n
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>	<i>1</i>			<i>1</i>				<b>2</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	<i>2</i>							<b>2</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	<i>11</i>			<i>1</i>	<i>1</i>			<b>13</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	<b>14</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>17</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

*N.B.:* Sono escluse le interruzioni lunghe per cause esterne e per intervento protezioni di riserva; nelle 'anomalie gravi' sono incluse le interruzioni lunghe per le quali non è stato individuato nulla durante l'ispezione ovvero non è stata richiesta l'ispezione

Appendice A.10.3

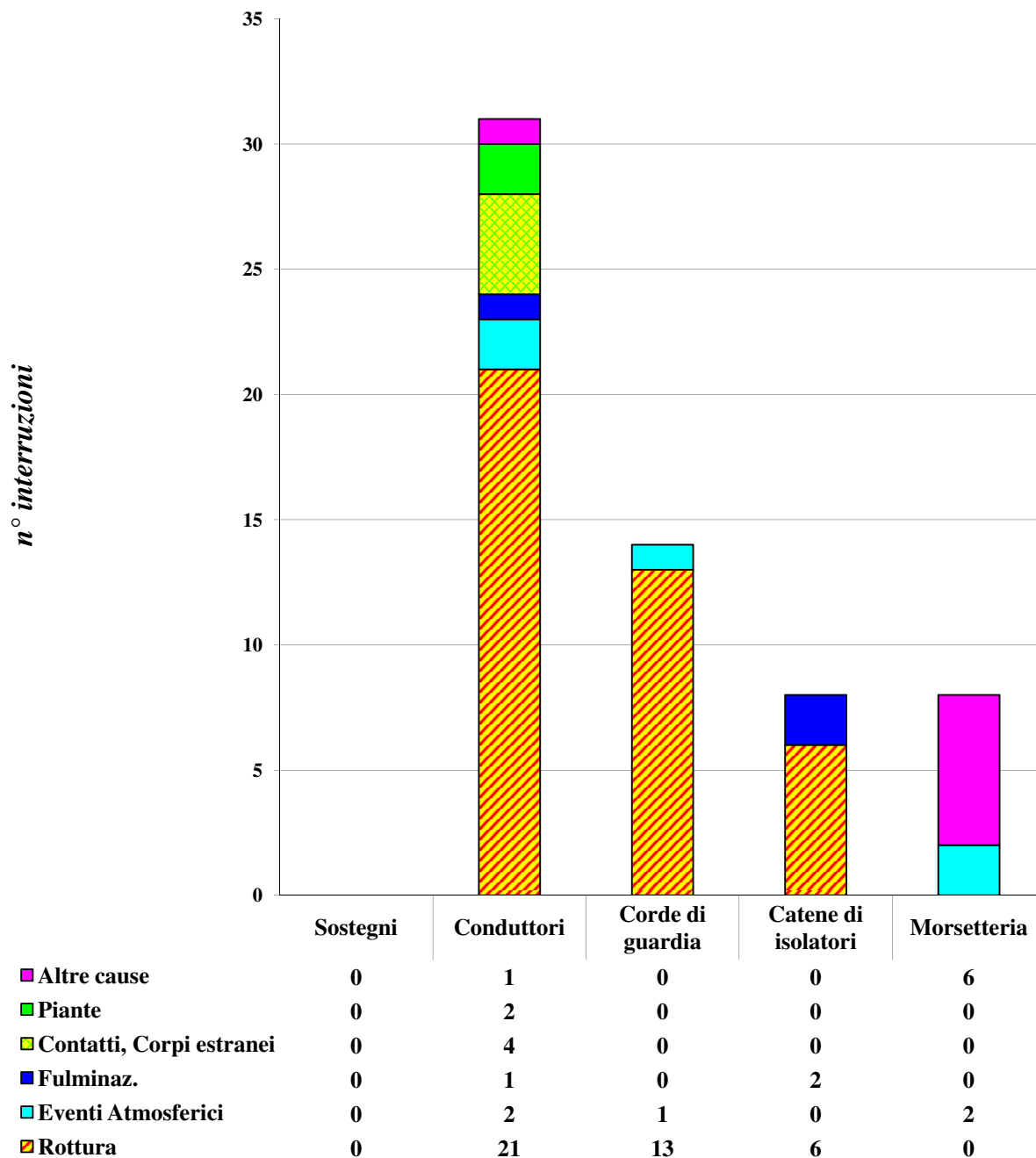
Interruzioni lunghe - Componenti AOT PA										
Vista per Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							TOTALI
			Interruzioni:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	
	n	km		rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elettriche Riduz isolamento ecc	
<b>Sostegni</b> (con fondazioni)	<b>14354</b>		<i>guasti</i>							
<b>Conduttori*</b>		<b>15075</b>	<i>guasti</i>	21	2	1	4	2	1	<b>31</b>
<b>Corde di guardia**</b>		<b>5677,0</b>	<i>guasti</i>	13	1					<b>14</b>
<i>di cui con fibra ottica</i>		1.261,0	<i>guasti</i>							
<i>di cui senza fibra ottica</i>		4.416,0	<i>guasti</i>	13	1					<b>14</b>
<b>Catene di isolatori</b>	<b>121288</b>		<i>guasti</i>	6		2				<b>8</b>
<b>Morsetteria***</b>	<b>14354</b>		<i>guasti</i>		2				6	<b>8</b>
<i>di cui Sfere di segnalazione</i>	3421		<i>guasti</i>							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

\*\*\* Si intende unità di morsetteria l'insieme della morsetteria di un sostegno

**Interruzioni lunghe correlate a GUASTI dei componenti per singola causa**



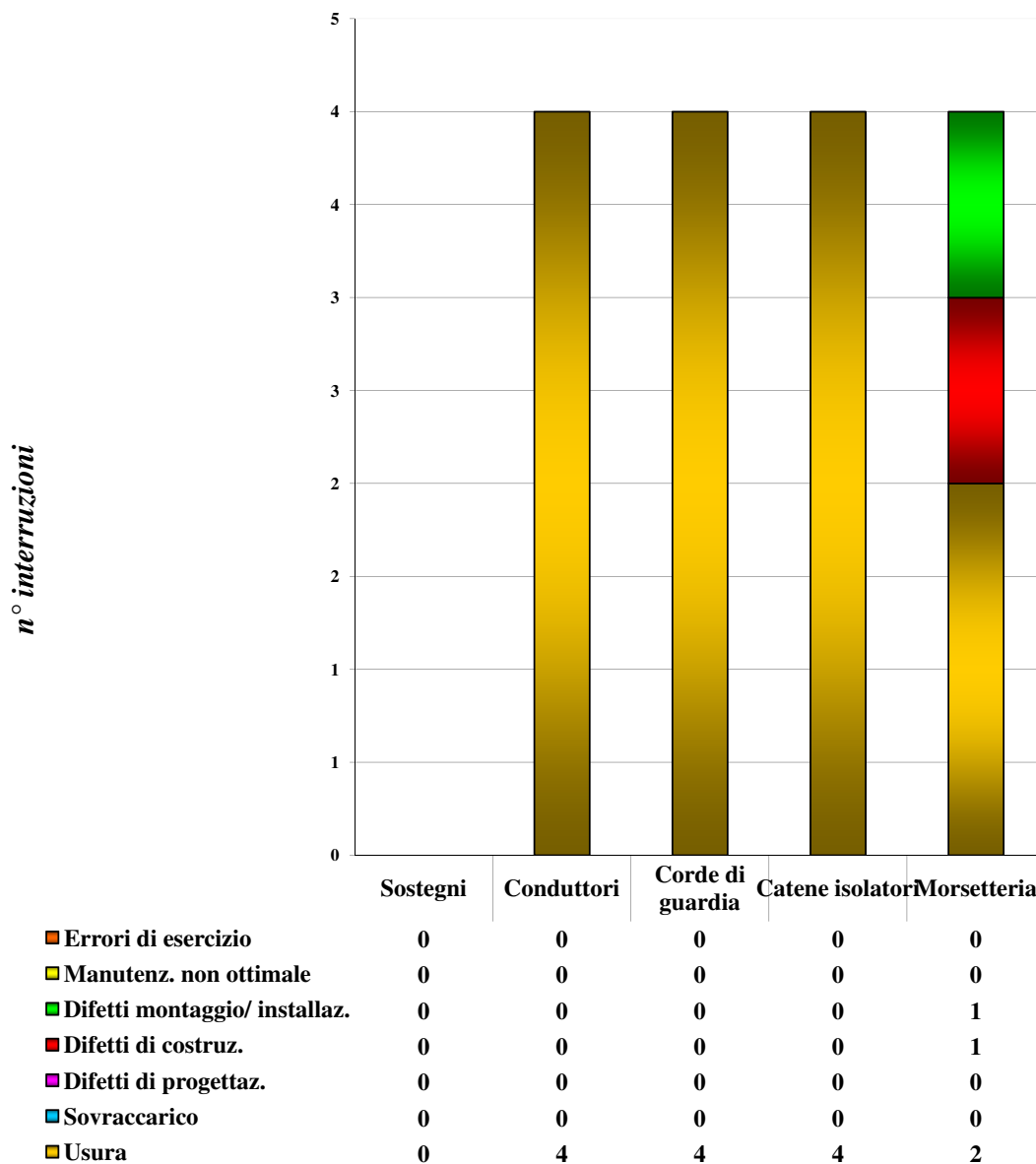
Appendice A.10.5

Interruzioni lunghe per cause governabili - Componenti AOT PA											
Vista Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI								TOTALE
			Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio	
	n	km			n	n	n	n	n	n	n
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti								
Conduttori*		15075	guasti	4							4
Corde di guardia**		5677,0	guasti	4							4
di cui con fibra ottica		1.261,0	guasti								
di cui senza fibra ottica		4.416,0	guasti	4							4
Catene di isolatori	121288		guasti	4							4
Morsetteria***	14354		guasti	2			1	1			4
di cui Sfere di segnalazione	3421		guasti								

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

*Interruzioni lunghe correlate a GUASTI per cause governabili - Componenti*





Appendice A.11.1

Interruzioni lunghe - Sistemi AOT PD									
Vista Sistemi	Consistenza	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							
		Interruzioni correlate con:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	TOTALI
			rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elektriche Riduz isolamento ecc	
km	n	n	n	n	n	n	n		
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>	1	1		1			<b>3</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	3	3	13	4	6	6	<b>35</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	13	13	35	8	15	3	<b>87</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	17	17	48	13	21	9	<b>125</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

