

**UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA**

**DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE  
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA**



**TESI DI LAUREA**

**CORDE INNOVATIVE PER LINEE AEREE  
IN ALTA E ALTISSIMA TENSIONE**

**( INNOVATIVE CONDUCTORS FOR HIGH AND EXTRA HIGH VOLTAGE )**

Relatore: **Ch.mo Prof.re ROBERTO BENATO**  
Correlatore: **Ing. SEBASTIAN DAMBONE SESSA**

Laureando: **MARIANO DAL POZ**  
matricola: 1108655

**ANNO ACCADEMICO 2016-2017**



# INDICE

<b>INTRODUZIONE</b>	<b>pag. 7</b>
<b>1. CAPITOLO – Le Linee Elettriche Aeree</b>	<b>9</b>
1.1. L’evoluzione della linea elettrica Aerea	9
1.2. Considerazioni generali e classificazione	9
1.3. Elementi costitutivi delle linee elettriche aeree	11
1.3.1. I conduttori	12
1.3.2. I sostegni per le linee elettriche aeree	17
1.3.2.1. Sostegni a palo	18
1.3.2.2. Sostegni a traliccio	18
1.3.3. Gli isolatori	21
1.3.3.1. Caratteristiche degli isolatori	22
1.3.3.2. Sollecitazioni negli isolatori	23
1.3.3.3. Tipologie di isolatori	23
1.3.3.4. Ripartizione della tensione in una catena di isolatori a sospensione	25
1.3.4. Le fondazioni	27
1.4. Effetto Corona	29
<b>2. CAPITOLO – Analisi dei Guasti</b>	<b>35</b>
2.1. Classificazioni delle interruzioni	35
2.2. Guasti per fulminazioni sulle linee elettriche	35
2.2.1. Sovratensioni di origine esterna	35
2.2.2. Tipologie di fulminazioni	37
2.3. Difetti di isolamento	40
2.4. Incendi in prossimità delle linee elettriche	41
2.5. Interferenza della vegetazione sulle linee aeree	45
2.6. Mitigazione per le aree con tempeste di vento e fulmini	48
2.7. Mitigazione per l’aumento delle piene dei fiumi e torrenti	49
2.8. Mitigazione per l’aumento delle frane	49

<b>3. CAPITOLO – Il Rating delle Linee Elettriche Aeree</b>	<b>pag. 51</b>
3.1. Introduzione al Rating di una linea elettrica aerea	51
3.2. Thermal Rating	51
3.2.1. Thermal Rating secondo la Norma CEI 11-60	52
3.2.2. Considerazioni fondamentali per determinazione dell'Amacity	53
3.2.2.1. Le condizioni metereologiche	54
3.2.2.2. Relazioni fra corrente e la temperatura del conduttore	54
3.2.2.3. Condizione di carico della linea e profitto del conduttore	63
3.2.2.4. Equazione del cambiamento di stato	75
3.2.2.5. Modulo di elasticità (E) e coefficiente dilatazione termica lineare di un conduttore bimetallico	79
3.2.2.6. La campata virtuale e il suo utilizzo nelle variazioni di stato	83
<b>4. CAPITOLO – L'Uprating delle linee elettriche aeree</b>	<b>85</b>
4.1. Definizione	85
4.2. Il Thermal Rating alle temperature elevate	85
4.2.1. Limiti del bilanciamento termico e sue correzioni	88
4.3. Abbassamento del conduttore alle alte temperature	89
4.3.1. Correzioni sull'abbassamento del conduttore ad elevate temperature	91
4.3.2. Conclusioni sull'abbassamento del conduttore alle temperature elevate	97
<b>5. CAPITOLO – Conduttori per Uprating delle linee elettriche aeree</b>	<b>99</b>
5.1. Introduzione	99
5.1.1. IACS	99
5.2. Materiali utilizzati per i conduttori	100
5.2.1. Materiali utilizzati per la conduzione elettrica	102
5.2.2. Materiali utilizzati per il sostegno meccanico	104
5.3. Conduttori	105
5.4. Conduttori operanti a temperature inferiori a 100 [°C]	106
5.4.1. Conduttore omogeneo in alluminio AAC	106
5.4.2. Conduttore omogeneo in lega di alluminio AAAC	107
5.4.3. Conduttore bimetallico in alluminio rinforzato con acciaio ACSR	110
5.4.4. Conduttori omogenei in alluminio rinforzati con lega di alluminio ACAR	112
5.5. Conduttori con geometria alternativa	115
5.5.1. Conduttori compatti	115
5.5.2. Fenomeno di "Fretting Fatigue"	116
5.5.3. Conduttori con elevata resistenza alle vibrazioni SD e VR	117

5.6. Conduttori operanti a temperature superiori a 100 [°C] o “HTLS Conductors”	pag. 119
5.6.1. Conduttore ACSS e ACSS/TW	121
5.6.2. Conduttore G(Z)TACSR “Gap Type”	123
5.6.3. Conduttore (Z)TACIR	127
5.6.4. Conduttore (Z)TACSR	128
5.6.5. Conduttore ACCR e ACCR/TW	130
5.6.6. Conduttore ACCC e ACCC/TW	131
5.7. Casi studio per l’Uprating	132
5.7.1. Conduttore ACSR-Zebra in linea con campata virtuale di 350 [m]	133
5.7.2. Conduttore ACSR-Tern in Linea con Campata Virtuale di 350 [m]	138
5.7.3. Conduttore ACSR-Bear in Linea con Campata Virtuale di 275 [m]	142
5.7.4. Caso studio di una linea a 220 [kV] in Romania	146
5.8. Schede conduttori esaminati	151
<b>APPROFONDIMENTO[1]: fenomeno di “Fretting–Fatigue” su un conduttore elettrico</b>	<b>163</b>
<b>CONCLUSIONE</b>	<b>167</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>171</b>



In questi ultimi decenni la crescita e lo sviluppo economico di alcuni Paesi hanno determinato uno stimolo ed un conseguente aumento dei consumi e fra questi anche l'aumento della domanda di energia elettrica.

La rete elettrica di trasmissione e distribuzione riveste un ruolo strategico e basilare nel sistema di approvvigionamento energetico di un paese poiché rappresenta il tramite con cui viene soddisfatta la domanda.