Appendice A.11.2

Interruzioni lunghe per cause governabili - Sistemi AOT PD										
Vista sistemi	Consistenza km	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI								TOTALE
		Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio	
			n	n	n	n	n	n	n	n
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>								<b>0</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>								<b>0</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	4	1						<b>5</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

N.B.: Sono escluse le interruzioni lunghe per cause esterne e per intervento protezioni di riserva; nelle 'anomalie gravi' sono incluse le interruzioni lunghe per le quali non è stato individuato nulla durante l'ispezione ovvero non è stata richiesta l'ispezione

Appendice A.11.3

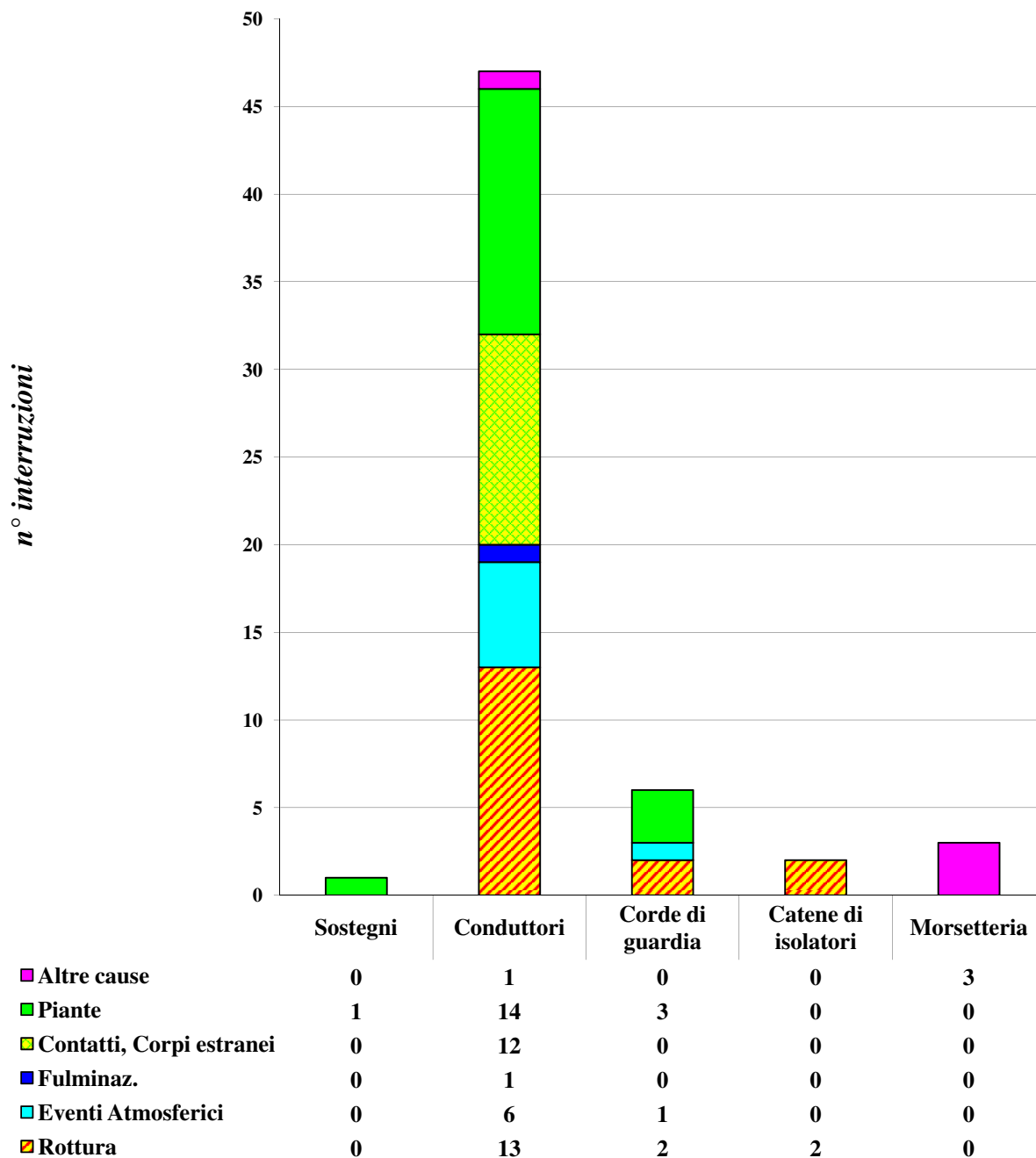
Interruzioni lunghe - Componenti AOT PD										
Vista per Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							TOTALI
			Interruzioni:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	
	n	km		rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elettriche Riduz isolamento ecc	
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti					1		1
Conduttori*		15075	guasti	13	6	1	12	14	1	47
Corde di guardia**		5677,0	guasti	2	1			3		6
di cui con fibra ottica		1.261,0	guasti					1		1
di cui senza fibra ottica		4.416,0	guasti	2	1			2		5
Catene di isolatori	121288		guasti	2						2
Morsetteria***	14354		guasti						3	3
di cui Sfere di segnalazione	3421		guasti							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

\*\*\* Si intende unità di morsetteria l'insieme della morsetteria di un sostegno

**Interruzioni lunghe correlate a GUASTI dei componenti per singola causa**



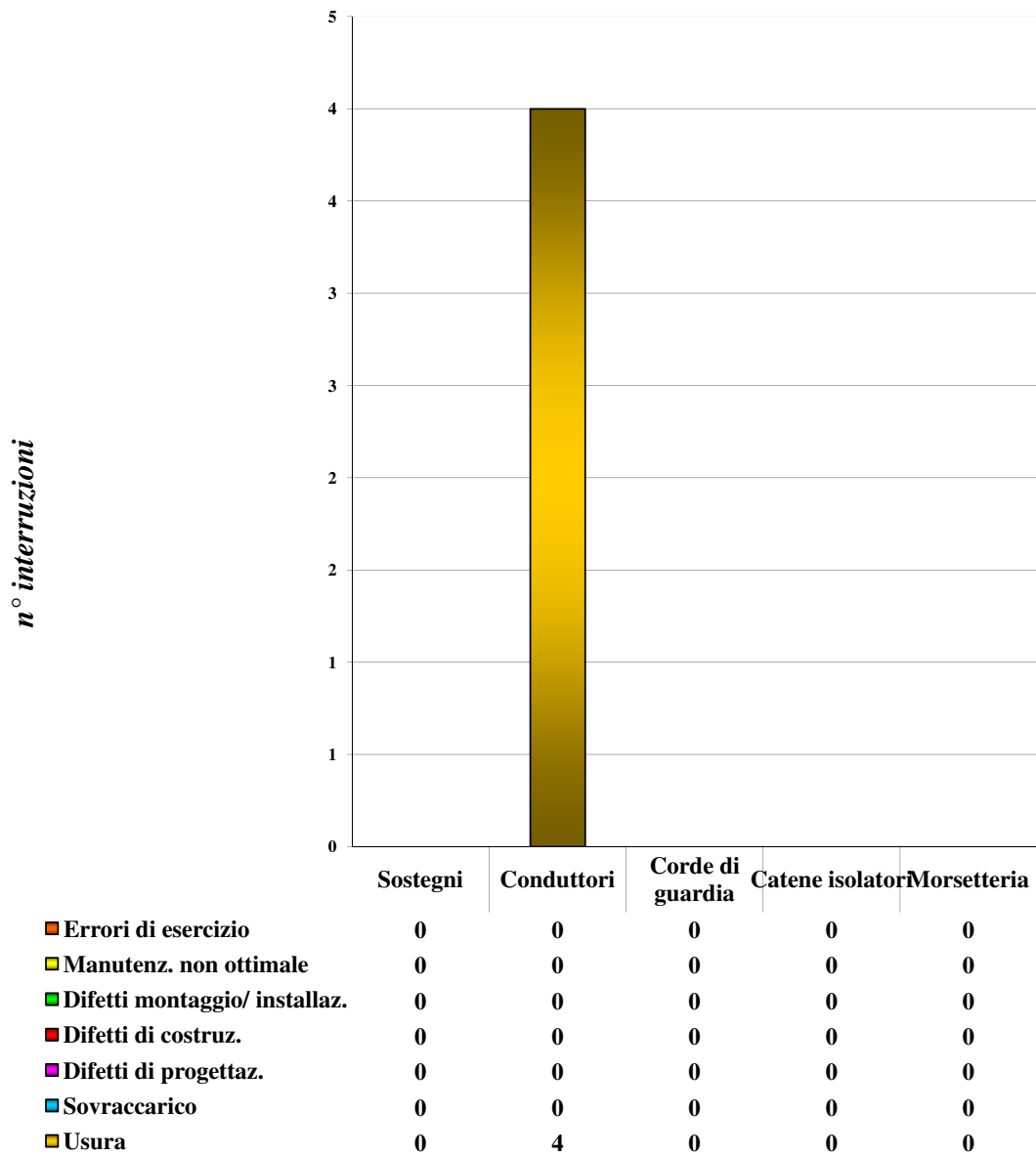
Appendice A.11.5

Interruzioni lunghe per cause governabili - Componenti AOT PD											
Vista Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI								TOTALE
			Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio	
	n	km			n	n	n	n	n	n	n
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti								
Conduttori*		15075	guasti	4							4
Corde di guardia**		5677,0	guasti								
di cui con fibra ottica		1.261,0	guasti								
di cui senza fibra ottica		4.416,0	guasti								
Catene di isolatori	121288		guasti								
Morsetteria***	14354		guasti								
di cui Sfere di segnalazione	3421		guasti								

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

*Interruzioni lunghe correlate a GUASTI per cause governabili - Componenti*



Appendice A.12.1

Interruzioni lunghe - Sistemi AOT RM									
Vista Sistemi	Consistenza	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							
		Interruzioni correlate con:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	TOTALI
			rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elektriche Riduz isolamento ecc	
km	n	n	n	n	n	n	n		
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>	3	9	7		9	2	<b>30</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	5	12	7	1	2	1	<b>28</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	33	32	55	8	8	15	<b>151</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	41	53	69	9	19	18	<b>209</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

Appendice A.12.2

Interruzioni lunghe per cause governabili - Sistemi AOT RM										
Vista sistemi	Consistenza km	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI								TOTALE
		Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio	
			n	n	n	n	n	n	n	n
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>								<b>0</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	<i>1</i>				<i>1</i>			<b>2</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	<i>14</i>	<i>1</i>		<i>2</i>	<i>2</i>	<i>2</i>		<b>21</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	<b>15</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>23</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

*N.B.:* Sono escluse le interruzioni lunghe per cause esterne e per intervento protezioni di riserva; nelle 'anomalie gravi' sono incluse le interruzioni lunghe per le quali non è stato individuato nulla durante l'ispezione ovvero non è stata richiesta l'ispezione



Appendice A.12.3

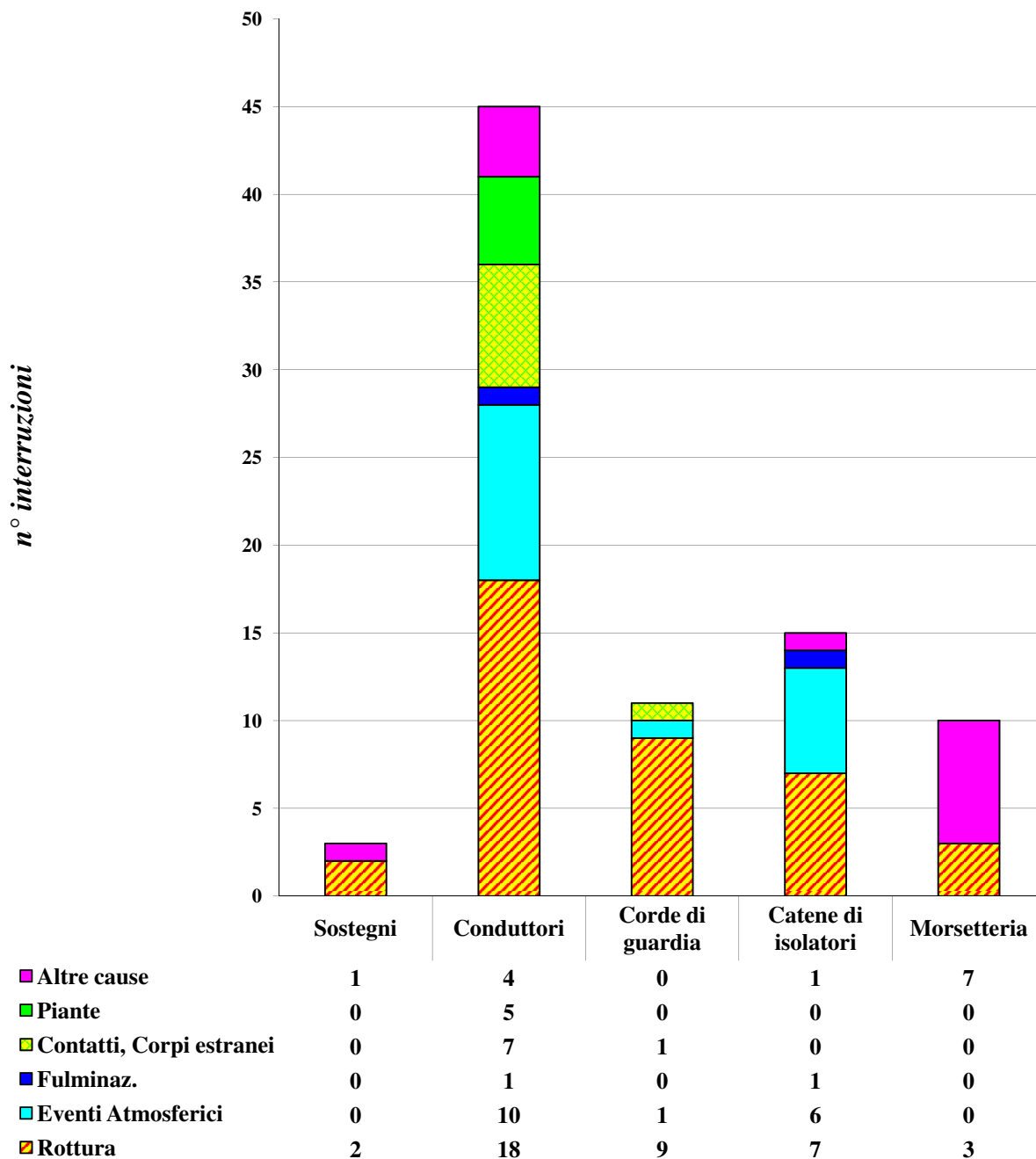
Interruzioni lunghe - Componenti AOT RM										
Vista per Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							TOTALI
			Interruzioni:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	
	n	km		rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elettriche Riduz isolamento ecc	
<b>Sostegni</b> (con fondazioni)	<b>14354</b>		<i>guasti</i>	2					1	<b>3</b>
<b>Conduttori*</b>		<b>15075</b>	<i>guasti</i>	18	10	1	7	5	4	<b>45</b>
<b>Corde di guardia**</b>		<b>5677,0</b>	<i>guasti</i>	9	1		1			<b>11</b>
<i>di cui con fibra ottica</i>		1.261,0	<i>guasti</i>	2						<b>2</b>
<i>di cui senza fibra ottica</i>		4.416,0	<i>guasti</i>	7	1		1			<b>9</b>
<b>Catene di isolatori</b>	<b>121288</b>		<i>guasti</i>	7	6	1			1	<b>15</b>
<b>Morsetteria***</b>	<b>14354</b>		<i>guasti</i>	3					7	<b>10</b>
<i>di cui Sfere di segnalazione</i>	3421		<i>guasti</i>							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

\*\*\* Si intende unità di morsetteria l'insieme della morsetteria di un sostegno

**Interruzioni lunghe correlate a GUASTI dei componenti per singola causa**



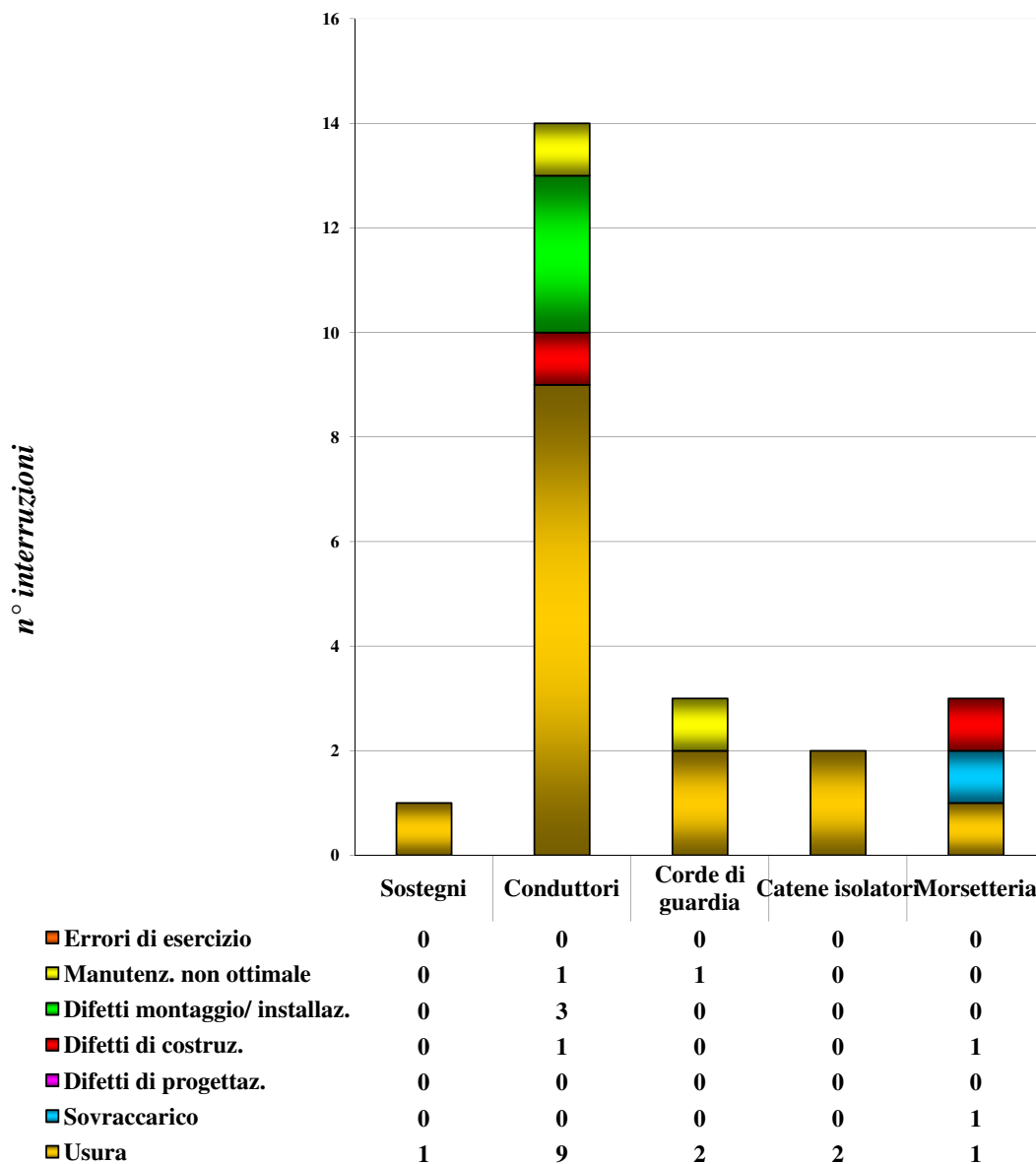
Appendice A.12.5

Interruzioni lunghe per cause governabili - Componenti AOT RM										
Vista Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI							
			Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio
	n	km			n	n	n	n	n	n
<b>Sostegni</b> (con fondazioni)	<b>14354</b>		<i>guasti</i>	1						<b>1</b>
<b>Conduttori*</b>		<b>15075</b>	<i>guasti</i>	9			1	3	1	<b>14</b>
<b>Corde di guardia**</b>		<b>5677,0</b>	<i>guasti</i>	2					1	<b>3</b>
<i>di cui con fibra ottica</i>		1.261,0	<i>guasti</i>	1						<b>1</b>
<i>di cui senza fibra ottica</i>		4.416,0	<i>guasti</i>	1					1	<b>2</b>
<b>Catene di isolatori</b>	<b>121288</b>		<i>guasti</i>	2						<b>2</b>
<b>Morsetteria***</b>	<b>14354</b>		<i>guasti</i>	1	1		1			<b>3</b>
<i>di cui Sfere di segnalazione</i>	3421		<i>guasti</i>							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