La crescita della domanda di energia elettrica rappresenta un problema di notevole entità dato che il sistema di approvvigionamento deve essere in grado di soddisfarla/coprirla e per far ciò bisogna andare a costruire ed erigere nuove linee, ma tale azione non è così semplice perché oltre alle varie Norme e Leggi atte alla regolamentazione, sicurezza e mantenimento si aggiungono gli ostacoli di carattere ambientale e finanziario.

Visti gli ostacoli, derivanti dalla realizzazione di nuove linee, si è optato per la riqualificazione delle linee elettriche aeree esistenti; infatti tale azione risulta contenere i costi, andando al tempo stesso a potenziare le loro capacità di trasmissione mediante l' "*Uprating*"; con tale termine si indicano tutte le fasi di riqualificazione delle prestazioni atte al potenziamento, sempre nel rispetto degli iter progettuali, di sicurezza e di affidabilità di esercizio.

Le metodologie per l' "*Uprating*" sono molteplici, di seguito riportiamo alcune di esse:

- Riconfigurazione geometrica delle campate, in particolar modo andando ad elevare i punti di sospensione dei conduttori e/o introducendo tralicci lungo la linea; in tale maniera si avranno valori di corrente nominale elevati da cui deriveranno rispettivamente elevati valori di temperatura di esercizio e maggiori abbassamenti "*sag*" dei conduttori lungo le campate.
- Monitoraggio istante per istante della temperatura dei conduttori e dei flussi energetici della rete "*Real Time Rating*"; mediante tale monitoraggio si potrà andare a determinare e valutare le condizioni di carico di ogni singola linea e quindi si potrà andare ad usufruire al massimo la capacità di trasporto.
- Introduzione di nuove terne nella medesima linea, anche se questo comporta non solo la sostituzione dei conduttori, ma anche un rafforzamento delle strutture di sostegno.

Il metodo di "*Uprating*" che andremo a considerare per questa trattazione consiste nella sostituzione dei conduttori preesistenti nella linea elettrica aerea con altri innovativi, sia sotto un'ottica tecnologica che prestazionale, che grazie alle loro caratteristiche fisiche e geometriche permetteranno il funzionamento delle linee anche in condizioni proibitive, solo per i conduttori standard e preesistenti, garantendo al tempo stesso una maggiore capacità di trasmissione della linea; inoltre tale metodo sarà applicabile alla maggior parte delle linee e ci permetterà in molti casi di ottenere un incremento sostanziale della potenzialità della linea.





## LE LINEE ELETTRICHE AEREE

---

### 1.1. L'evoluzione della Linea Elettrica Aerea

La prima linea di trasmissione elettrica fu realizzata nel 1777 da Alessandro Volta, essa collegava Como con Milano ed era costituita da conduttori in ferro e sostegni lignei.

Questa linea ricalcava le caratteristiche costruttive delle prime linee telegrafiche, le quali erano costituite da conduttori di filo di ferro zincato retti da isolatori in porcellana fissati con delle viti a pali di legno e muniti di un gancio che aveva il compito di sostenere il conduttore.

Nel 1882 venne realizzata la Tivoli – Roma, che fu la prima linea di trasmissione a carattere industriale monofase a 5100 Volt e costituita da sostegni metallici formati da putrelle accoppiate, fondazioni in calcestruzzo, isolatori montati su ganci a gambo su passanti fissati su traverse di quercia. I conduttori ( quelli che normalmente sono chiamati “fili elettrici” ) erano quattro in rame.

Dopo due anni nel 1884 Gallileo Ferraris in occasione dell'esposizione internazionale di Torino eseguì una dimostrazione sperimentale di trasmissione a distanza mediante una linea monofase di 42 km fino a Lanzo.

Un importante passo avanti avvenne nel 1891 per la prima linea di trasmissione sperimentale trifase ad alta tensione lunga 175 km con  $U_n = 15$  kV tra Lauffen e Francoforte.

Alla Tivoli - Roma fece seguito nel 1898 la Paderno d'Adda – Milano lunga 32 km con  $U_n = 13,5$  kV per trasmettere circa 10,5 MW; questa fu la prima linea trifase con sostegni di ferro “ tipo a traliccio” ed isolatori “ tipo delta” a campane multiple con conduttori in rame. Contemporaneamente negli Stati Uniti sorsero le prime importanti linee industriali con conduttori in rame o bronzo.

Con l'avvento del '900 si ebbe un grande sviluppo delle linee elettriche infatti dal 1901 al 1911 fu realizzata la linea di trasmissione dei Giovi, dal 1911 al 1912 fu realizzata la linea trasmissione Sampierdarena – Ronco e dal 1941 al 1951 vennero realizzate in Italia 2293 km di linee a 220kV.

Nel 1967 in Quebec venne realizzata la prima linea a 735 kV.

Nel 1982 fu attivato nell'Unione Sovietica un elettrodotto da 1200 kV e nel 1986 tra Italia e Francia entrò in servizio la linea d'interconnessione a 380 kV di Rondissone – Albertville.

A oggi in Italia sono in funzione 62.000 km di linee ad alta tensione con circa 200.000 tralicci. Per il futuro è attivo in Italia un campo di ricerca che riguarda le così dette “smart grid” ovvero una rete elettrica che può integrare intelligentemente il comportamento e le azioni di tutti gli utenti ad essi connessi, sia che essi siano produttori, consumatori e produttori/consumatori allo scopo di assicurare in maniera efficiente un approvvigionamento sostenibile, economico e sicuro. La vecchia struttura della rete elettrica sarà sempre meno idonea alle necessità future, infatti dovrà modificarsi divenendo più: intelligente, affidabile, sostenibile ed economica.

La comunità europea ha dei traguardi ambiziosi: ridurre del 20% le emissioni di  $CO_2$ , portare al 20% la produzione da fonti rinnovabili tutto ciò entro il 2020.

### 1.2. Considerazioni Generali e Classificazione

Una linea elettrica è un sistema elettrico atto a trasportare l'energia elettrica tra due punti con il fine di prelevarla dai luoghi di produzione e trasmetterla alle zone in cui sarà utilizzata; tale compito viene svolto mediante l'utilizzo di una struttura composta da numerose linee elettriche

connesse fra loro, direttamente o mediante innesto di trasformatori, con lo scopo di determinare una *rete elettrica*.

Di fatto una rete elettrica è distinta in due grosse parti:

- La Rete di Trasmissione: viene impiegata per il transito energetico di grosse potenze su lunghe distanze.
- La Rete di Distribuzione: atta a distribuire l'energia elettrica richiesta alle utenze finali.