*Interruzioni lunghe correlate a GUASTI per cause governabili - Componenti*



Appendice A.13.1

Interruzioni lunghe - Sistemi AOT TO									
Vista Sistemi	Consistenza	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							
		Interruzioni correlate con:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	TOTALI
			rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elektriche Riduz isolamento ecc	
km	n	n	n	n	n	n	n		
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>	<i>1</i>	<i>4</i>	<i>8</i>	<i>2</i>	<i>6</i>	<i>2</i>	<b>23</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>	<i>2</i>	<i>16</i>	<i>12</i>	<i>3</i>	<i>9</i>	<i>6</i>	<b>48</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	<i>15</i>	<i>39</i>	<i>34</i>	<i>5</i>	<i>5</i>	<i>2</i>	<b>100</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	<i>18</i>	<i>59</i>	<i>54</i>	<i>10</i>	<i>20</i>	<i>10</i>	<b>171</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

Appendice A.13.2

Interruzioni lunghe per cause governabili - Sistemi AOT TO										
Vista sistemi	Consistenza km	INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI								TOTALE
		Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio	
			n	n	n	n	n	n	n	n
Linee 380 kV (°)	<b>782</b>	<i>guasti</i>								<b>0</b>
Linee 220 kV (°°)	<b>1.941</b>	<i>guasti</i>		<i>1</i>						<b>1</b>
Linee ≤150 kV	<b>2.277</b>	<i>guasti</i>	<i>2</i>		<i>1</i>					<b>3</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5000</b>	<i>guasti</i>	<i>2</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<b>4</b>

(°) Include anche le Linee 400 kV cc.

(°°) Include anche le Linee 200 kV cc.

N.B.: Sono escluse le interruzioni lunghe per cause esterne e per intervento protezioni di riserva; nelle 'anomalie gravi' sono incluse le interruzioni lunghe per le quali non è stato individuato nulla durante l'ispezione ovvero non è stata richiesta l'ispezione

Appendice A.13.3

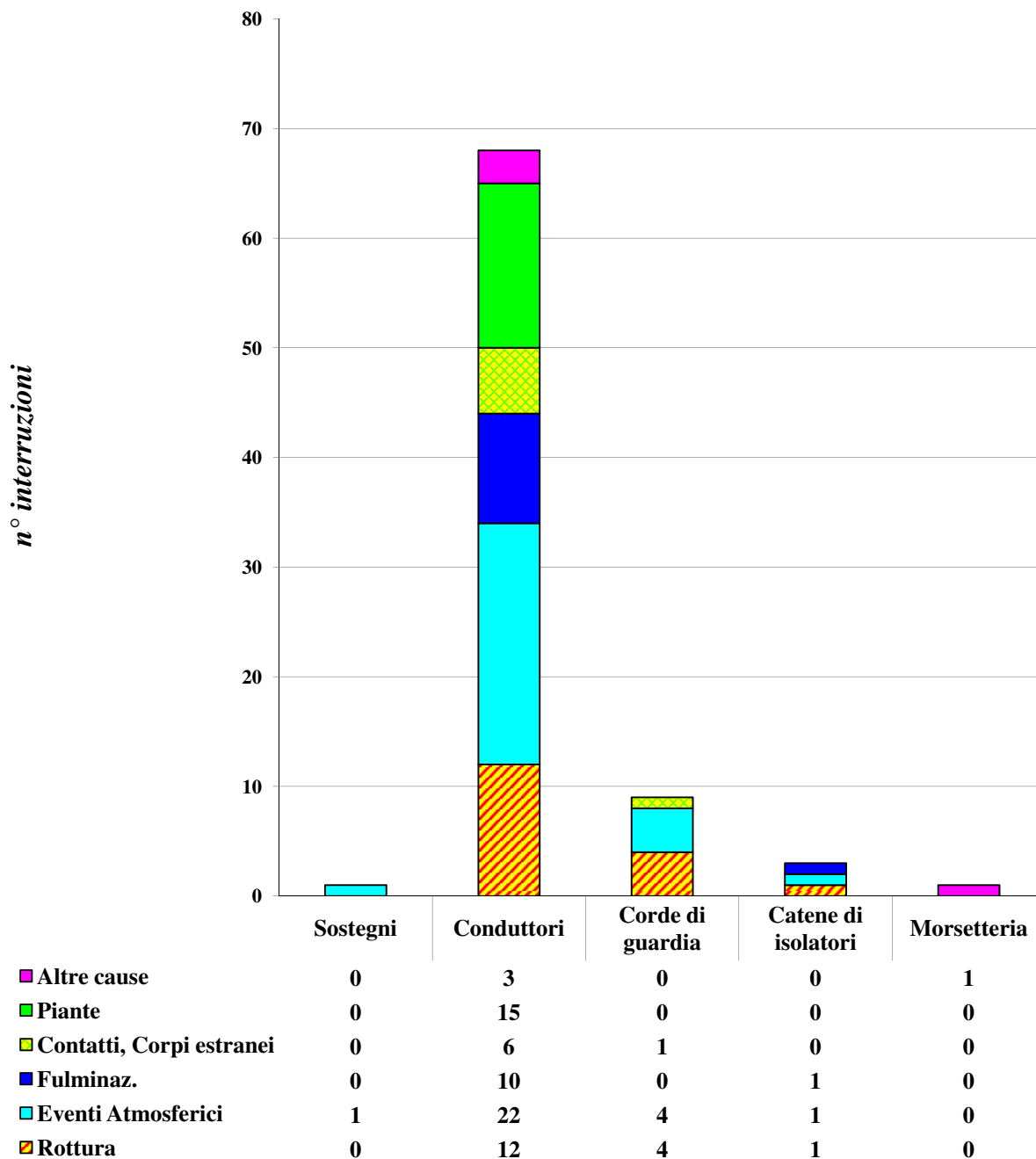
Interruzioni lunghe - Componenti AOT TO										
Vista per Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSA							TOTALI
			Interruzioni:	Meccaniche	Eventi Atmosferici	Fulminazione	Contatti		Altre Cause	
	n	km		rottura	vento, galloping; neve, ghiaccio; inquin, smog, umidità	Fulmini	Corpi estranei	Piante	Avaria mecc/elettriche Riduz isolamento ecc	
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti		1					1
Conduttori*		15075	guasti	12	22	10	6	15	3	68
Corde di guardia**		5677,0	guasti	4	4		1			9
di cui con fibra ottica		1.261,0	guasti	2						2
di cui senza fibra ottica		4.416,0	guasti	2	4		1			7
Catene di isolatori	121288		guasti	1	1	1				3
Morsetteria***	14354		guasti						1	1
di cui Sfere di segnalazione	3421		guasti							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

\*\*\* Si intende unità di morsetteria l'insieme della morsetteria di un sostegno

**Interruzioni lunghe correlate a GUASTI dei componenti per singola causa**





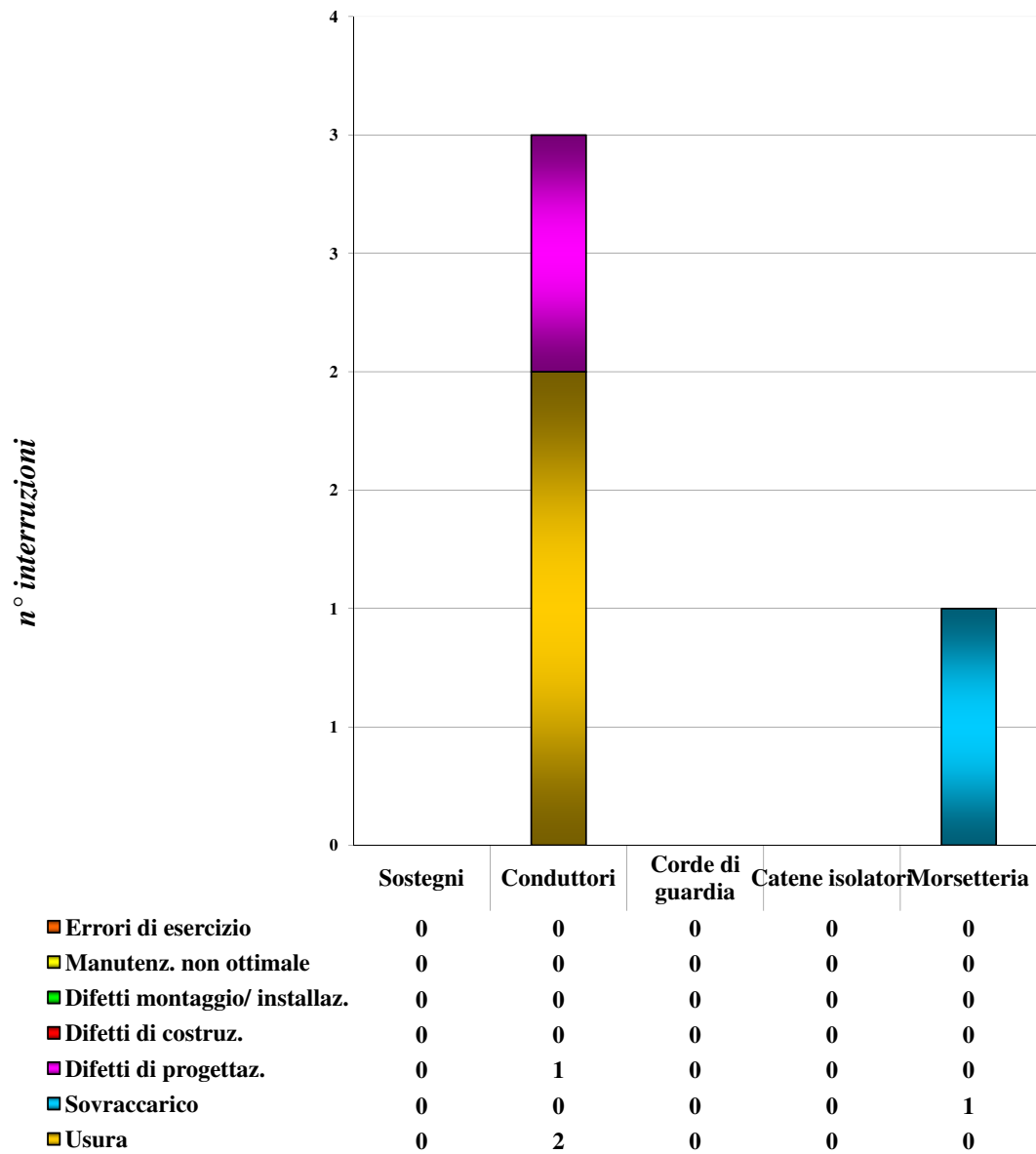
Appendice A.13.5

Interruzioni lunghe per cause governabili - Componenti AOT TO										
Vista Componenti	Consistenza		INTERRUZIONI LUNGHE PER CAUSE GOVERNABILI							
			Interruzioni correlate con:	Usura	Sovraccarichi	Difetti di progettazione	Difetti di costruzione	Difetti di montaggio/ installazione	Manutenzione non ottimale	Errori di esercizio
	n	km			n	n	n	n	n	n
Sostegni (con fondazioni)	14354		guasti							
Conduttori*		15075	guasti	2		1				3
Corde di guardia**		5677,0	guasti							
di cui con fibra ottica		1.261,0	guasti							
di cui senza fibra ottica		4.416,0	guasti							
Catene di isolatori	121288		guasti							
Morsetteria***	14354		guasti		1					1
di cui Sfere di segnalazione	3421		guasti							

\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale dei conduttori o fascio di conduttori (ad es.: 100 km di terne con conduttori a fascio trinato = 300 km)

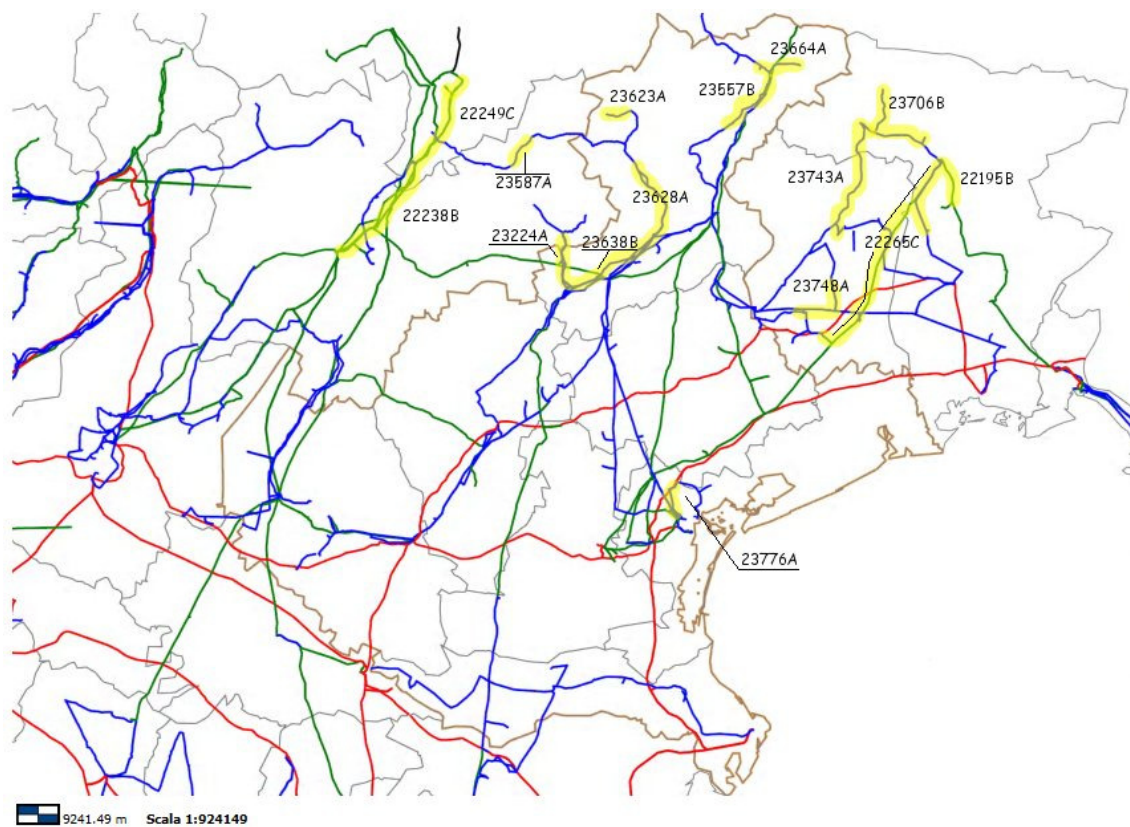
\*\* La consistenza è riferita alla lunghezza totale di tutte le corde (ad es.: 100 km di terne con sostegno a delta = 200 km)

**Interruzioni lunghe correlate a GUASTI per cause governabili - Componenti**



## Appendice A.14

### AOT Padova

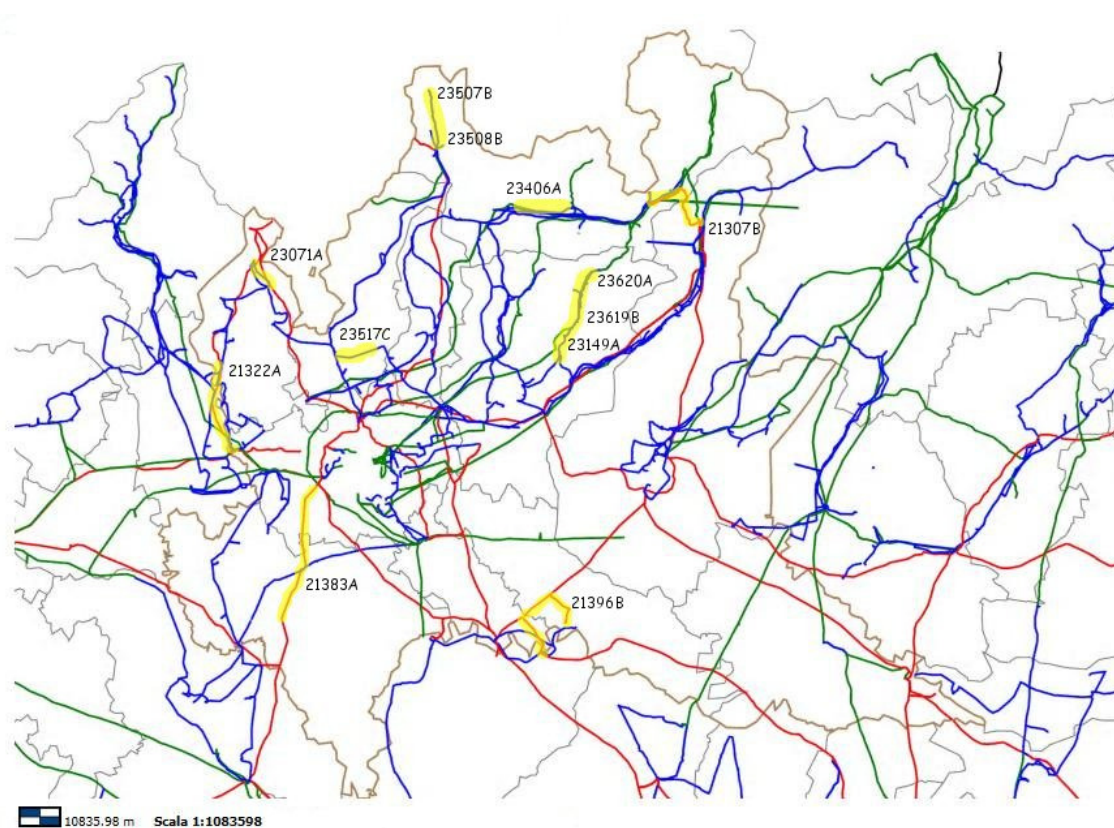


### Piante

2004	Linee 220 kV	L22238B-L	Linea 238 Cardano - S.Massenza	2,20
2004	Linee 150-132 kV	L23743A-L	Linea 743 Ampezzo - Maniago	10,03
2004	Linee 150-132 kV	L23719A-X	Tronco Somplago-SIOT Cavazzo	1,27
2004	Linee 150-132 kV	L23623A-L	Linea 623 Malga Ciapela - Saviner	5,51
2005	Linee 150-132 kV	L23706B-L	L.706 Ampezzo CP-Tolmezzo CP cd Ovaro CP	6,2
2005	Linee 150-132 kV	L23748A-L	Linea 748 Porcia - Villa Rinaldi	5,22
2005	Linee 150-132 kV	L23579B-L	Linea 579 Brunico - Dobbiaco	25,14
2006	Linee 150-132 kV	L23628A-L	Linea 628 Agordo - Vellai	6,02
2006	Linee 220 kV	L22195B-L	Linea 195 Somplago - Buia	5,55
2006	Linee 150-132 kV	L23776A-L	Linea 776 Venezia Nord - Villabona	6,01
2006	Linee 150-132 kV	L23657A-L	Linea 657 Lappago - Molini di Tures	11,43

2006	Linee 220 kV	L22265C-L	Linea 265 Somplago - Pordenone	2,15
2006	Linee 220 kV	L22195B-L	Linea 195 Somplago - Buia	2,13
2006	Linee 220 kV	L22265C-L	Linea 265 Somplago - Pordenone	2,21
2007	Linee 150-132 kV	L23657A-L	Linea 657 Lappago - Molini di Tures	5,58
2007	Linee 150-132 kV	L23557B-L	Linea 557 Calalzo - Pelos	7,59
2007	Linee 150-132 kV	L23587A-L	Linea 587 Moena - Predazzo	5,21
2007	Linee 150-132 kV	L23224A-L	L. 224 Val Noana - Arsiè cd S. Silvestro	4,58
2007	Linee 150-132 kV	L23638B-L	Linea 638 Arson - Arsiè	20,54
2007	Linee 220 kV	L22249C-L	L.249 Cardano-S.Flor.cd Acc.BZ e P.Resia	3,02
2007	Linee 150-132 kV	L23664A-L	L. 664 Pelos-Ponte Malon cd Campolongo	3,21