Entrambe le reti, trasmissione e distribuzione, dovranno essere realizzate con sistemi tecnicamente ed economicamente convenienti e tali da garantire basse perdite energetiche, investimenti di realizzazione contenuti, sicurezza e affidabilità.

Nel seguente documento andremo a focalizzarci sulle *linee elettriche aeree isolate in aria*, le quali sono formate da conduttori elettrici nudi in tensione, sospesi ed isolati elettricamente attraverso gli isolatori ancorati ai sistemi di sostegno (tralicci o pali).

I conduttori sospesi fra due sostegni/tralicci consecutivi assumono una configurazione geometrica di una catenaria e lo spazio fra essi compreso prende il nome di *campata*.

La *freccia* di una campata corrisponde al massimo abbassamento dei conduttori nei confronti del segmento di retta che unisce i punti di sospensione, misurato lungo la campata stessa; quando i sostegni sono posti alla medesima quota, in tal caso si parlerà di "*campata a livello*", la freccia risulterà cadere nella mezzeria, tuttavia non ha carattere generale in quanto i tralicci e sostegni possono avere altezze diverse per via di attraversamenti della linea nei confronti di alte opere o più semplicemente per una variazione altimetrica del tracciato.

Un altro parametro fondamentale della linea elettrica è dato dalla *Tensione Nominale*  $U_n$ , rappresentante il valore di tensione elettrica al quale sono riferite le caratteristiche della linea, per i sistemi elettrici trifase si andrà a considerare di norma come tale la tensione concatenata.

In base alla tensione nominale avremo un aumento delle distanze d'isolamento elettrico, dimensioni rispettivamente dei tralicci, isolatori, campate e un aumento dei costi e delle potenzialità della linea.

Infatti, considerando l'Italia, le Norme CEI vanno a discernere principalmente i livelli di tensione in quattro livelli:

- **BT** ( Bassa Tensione ): Linee di Distribuzione  $U_n = 400 [V]$
- **MT** ( Media Tensione ): Linee di Distribuzione  $U_n = 20 [kV]$
- **AT** ( Alta Tensione ): Linee di Trasmissione  $U_n = 132 [kV]$  e  $220 [kV]$
- **AAT** ( Altissima Tensione ): Linee di Trasmissione  $U_n = 380 [kV]$

Il motivo per cui abbiamo diversi livelli di tensione per reti di trasmissione che per reti di distribuzione deriva da problemi legati ai costi, alle prestazioni e alla sicurezza.

La *Produzione di Energia Elettrica* avviene secondo livelli di tensione che non superano la MT, questo per motivi derivanti dall'isolamento termico nei generatori, infatti i trasformatori elevatori hanno il compito di andare ad aumentare il livello di tensione dalla MT alla AT o AAT.

La *trasmissione* per distanze prossime ai 200 Km avviene in AT e AAT, una volta giunti nei pressi dei luoghi di consumo attraverso dei trasformatori in discesa si riduce, per motivi di sicurezza, la tensione nominale della rete, la *distribuzione* per piccole distanze, circa 10 km, avviene salvo qualche eccezione in AT (grandi industrie), in MT (piccole-medie industrie) e in BT (utenze domestiche).

La Norma CEI 11-4 dà una classificazione delle linee aeree in base alla loro tipologia, tensione nominale e caratteristiche meccaniche:

1. **Linee di Telecomunicazione:** linee telefoniche, telegrafiche, di segnalazione comando a distanza in servizio pubblico o privato, che non appartengono alla classe zero.
2. **Linee di Classe Zero:** sono linee telefoniche, telegrafiche, comando a distanza in servizio di impianti elettrici, le quali abbiano i sostegni in comune con linee di trasporto e distribuzione oppure qualora non avessero alcun sostegno in comune vengono comunque dichiarate appartenenti a questa categoria in sede autorizzativa.
3. **Linee Classe Prima:** sono quelle linee atte al trasporto e alla distribuzione dell'energia elettrica, con tensione nominale  $U_n \leq 1 [kV]$  in a.c. e le linee in cavo per illuminazione pubblica in serie fino a 5 kV.
4. **Linee Classe Seconda:** linee con tensione nominale:  $1 [kV] \leq U_n \leq 30 [kV]$  per il trasporto e la distribuzione, nelle quali il carico di rottura risulti essere inferiore a 3500 [Kgf].
5. **Linee di Classe Terza:** sono le linee con  $U_n \geq 30 [kV]$  atte al trasporto e distribuzione con carico di rottura maggiore di 3500 [kgf].

Le principali linee guida per la corretta progettazione, realizzazione ed esercizio delle linee aeree fanno riferimento ai Documenti Legislativi e alle Norme CEI indicate nel seguito:

- **Decreto Ministeriale (DM) 21 marzo 1988:**  
Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne.
- **Decreto Ministeriale (DM) 16 gennaio 1991:**  
Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche aeree esterne.
- **Norma CEI 11-4 (ed 11-4 Ec):**  
Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne.
- **Norma CEI 11-75:**  
portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne con tensione maggiore di 100 [kV]. Esecuzione delle linee elettriche aeree e riqualificazione delle linee esistenti.
- **Norma CEI 11-76:**  
Guida di applicazione delle Norme CEI 11-60 e CEI 11-75.

### 1.3. Elementi Costitutivi delle Linee Elettriche Aeree

La costruzione di una linea elettrica aerea rappresenta una delle attività cantieristiche più ardue e pericolose sia da un punto di vista organizzativo che operativo; questo è dovuto alla possibilità che si presentino lungo il percorso dell'elettrodo molteplici situazioni e condizioni (caratteristiche geomorfologiche del territorio, tipologia e consistenza del terreno, aspetti climatici, interferenze con viabilità e abitazioni, altitudine, presenza di bacini e/o corsi d'acqua, ecc.), le quali, la maggior parte delle volte, vanno ad innalzare il livello di rischio delle normali

fasi lavorative correlate alla realizzazione dell'opera. Gli elementi costitutivi di una linea elettrica aerea sono:

- CONDUTTORI
- SOSTEGNI
- ISOLATORI
- FONDAZIONI PER I SOSTEGNI

### 1.3.1. I Conduttori

La scelta dei conduttori rappresenta un punto chiave nella realizzazione di una linea elettrica in quanto essi incidono per il 30 % sull'investimento totale; inoltre la scelta ottimale scaturisce da un compromesso fra le proprietà elettriche e meccaniche e fra costo di investimento e perdite di energia nell'arco di vita della linea.