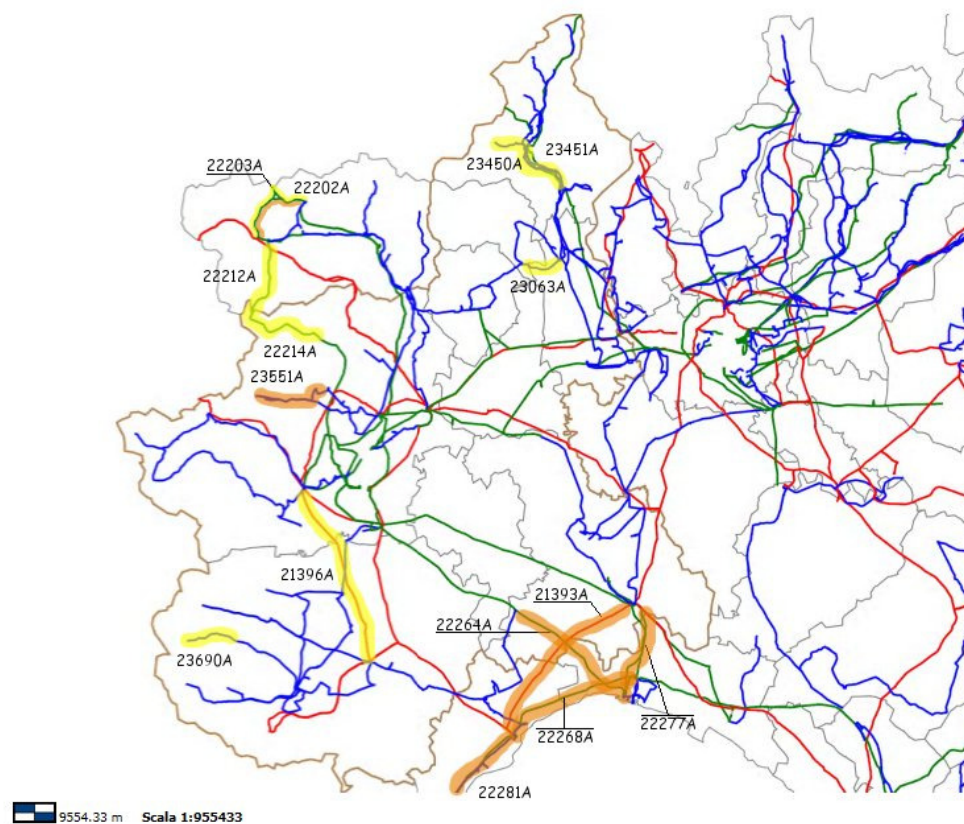
## AOT Milano



## Piante

2004	Linee 150-132 kV	L23517C-L	Linea 517 CP Albate - CP Montorfano	5,41
2005	Linee 150-132 kV	L23071A-L	Linea 071 CP Creva - CP Cunardo	0,18
2005	Linee 150-132 kV	L23508B-L	Linea 508 Mese - Isolato cd Madesimo	6,54
2005	Linee 150-132 kV	L23507B-L	L. 507 Isolato -Prestone cd Isolato Snam	76,29
2005	Linee 150-132 kV	L23406A-L	Linea406 S/E Ardenno-Sondrio-Cle Mallero	17,54
2006	Linee 380 kV	L21322A-L	Linea 322 Mercallo - Turbigo	1,58
2007	Linee 150-132 kV	L23620A-L	Linea 620 Dossi - Ludrigno - Gandellino	0,05
2007	Linee 380 kV	L21383A-L	Linea 383 Baggio - Pieve Albignola	0,41
2007	Linee 380 kV	L21396B-L	Linea 396 Caorso - Cremona	0,54
2007	Linee 150-132 kV	L23619B-L	L. 619 Ludrigno -CP Ponte Nossa cd varie	4,40
2007	Linee 150-132 kV	L23149A-L	L. 149 Casnigo - Ponte Nossa	4,40
2007	Linee 380 kV	L21307B-L	Linea 307 S.Fiorano - Robbia	3,56

## AOT Torino



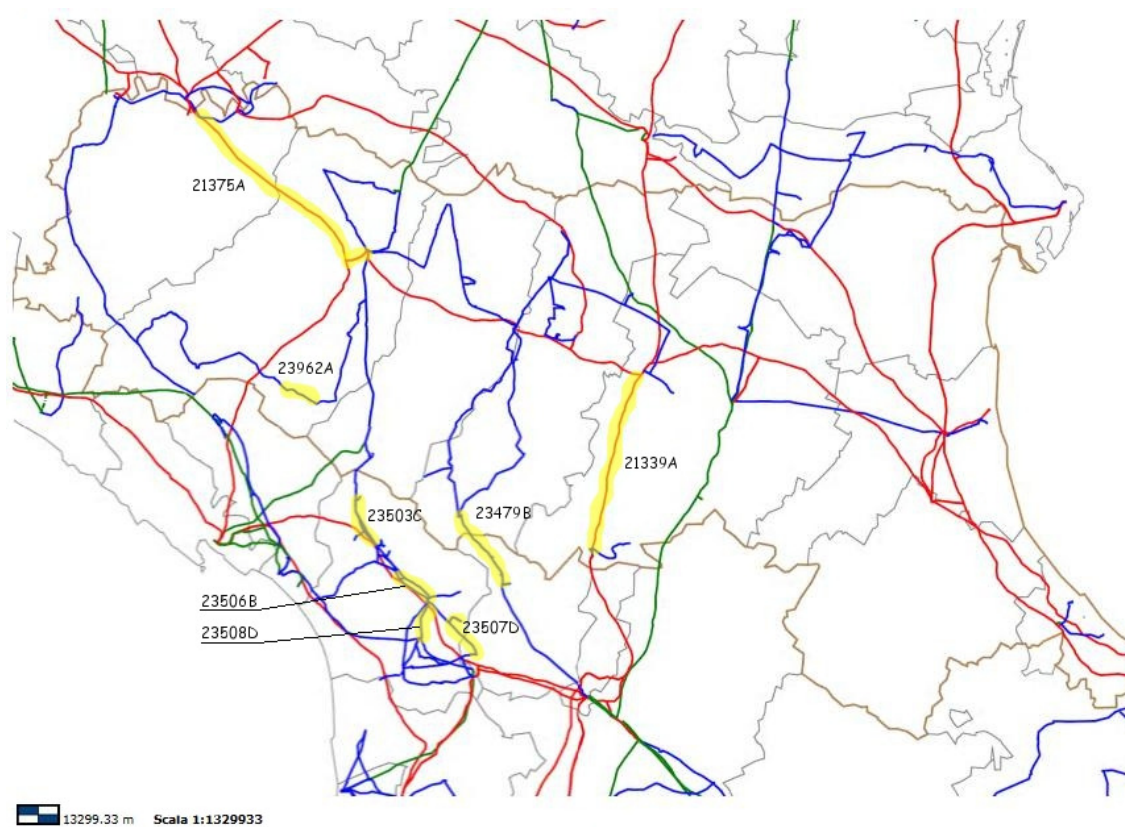
## Piante

2004	Linee 150-132 kV	L23690A-L	L. 690 Acceglio-San Damiano cd P.Marmora	37,31
2004	Linee 150-132 kV	L23063A-L	Linea 063 Borgomanero Nord - Bornate	20,06
2004	Linee 150-132 kV	L23450A-L	Linea 450 Rovesca - Pallanzeno	2,35
2004	Linee 220 kV	L22202A-L	Linea 202 Avise - Valpelline	5,23
2006	Linee 380 kV	L21361A-L	Linea 361 La Spezia - Marginone	3,05
2007	Linee 220 kV	L22214A-L	Linea 214 Villa AEM - Rosone AEM	8,57
2007	Linee 150-132 kV	L23451A-Y	Linea 451 trc Gravellona-Ut. Tessenderlo	5,38
2007	Linee 220 kV	L22212A-L	Linea 212 Villeneuve - Villa AEM	5,24
2007	Linee 380 kV	L21396A-L	Linea 396 Piossasco - Magliano A.	2,14

### ***Incendi***

2006	Linee 220 kV	L22264A-L	Linea 264 Bistagno - Erzelli	3,07
2006	Linee 220 kV	L22277A-L	Linea 277 Vignole B. - Erzelli	8,42
2006	Linee 380 kV	L21393A-L	Linea 393 Vignole B. - Vado L.	12,00
2006	Linee 150-132 kV	L23551A-L	Linea 551 Crot - Fucine - Funghera	7,22
2007	Linee 220 kV	L22281A-L	Linea 281 Campochiesa - Vado L.	0,05
2007	Linee 220 kV	L22202A-L	Linea 202 Avise - Valpelline	1,37
2007	Linee 220 kV	L22203A-L	Linea 203 Riddes - Valpelline	1,33
2007	Linee 380 kV	L21393A-L	Linea 393 Vignole B. - Vado L.	8,07
2007	Linee 380 kV	L21393A-L	Linea 393 Vignole B. - Vado L.	6,44
2007	Linee 220 kV	L22268A-L	Linea 268 Savona - Morigallo	12,31
2007	Linee 380 kV	L21393A-L	Linea 393 Vignole B. - Vado L.	9,58