I conduttori delle linee elettriche aeree sono solitamente costituiti da fili cilindrici metallici nudi (cioè non rivestiti da materiale isolante), dotati di elevata flessibilità e posti ad una certa distanza dal suolo; quest'ultima risulta essere in funzione della tensione di esercizio della linea.

Rare sono oramai le soluzioni che prevedono un unico filo, infatti la maggior parte dei conduttori "corde" sono costituiti da più fili elementari *trefoli* che vengono avvolti elicoidalmente attorno allo strato più interno (anima) in strati sinistrorsi o destrorsi e questo perché risultano essere più flessibili e più semplici nelle fasi di tesatura e montaggio.

Il numero di fili che vengono avvolti risulta essere sempre un multiplo di 6, quindi tali corde potranno essere composte da 7 (1 centrale + 6), 13 (1 centrale + 12), 19, ... trefoli elementari.

Inoltre la composizione di un conduttore è indicata attraverso il numero di fili costituenti la corda per il loro diametro espresso in millimetri (esempio 7 x 3,00).

Un buon conduttore deve presentare alcune caratteristiche quali:

- Un basso valore della resistività elettrica in modo da avere una resistenza elettrica ridotta.
- Un basso valore di peso specifico in modo tale da avere un peso totale dei conduttori contenuto.
- Un adeguato valore del carico di rottura meccanico legato agli sforzi a cui il conduttore risulterà essere soggetto.

**Tab 1.1** – Caratteristiche elettro-meccaniche dei materiali costituenti le corde per linee elettriche aeree.

	<b>Rame</b>	<b>Alluminio</b>	<b>Aldrey</b>	<b>Acciaio</b>
Coefficiente di aumento della Resistività con temperatura $\alpha$ [ $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ]	$3,93 \cdot 10^{-3}$	$4,03 \cdot 10^{-3}$	$4,03 \cdot 10^{-3}$	$5,2 \cdot 10^{-3}$
Resistività a 20°C; $\rho_{20^{\circ}\text{C}}$ [ $\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ ]	0,018	0,028	0,033	0,17
Carico di Rottura [MPa]	200	120 ÷ 180	290 ÷ 340	1140

Il diametro esterno di una corda risulta essere maggiore del 15% rispetto a quello di un conduttore massiccio di pari sezione; in maniera approssimata possiamo determinarlo mediante tale formulazione:

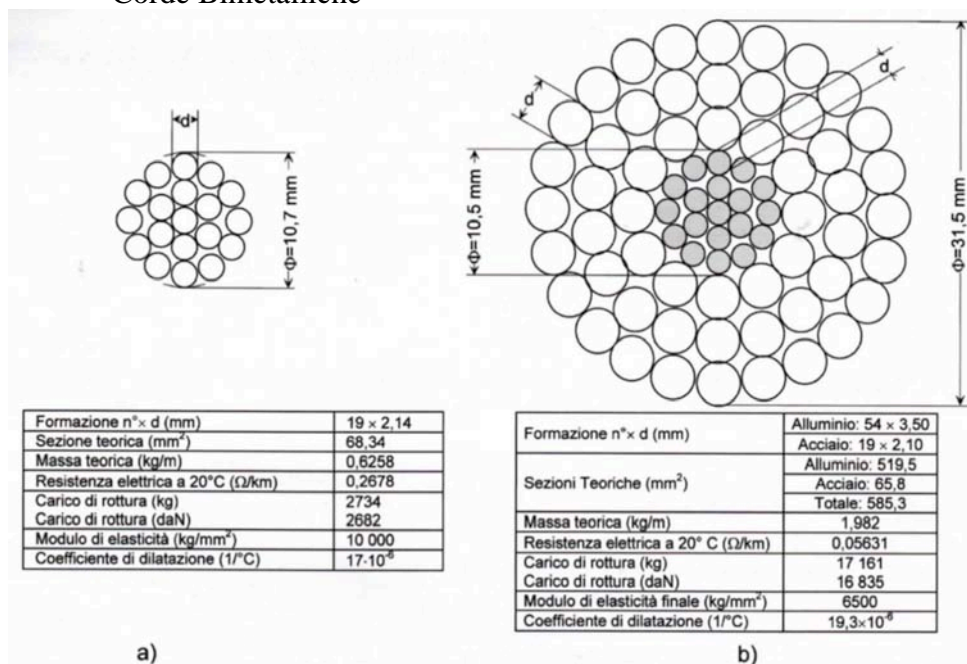
$$\Phi = 1,3 \sqrt{S} \text{ [mm}^2\text{]} \quad (1.1)$$

$\Phi$  = Diametro esterno

S = Sezione teorica della corda

Le corde possono essere distinte rispettivamente in:

- Corde Monometalliche
- Corde Bimetalliche



**Fig 1.1 a)** Esempio di Corda Monometallica in Rame

**Fig 1.1 b)** Esempio di Corda Bimetallica in Alluminio- Acciaio

Le **Corde Monometalliche**: sono quelle corde utilizzate nelle applicazioni in MT e BT e sono costituite da un unico materiale quale:

1. Rame Crudo
2. Alluminio
3. Leghe di Alluminio (Aldrey)

**Tab 1.2** - Tabella CEI-UNEL 01437 per corde in Rame Crudo.

Grandezza	N°fili x d n x mm	Sezione Teorica mm <sup>2</sup>	Diametro Esterno mm	Massa Teorica Kg/km	Carico Rottura da N	Resistenza Teorica a 20°C Ω/km
16/7	7 x 1,70	15,69	5,1	144,1	664,0	1,140
25/7	7 x 2,14	25,18	6,42	228,3	1028	0,7199
35/7	7 x 2,52	34,91	7,56	316,6	1426	0,5192
40/7	7 x 2,70	40,08	8,1	363,4	1637	0,4522
50/7	7 x 3,00	49,48	9	448,7	2021	0,3663
65/19	19 x 2,10	65,81	10,5	602,6	2632	0,2781
70/19	19 x 2,14	68,34	10,7	625,8	2733	0,2678
95/19	19 x 2,52	94,76	12,6	867,7	3790	0,1831
120/19	19 x 2,80	117,0	14	1071	4679	0,1564
150/37	37 x 2,30	153,7	16,1	1415	5949	0,1196
240/37	37 x 2,80	227,8	19,6	2096	8817	1,08073