## AOT Firenze

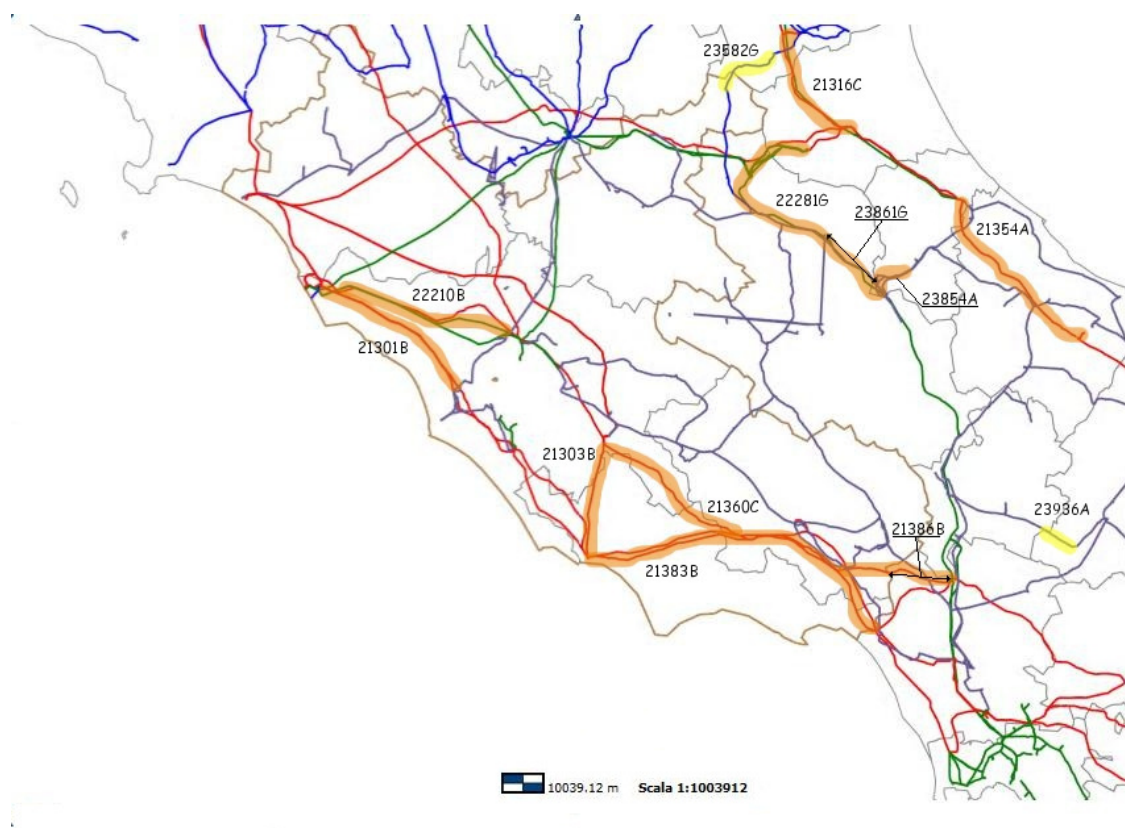


## Piante

2004	3)	Linee 150-132 kV	L23506B-L	Linea 506 Fornaci di Barga - Pian Rocca	26,48
2005	3)	Linee 150-132 kV	L23507D-L	Linea 507 Pescia - Villa Basilica	23,54
2005	1)	Linee 380 kV	L21339A-L	Linea 339 Martignone - Barga	6,16
2005	3)	Linee 150-132 kV	L23508D-L	Linea 508 Pian Rocca - Vinchiana	6,49
2005	1)	Linee 380 kV	L21375A-L	Linea 375 Parma - San Rocco	1,51
2005	3)	Linee 150-132 kV	L23506B-L	Linea 506 Fornaci di Barga - Pian Rocca	24,00
2005	3)	Linee 150-132 kV	L23506B-L	Linea 506 Fornaci di Barga - Pian Rocca	48,42
2006	3)	Linee 150-132 kV	L23503C-L	Linea 503 Sillano 2 - Torrite	6,17
2006	3)	Linee 150-132 kV	L23508D-L	Linea 508 Pian Rocca - Vinchiana	3,53
2007	3)	Linee 150-132 kV	L23479B-L	L. 479 Sperando - S.Michele cd Sestaione	16,09
2007	3)	Linee 150-132 kV	L23962A-L	Linea ISOLA - MARRA	6,04
2007	1)	Linee 380 kV	L21339A-L	Linea 339 Martignone - Barga	17,28
2007	3)	Linee 150-132 kV	L23805A-L	Linea PONTREMOLI CP - VILAFRANCA CP	14,39



## AOT Roma



## Piante

2004	Linee 150-132 kV	L23162A-L	Linea 162 S. Lazzaro - Camerata P.	18,04
2004	Linee 150-132 kV	L23936A-L	Linea 936 S.Massimo - S.Polo	8,16
2006	Linee 150-132 kV	L23582G-L	Linea 582 Venamartello - F. del Campo	6,09

## Incendi

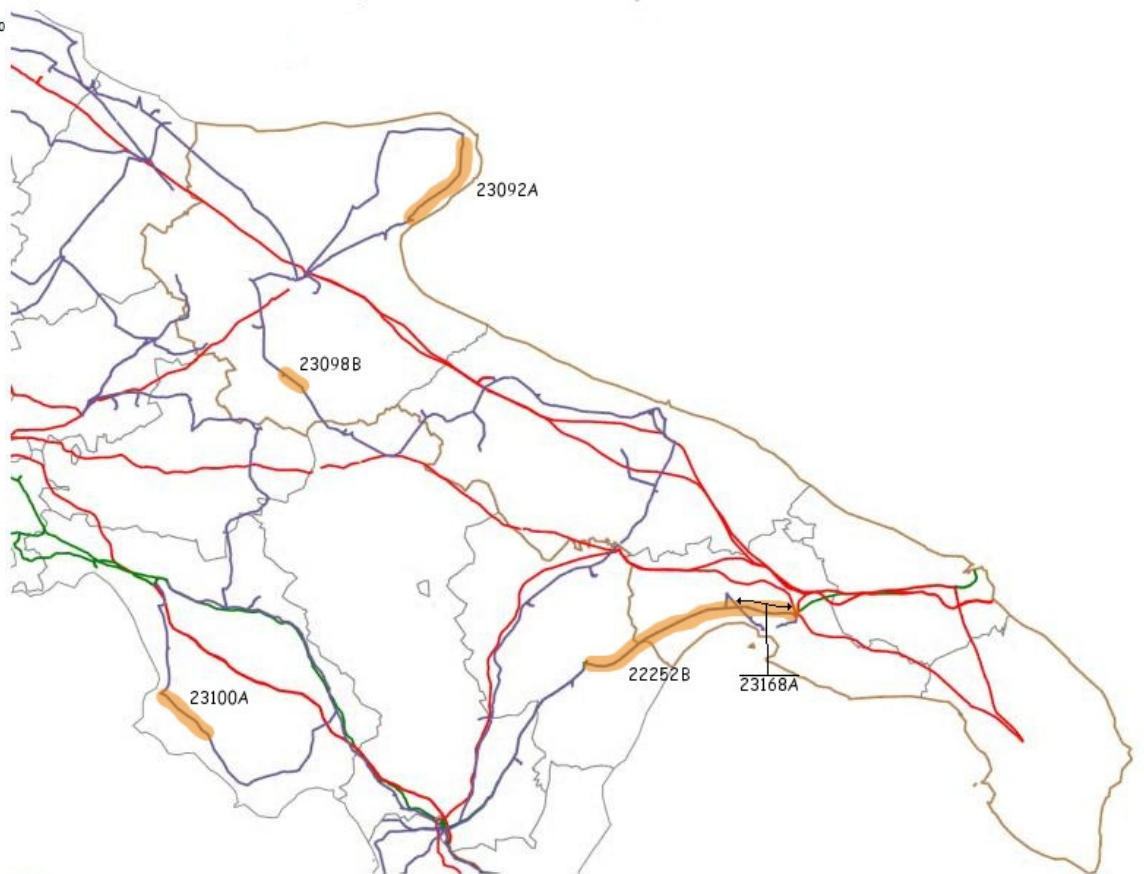
2007	1) Linee 380 kV	L21301B-L	Linea 301 S. Lucia - Roma Ovest	0,51
2007	1) Linee 380 kV	L21386B-L	Linea 386 Latina - Ceprano	5,16
2007	1) Linee 380 kV	L21383B-L	Linea 383 Garigliano - Latina	4,49
2007	1) Linee 380 kV	L21354A-L	Linea 354 Villanova - Larino	2,51
2007	3) Linee 150-132 kV	L23861G-L	Linea 861 Popoli - San Pio	31,45
2007	2) Linee 220 kV	L22281G-L	Linea 281 Popoli - S.Giacomo	23,37
2007	1) Linee 380 kV	L21316C-L	Linea 316 Rosara - Teramo	4,18
2007	3) Linee 150-132 kV	L23854A-L	Linea 854 CP Bolognano-CP Popoli d Bussi	18,54

2007	3)	Linee 150-132 kV	L23854A-L	Linea 854 CP Bolognano-CP Popoli d Bussi	0,19
2007	2)	Linee 220 kV	L22210B-L	Linea 210 S. Lucia - Roma Nord 2	6,51
2007	1)	Linee 380 kV	L21303B-L	Linea 303 Valmontone - Latina	4,14
2007	1)	Linee 380 kV	L21386B-L	Linea 386 Latina - Ceprano	2,20
2007	1)	Linee 380 kV	L21386B-L	Linea 386 Latina - Ceprano	3,17
2007	1)	Linee 380 kV	L21360C-L	Linea 360 Valmontone - Presenzano	3,57
2007	3)	Linee 150-132 kV	L23779B-L	Linea 779 Rosara - C.P. San Gaetano	1,07
2007	3)	Linee 150-132 kV	L23779B-L	Linea 779 Rosara - C.P. San Gaetano	4,49