**Tab 1.3** – Tabella CEI-UNEL 01435 per corde di Alluminio Crudo.

Grandezza	N°fili x d n x mm	Sezione Teorica mm <sup>2</sup>	Diametro Esterno mm	Massa Teorica Kg/km	Carico Rottura da N	Resistenza Teorica a 20°C Ω/km
25/7	7 x 2,14	25,18	6,42	68,00	431,0	1,137
35/7	7 x 2,50	34,36	7,5	94,10	575,0	0,8332
50/7	7 x 3,00	49,48	9	135,5	79,0	0,5786
70/19	19 x 2,14	68,34	10,7	188,0	1169	0,4210
95/19	19 x 2,50	93,27	12,5	256,6	1559	0,3085
120/19	19 x 2,90	125,5	14,5	345,3	2003	0,2292
240/37	37 x 2,90	244,4	20,3	673,8	3900	0,1180
500/61	61 x 3,20	490,6	28,8	1355	7285	0,05690
800/61	61 x 4,00	766,5	36,0	2118	10970	0,03770

**Tab 1.4** - Tabella CEI-UNEL 01436 per corde fi lega alluminio.

Grandezza	N°fili x d n x mm	Sezione Teorica mm <sup>2</sup>	Diametro Esterno mm	Massa Teorica Kg/km	Carico Rottura da N	Resistenza Teorica a 20°C Ω/km
35/7	7 x 2,52	34,91	7,56	95,60	995,0	0,9429
50/7	7 x 3,00	49,48	9	135,5	1410	0,6653
70/19	19 x 2,14	68,34	10,7	188,0	1948	0,4840
95/19	19 x 2,52	94,76	12,6	260,7	2701	0,3491
120/19	19 x 2,90	125,5	14,5	345,3	3577	0,2636
150/37	37 x 2,25	147,1	15,75	405,6	4193	0,2253
185/37	37 x 2,52	184,5	17,64	508,8	5259	0,1797
200/37	37 x 2,60	196,4	18,2	541,6	5599	0,1688
240/37	37 x 2,90	244,4	20,3	673,8	6965	0,1357
300/61	61 x 2,52	304,2	22,68	840,6	8671	0,1092
400/61	61 x 2,90	402,9	26,1	1113	11480	0,08247

**Le Corde Bimetalliche:** sono quelle utilizzate nelle applicazioni in AT e AAT e sono costituite da fili di acciaio galvanizzato e mantello esterno costituito da più strati di alluminio o di lega di alluminio. Il nucleo in acciaio “anima” viene interessato minimamente dalla conduzione della corrente.

Il mantello di alluminio ha una funzione conduttrice e contribuisce assieme all’anima in acciaio alla resistenza meccanica del conduttore.

**Tab 1.5a** – Tabella CEI-UNEL 01434 per corde in alluminio-acciaio.

Grandezza	Diametro Esterno mm	Massa Teorica Kg/km	Carico Rottura da N con Acc 170 daN	Resistenza Teorica a 20°C Ω/km
42/6 + 1	9	171,5	1613	0,6766
68/12 + 7	13,4	496,3	6195	0,4266
128/26 + 7	15,85	516,2	4909	0,2261
191/26 + 7	19,38	772,0	7122	0,1509
212/30 + 7	21	973,7	9866	0,1362
265/26 + 7	22,8	1068	9752	0,1090
349/30 + 19	26,9	1586	15610	0,08274
382/54 + 7	27	1443	12710	0,07573
416/30 + 19	29,3	1881	18490	0,06952
434/54 + 7	28,8	1641	14060	0,06656
520/54 + 19	31,5	1953	16850	0,05564
629/54 + 19	34,6	2368	20050	0,04598
748/54 + 19	37,7	2801	23770	0,03864
1657/150 + 37	56,26	6269	53280	0,01758

**Tab 1.5b** – Tabella CEI-UNEL 01434 per corde in alluminio-acciaio.

<b>Grandezza</b>	<b>N°fili x d n x mm All</b>	<b>N°fili x d n x mm Acc</b>	<b>Sezione Teorica Totale mm<sup>2</sup></b>	<b>Rapporto fra sezione All e Acc</b>
42/6 + 1	6 x 3,00	1 x 3,00	49,48	6,0
68/12 + 7	12 x 2,68	7 x 2,68	107,2	1,7
128/26 + 7	26 x 2,50	7 x 1,95	148,5	6,1
191/26 + 7	26 x 3,06	7 x 2,38	222,3	6,1
212/30 + 7	30 x 3,00	7 x 3,00	261,5	4,3
265/26 + 7	26 x 3,60	7 x 2,80	307,7	6,1
349/30 + 19	30 x 3,85	19 x 2,30	428,1	4,4
382/54 + 7	54 x 3,00	7 x 3,00	431,2	7,7
416/30 + 19	30 x 4,20	19 x 2,50	508,9	4,5
434/54 + 7	54 x 3,20	7 x 3,20	490,5	7,7
520/54 + 19	54 x 3,50	19 x 2,10	585,3	7,9
629/54 + 19	54 x 3,85	19 x 2,30	707,5	8,0
748/54 + 19	54 x 4,20	19 x 2,50	841,4	8,0
1657/150 + 37	150 x 3,75	37 x 2,68	1866	7,9

Andiamo a riassumere brevemente le tipologie di conduttori tradizionali e le nuove tipologie di conduttori.

**Tab 1.6** – Tipologie di conduttori tradizionali

<b>TIPOLOGIE DI CONDUTTORI TRADIZIONALI</b>		
<b>Sigla Conduttore</b>	<b>Descrizione</b>	<b>Caratteristiche</b>
AAC	Costituito da uno o più mantelli di Alluminio 1350 tempratura H19	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 90°C</li> <li>• Resistività Max a 20°C: <math>2,8264 \cdot 10^{-5} \Omega m</math></li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^\circ C ]</math></li> <li>• Alluminio 99,5% 1350 H19</li> </ul>
AAAC	Costituito da una lega di Alluminio, Magnesio e Silicio denominato Al-Mg-Si	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 90°C</li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^\circ C ]</math></li> <li>• Resistività Max a 20°C per tipo A: <math>3,2840 \cdot 10^{-5} \Omega m</math></li> <li>• Resistenza Max a 20°C per tipo B: <math>3,2530 \cdot 10^{-5} \Omega m</math></li> </ul>
ACSR	Costituito da una corda di acciaio zincato avvolto da uno o più mantelli esterni in Alluminio 1350 H19	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 200 – 250°C</li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>11 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^\circ C ]</math></li> </ul>
ACAR	Costituito da una corda avente i fili elementari in lega Al-Mg-Si e uno o più mantelli esterni in Alluminio 1350 H19	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^\circ C ]</math></li> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 90°C</li> <li>• Resistività Max a 20°C : <math>2,864 \cdot 10^{-5} \Omega m</math></li> <li>• Alluminio 99,5% 1350 H19</li> </ul>

**Tab 1.7** – Nuove tipologie di conduttori con materiali tradizionali.

<b>NUOVE TIPOLOGIE DI CONDUTTORI CON MATERIALI TRADIZIONALI</b>			
<b>Sigla Conduttore</b>		<b>Descrizione</b>	<b>Caratteristiche</b>
OMOGENEI	AAC/TW	Come conduttore AAC	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geometria compatta</li> <li>• Restanti caratteristiche uguali a quelle della tipologia tradizionale</li> </ul>
	AAAC	Come conduttore AAAC	Come conduttore precedente
NON OMOGENEI	ACAR/TW	Come conduttore ACAR	Come conduttore precedente
	ACSR/TW	Come conduttore ACSR	Come conduttore precedente

**Tab 1.8** – Nuove tipologie di conduttori con materiali non tradizionali.

<b>NUOVE TIPOLOGIE DI CONDUTTORI CON MATERIALI NON TRADIZIONALI</b>			
<b>Sigla Conduttore</b>		<b>Descrizione</b>	<b>Caratteristiche</b>
OMOGENEI	ACSS	Costituito da una corda avente fili elementari in acciaio zincato rinforzato ricoperto da uno o più strati esterni in alluminio ricotto 1350-0	<i>Alluminio 1350-0:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 250°C</li> <li>• Resistività Max a 20°C: <math>2,73 \cdot 10^{-5} \Omega m</math></li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6} [1 / ^\circ C]</math></li> </ul>
			<i>Acciaio zincato:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 340°C</li> <li>• Coeff. Esp. Lineare : <math>11,5 \cdot 10^{-6} [1 / ^\circ C]</math></li> </ul>
	TACSR	Costituito da una corda avente fili elementari in acciaio zincato ricoperto da uno o più strati esterni in lega di alluminio e zirconio ad alta resistenza termica tipo TA1	<i>Lega alluminio ( Al+Zr ):</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 150°C</li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6} [1 / ^\circ C]</math></li> <li>• Temperatura Max emergenza: 180 °C</li> <li>• Resistività Max a 20°C: <math>2,8740 \cdot 10^{-5} \Omega m</math></li> </ul>



NON OMOGENEI	ZTACIR	Costituito da un corda avente fili elementari in Invar zincato ricoperto da uno o più strati esterni in lega di alluminio e zirconio ad alta resistenza termica di tipo ZTA1	<p><i>Lega di Invar ( Fe + Ni ):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 210 °C</li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^\circ\text{C} ]</math></li> <li>• Temperatura Max emergenza: 240 °C</li> <li>• Resistività Max a 20°C: <math>2,8740 \cdot 10^{-2} \Omega\text{m}</math></li> </ul>
	XTACIR	Costituito da una corda avente fili elementari in Invar zincato ricoperto da uno o più strati esterni in lega di alluminio e zirconio ad alta resistenza termica di tipo XTA1	<p><i>Lega di Alluminio ( Al+Zr ):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^\circ\text{C} ]</math></li> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 230 °C</li> <li>• Temperatura Max emergenza: 310 °C</li> <li>• Resistività Max a 20°C: <math>2,9730 \cdot 10^{-5} \Omega\text{m}</math></li> </ul> <p><i>Lega di Invar ( Fe+Ni ):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>2,8 \cdot 10^{-6} [1/ ^\circ\text{C} ]</math> per <math>t &lt; 90^\circ\text{C}</math></li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>3,6 \cdot 10^{-6} [1/ ^\circ\text{C} ]</math> per <math>t &gt; 90^\circ\text{C}</math></li> </ul>

le nuove tipologie di conduttori, considerando il caso di geometria compatta, garantiscono migliori prestazioni sia dal punto di vista elettrico che dal punto di vista meccanico. Modificando la sezione del singolo filo costituente il fascio sarà possibile ottenere una riduzione degli spazi vuoti fra i trefoli contigui che in un normale conduttore con fili a sezione circolare rappresentano circa il 25% della sezione totale.

Quindi a parità del diametro esterno corrisponde un aumento della quantità di materiale conduttore e ciò implica una maggior capacità di trasporto del conduttore di circa del 15%; invece a parità di superficie conduttiva il diametro esterno sarà inferiore del 9% rispetto a quello di un conduttore tradizionale e ciò implicherà una minor superficie esposta all'azione del vento con conseguenti minori cariche sui sostegni.

### 1.3.2. I Sostegni per le Linee Elettriche Aeree

La struttura del traliccio risale alle prime costruzioni in ferro che, a partire dal 1829, segnarono l'affermarsi della cosiddetta architettura del ferro; la sua struttura consente di costruire l'elettrodo su ogni tracciato permettendo così di rispettare le norme tecniche e le condizioni di carico.

Per la scelta dei sostegni della linea elettrica bisogna tener conto di diversi fattori quali: l'altezza che dipende dal livello di tensione della linea, il peso, la forma, reperibilità materiale.