*AOT Napoli*



8192.0



14522.72 m Scala 1:1452272



### *Piante*

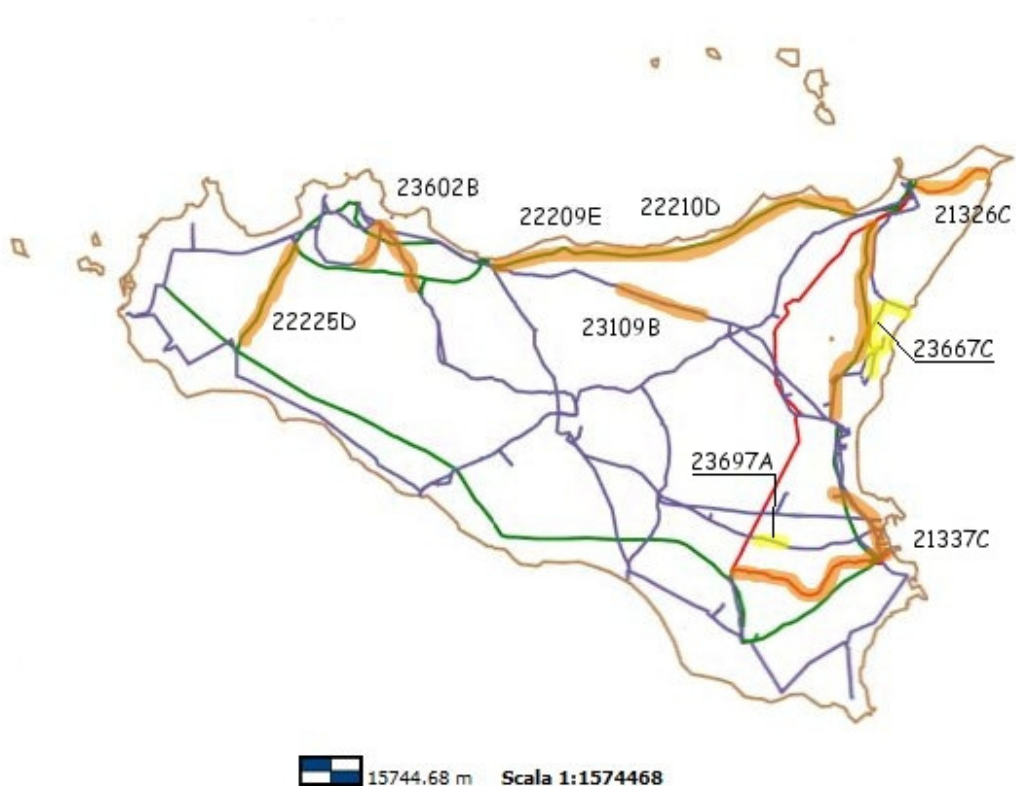
2006	Linee 380 kV	L21314C-L	Linea 314 Laino - Montecorvino 1	7,17
2006	Linee 220 kV	L22284B-L	Linea 284 Presenzano - S. Maria CV	4,20
2007	Linee 150-132 kV	L23076A-L	Linea 076 Praia - S. Barbara	1,16

### *Incendi*

2006	Linee 380 kV	L21313B-L	Linea 313 Garigliano - Patria	5,59
2006	Linee 380 kV	L21317B-L	Linea 317 Patria - S. Sofia	2,40
2007	Linee 380 kV	L21346A-L	Linea 346 Laino - Rossano T. 2	1,01
2007	Linee 150-132 kV	L23021C-L	Linea 021 Castrovillari - Rotonda	1,57
2007	Linee 150-132 kV	L23083A-L	Linea 083 Catanzaro - CP Mesoraca	2,28
2007	Linee 380 kV	L21354B-L	Linea 354 Rossano - Scandale	3,26
2007	Linee 150-132 kV	L23160A-L	Linea 160 Crotona I.-Strongoli cd P.59/C	1,05
2007	Linee 220 kV	L22252B-L	Linea 252 Pisticci - Taranto Nord	2,35
2007	Linee 150-132 kV	L23168A-L	Linea 168 Massafra - Taranto Nord	0,04
2007	Linee 150-132 kV	L23089A-L	Linea 089 Calusia - S.Giovanni In F.	0,49

2007	Linee 150-132 kV	L23013B-L	Linea 013 Acri - Mucone 1^ salto	2,52
2007	Linee 150-132 kV	L23187A-L	Linea 187 Cecita - Mucone 1^ salto	2,54
2007	Linee 150-132 kV	L23100A-L	Linea 100 Agropoli - Salento	6,44
2007	Linee 380 kV	L21372B-L	Linea 372 Magisano - Scandale	1,59
2007	Linee 150-132 kV	L23082A-L	Linea 082 Cosenza - Mucone 1° Salto	2,55
2007	Linee 380 kV	L21335B-L	Linea 335 Magisano - Rizziconi	3,18
2007	Linee 380 kV	L21372B-L	Linea 372 Magisano - Scandale	10,01
2007	Linee 150-132 kV	L23092A-L	Linea 092 Manfredonia Vetro - Vieste	22,38
2007	Linee 380 kV	L21315C-L	Linea 315 Montecorvino - S. Sofia	14,50
2007	Linee 150-132 kV	L23098B-L	Linea 098 Agip deliceto - Ascoli Satr.	0,05
2007	Linee 380 kV	L21331B-L	Linea 331 Benevento II - S. Sofia	4,50
2007	Linee 380 kV	L21346A-L	Linea 346 Laino - Rossano T. 2	0,04
2007	Linee 380 kV	L21346A-L	Linea 346 Laino - Rossano T. 2	1,53
2007	Linee 380 kV	L21322C-L	Linea 322 Laino - Rossano T. 1	0,07
2007	Linee 380 kV	L21322C-L	Linea 322 Laino - Rossano T. 1	2,30

**AOT Palermo**



**Piante**

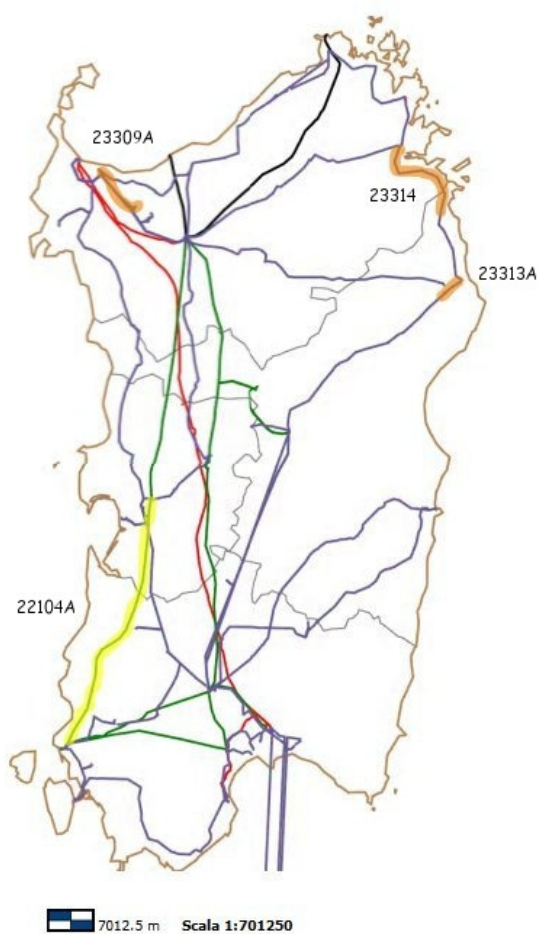
2005	Linee 150-132 kV	L23667C-L	Linea 667 Giarre-Giardini cd S.Venerina	19,50
2007	Linee 150-132 kV	L23697A-L	L 697 S/E Vizzini (Brulli) - CP Vizzini	6,47

**Incendi**

2006	Linee 220 kV	L22207D-L	Linea 207 Sorgente - Misterbianco 1	0,08
2007	Linee 220 kV	L22225D-L	Linea 225 Partanna - Partinico 2	1,29
2007	Linee 220 kV	L22210D-L	Linea 210 Corriolo - Caracoli 2	0,18
2007	Linee 150-132 kV	L23602B-L	Linea 602 S/E Casuzze - CP Guadalami	0,06
2007	Linee 150-132 kV	L23606C-L	Linea 606 S.Ne Ciminna - S.Ne Casuzze	0,38
2007	Linee 150-132 kV	L23654B-L	Linea 654 S/E Melilli - CP Lentini cd Ag	0,05
2007	Linee 150-132 kV	L23602B-L	Linea 602 S/E Casuzze - CP Guadalami	0,14

2007	Linee 380 kV	L21337C-L	Linea 337 Isab Melilli - Chiaram. Gulfi	0,05
2007	Linee 380 kV	L21326C-L	Linea 326 Rizziconi - Sorgente	0,05
2007	Linee 380 kV	L21326C-L	Linea 326 Rizziconi - Sorgente	0,21
2007	Linee 220 kV	L22210D-L	Linea 210 Corriolo - Caracoli 2	0,08
2007	Linee 380 kV	L21326C-L	Linea 326 Rizziconi - Sorgente	0,12
2007	Linee 150-132 kV	L23109B-L	Linea 109 Troina-Castelbuono cd Serra M	23,27
2007	Linee 150-132 kV	L23673B-L	Linea 673 Furnari - Ucria	7,40
2007	Linee 220 kV	L22209E-L	Linea 209 Corriolo - Caracoli 1	2,00
2007	Linee 220 kV	L22210D-L	Linea 210 Corriolo - Caracoli 2	0,16
2007	Linee 220 kV	L22210D-L	Linea 210 Corriolo - Caracoli 2	1,01
2007	Linee 220 kV	L22210D-L	Linea 210 Corriolo - Caracoli 2	0,21
2007	Linee 220 kV	L22209E-L	Linea 209 Corriolo - Caracoli 1	0,47
2007	Linee 220 kV	L22209E-L	Linea 209 Corriolo - Caracoli 1	6,40
2007	Linee 220 kV	L22210D-L	Linea 210 Corriolo - Caracoli 2	6,37
2007	Linee 220 kV	L22209E-L	Linea 209 Corriolo - Caracoli 1	0,05
2007	Linee 220 kV	L22210D-L	Linea 210 Corriolo - Caracoli 2	0,07
2007	Linee 220 kV	L22209E-L	Linea 209 Corriolo - Caracoli 1	1,11
2007	Linee 220 kV	L22210D-L	Linea 210 Corriolo - Caracoli 2	1,20
2007	Linee 150-132 kV	L23109B-L	Linea 109 Troina-Castelbuono cd Serra M	0,04

*AOT Cagliari*



*Piante*

2004	Linee 220 kV	L22104A-L	Linea 104 Sulcis - Oristano	3,03
------	--------------	-----------	-----------------------------	------

*Incendi*

2006	Linee 150-132 kV	L23313A-L	Linea 313 Siniscola 2 - Siniscola 1	1,49
2006	Linee 150-132 kV	L23309A-L	Linea 309 Monteoro - Portotorres 1	1,10
2006	Linee 150-132 kV	L23314A-L	Linea 314 S. Teodoro - Olbia 2	2,18
2006	Linee 150-132 kV	L23314A-L	Linea 314 S. Teodoro - Olbia 2	4,41