Tali sostegni si dividono in due tipologie:

1. Sostegni a Palo
2. Sostegni a Traliccio

### 1.3.2.1. Sostegni a Palo

Vengono impiegati principalmente in linee in BT e MT, sono di sezione circolare e possono essere costruiti in:

- Cemento armato centrifugato
- Cemento armato precompresso
- Cemento armato vibrato
- Acciaio a stelo unico
- Vetro resina
- Legno

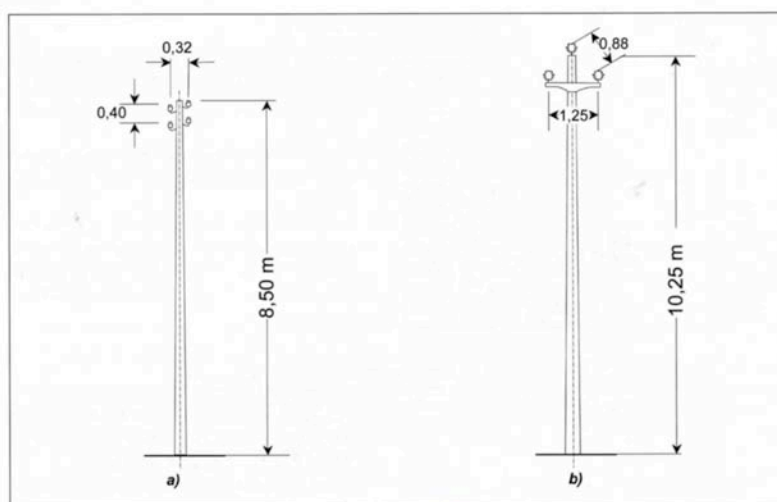


Fig 1.2 a) Sostegni a Palo per linee in BT

Fig 1.2 b) Sostegni a Palo per linee in MT

### 1.3.2.2. Sostegni a Traliccio

Vengono impiegati principalmente in linee AT e AAT, sono costituiti da quattro montanti che formano un tronco piramidale a base quadrata e da una struttura reticolare di profilati di acciaio zincato di tipo a L a lati uguali.

Fino agli anni '70 venivano installati tralicci a Y e a D definiti “*Sostegni Tradizionali*”, mentre a partire dagli anni '70 si incominciò ad installare tralicci che rispondessero alle esigenze ambientali cercando però di incrementare, allo stesso tempo, le caratteristiche tecnico-strutturali e di costo; questi “*Sostegni Compatti*” vennero realizzati nelle zone ad alta densità abitativa e in zone paesaggistiche protette. In questi sostegni le sollecitazioni meccaniche avvengono o per trazione o per compressione, gravando minimamente sulle fondazioni.

Per questi tralicci in AT e AAT si distinguono tre tipologie : tralicci in AT ( 132 – 150 kV ), tralicci in AT ( 220 kV ) e tralicci in AAT ( 380 kV ).

#### Elettrodi Aerei a 380 kV:

Per linee a 380 kV la palificazione è realizzata mediante sostegni a traliccio del tipo a “delta rovescio” nel caso di linee a semplice terna, mentre mediante sostegni a “tronco piramidale” nel caso di linee in doppia terna; i sostegni vengono realizzati con angolari in acciaio zincati a caldo e bullonati; in casi particolari sono utilizzati sostegni tubolari.

Ogni fase è costituita da 2 o 3 conduttori di energia che sono collegati tra loro da distanziatori, con spacing da 400 mm. Ciascun conduttore è costituito da una corda in alluminio-acciaio di diametro complessivo di 31,50 mm.

Le principali caratteristiche elettriche sono:

**Tab 1.9** – Caratteristiche Elettriche Elettrodi Aerei a 380 kV.

Tensione Nominale	380 kV ( in corrente alternata )
Frequenza Nominale	50 Hz
Intensità di Corrente Nominale	1500 A ( per fase)
Potenza Nominale	1000 MVA ( per terna )

Per la distribuzione dei sostegni si considera che il franco minimo in massima freccia rispetti il D.M. 21/03/1988 e ss.mm.ii e compatibile con la normativa vigente sui campi elettrici e magnetici.

In base alla tipologia di palo in progetto, si può utilizzare sia una fune di guardia d'acciaio, sia una fune di guardia con fibre ottiche.

#### Elettrodi Aerei a 220 kV:

Per linee a 220 kV la palificazione è realizzata mediante sostegni tradizionali a traliccio del tipo “tronco-piramidale” con angolari in acciaio zincati a caldo e bullonati.

Ogni fase è costituita da un conduttore formato da una corda di alluminio-acciaio di diametro pari a 31,50 mm.

Le principali caratteristiche elettriche sono:

**Tab 1.10** – Caratteristiche Elettriche Elettrodi Aerei a 220 kV.

Tensione Nominale	220 kV ( in corrente alternata )
Frequenza Nominale	50 Hz
Intensità di Corrente Nominale	500 A ( per fase)
Potenza Nominale	200 MVA ( per terna )

Per la distribuzione dei sostegni si considera che il franco minimo in massima freccia rispetti il D.M. 21/03/1988 e ss.mm.ii e compatibile con la normativa vigente sui campi elettrici e magnetici.

In base alla tipologia di palo in progetto, si può utilizzare sia una fune di guardia d'acciaio, sia una fune di guardia con fibre ottiche.

#### Elettrodi Aerei a 132 – 150 kV:

Per linee a 132-150 kV la palificazione è realizzata mediante sostegni tradizionali a traliccio del tipo “tronco-piramidale” con angolari di acciaio zincati a caldo e bullonati; solo in casi particolari si ricorre all'utilizzo di sostegni di tipo tubolare.

Ogni fase è costituita da un conduttore formato da una corda di alluminio-acciaio con diametro di 31,50 mm.

Le principali caratteristiche elettriche sono:

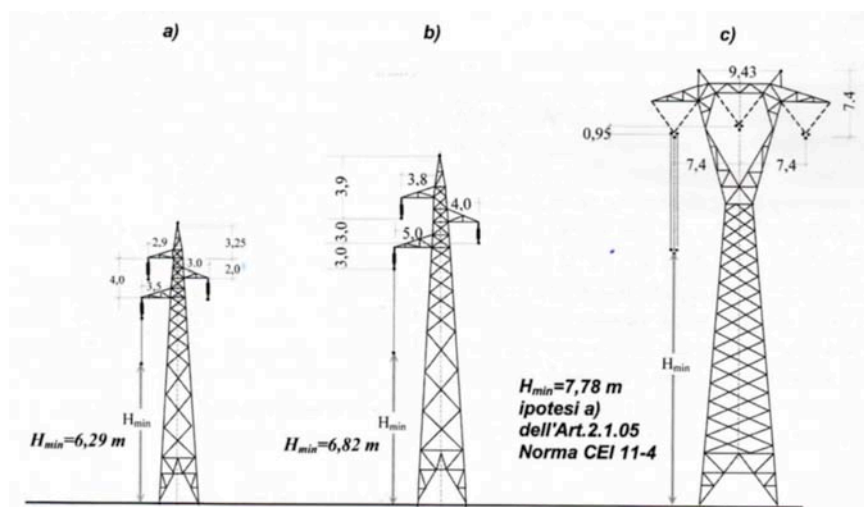
**Tab 1.11** – Caratteristiche Elettriche Elettrodi Aerei a 132-150 kV.

Tensione Nominale	132-150 kV ( in corrente alternata )
Frequenza Nominale	50 Hz
Intensità di Corrente Nominale	500 A ( per fase)
Potenza Nominale	120-130 MVA ( per terna )

Per la distribuzione dei sostegni si considera che il franco minimo in massima freccia rispetti il D.M. 21/03/1988 e ss.mm.ii e compatibile con la normativa vigente sui campi elettrici e magnetici.

In base alla tipologia di palo in progetto, si può utilizzare sia una fune di guardia d'acciaio, sia una fune di guardia con fibre ottiche.

Riportiamo di seguito le tre classiche tipologie di sostegno a traliccio usate per linee in AT ( 132-150 kV), AT (150 kV) e AAT (380 kV) usate in singola terna



**Fig 1.3 a)** Sostegno a traliccio tronco-piramidale per  $U_N= 132-150$  kV

**Fig 1.3 b)** Sostegno a traliccio tronco-piramidale per  $U_N= 220$  kV

**Fig 1.3 c)** Sostegno a traliccio tronco-piramidale a Y per  $U_N= 380$  kV

Le altezze totali dei sostegni a traliccio dipendono dagli eventuali sovrappassi presenti lungo la linea e dall'orografia del terreno; inoltre la norma CEI 11-4 definisce quali dovranno essere le distanze minime che, come indicato in Fig 1.3, i conduttori dovranno tenersi da terra.

Questa distanza minima da terra viene definita mediante una formulazione:

$$H_{\min} = 5,5 + 0,006 \cdot U_{kV} \quad [ m ] \quad ( 1.2 )$$

Osservando la Fig 1.3 possiamo notare che oltre ai conduttori di fase vi sono dei conduttori posizionati sulla sommità del traliccio: le “*funi di guardia*”.

Le funi di guardia sono degli elettrodi passivi che hanno lo scopo di proteggere i conduttori di fase attivi dalle fulminazioni dirette.

### 1.3.3. Gli Isolatori

Gli isolatori sono dispositivi che hanno lo scopo di separare elettricamente un conduttore elettrico dagli altri materiali conduttori, che hanno tensione diversa dal potenziale di sostegno; inoltre permettono di collegare meccanicamente i conduttori al sostegno, impedendo così che le distanze fra le parti in tensione, in seguito ad oscillazioni dei conduttori, possano ridursi pericolosamente.

Nel caso di linee con conduttori nudi gli elementi a tensione differente sono il conduttore di potenza ed il sostegno; il collegamento mediante isolatori richiede il soddisfacimento di alcuni requisiti quali:

- Limitazione delle correnti di dispersione verso altri conduttori o verso terra
- Assenza di fenomeni di scarica distruttiva in aria tra conduttore e strutture metalliche vicine
- Resistenza alle sollecitazioni meccaniche

Negli isolatori è sempre presente un nucleo costituito da materiale isolante ed elementi metallici, esso inoltre è soggetto ad una differenza di potenziale. Gli isolatori sono pezzi sagomati di materiale incombustibile ed indeformabile. I materiali utilizzati per la realizzazione di questi dispositivi possono essere:

- Porcellana
- Vetro pyrex
- Vetro bianco hardex
- Vetro verde speciale
- Vetro temprato
- Composti polimerici o in silicone



**Fig 1.4** – Isolatore Ceramico **Fig 1.5** – Illustrati due esempi di Isolatori in Vetro

In particolare gli isolatori in porcellana vengono impiegati per linee a qualunque tensione di esercizio, gli isolatori in vetro pyrex sono usati in prossimità di zone marine e per linee a qualunque tensione di esercizio.

Gli isolatori in vetro hardex e a vetro verde speciale vengono impiegati per tensioni modeste: ( 5 ÷ 15 kV ); infine il vetro temprato e la gomma siliconica vengono impiegati per qualsiasi livello di tensione.

### 1.3.3.1. Caratteristiche degli Isolatori

Gli isolatori devono presentare buone caratteristiche da un punto di vista elettrico, meccanico e chimico.

#### Caratteristiche Elettriche

Per caratteristiche elettriche di un isolatore si intende il mantenimento di un buon isolamento sia in presenza di sovratensioni che in presenza di tensioni d'esercizio; fanno parte di questa tipologia:

1. *Rigidità Dielettrica di Massa e di Superficie:*

Rappresenta la massima intensità campo elettrico che l'isolante è in grado di sopportare senza scaricare; bisogna impedire l'assorbimento dell'umidità ( igroscopicità ) in modo da non alterare le caratteristiche dell'isolante.

2. *Costante Dielettrica:*

Caratteristica molto importante poiché nelle condizioni di isolamento fra conduttore e sostegno si hanno due mezzi isolanti diversi e conseguentemente due costanti dielettriche differenti quindi essi dovranno essere posizionati in maniera tale da mantenere le sollecitazioni contenute in un certo range.

3. *Resistività di Massa e Superficiale:*

Tali resistività risentono fortemente della presenza di impurità, umidità e aumento di temperatura, si dovrà avere un valore elevato di resistenza di isolamento così da evitare possibili dispersioni a terra e quindi perdite derivanti dall'imperfetta tenuta degli isolatori.

**Tab 1.12**– Caratteristiche Elettriche dei materiali per isolatori.

<b>Materiali</b>	<b>Resistività MΩm</b>	<b>Rigidità Dielettrica kV / mm</b>	<b>Costante Dielettrica Relativa ε<sub>r</sub></b>
Vetro	105 ÷ 108	30 ÷ 100	5 ÷ 10
Porcellana	103 ÷ 106	10 ÷ 30	4,5 ÷ 6,5

#### Caratteristiche Meccaniche

Gli isolatori devono possedere grande resistenza meccanica poiché devono sopportare notevoli sforzi meccanici, in particolar maniera tali caratteristiche sono essenziali per gli isolatori atti ad ancorare o sostenere le linee aeree.

#### Caratteristiche Chimiche

Gli isolamenti possono subire alterazioni delle proprietà elettriche e meccaniche a causa di reazioni chimiche o di eventuale inquinamento atmosferico di zone industriali o salmastre.

### 1.3.3.2. Sollecitazioni negli Isolatori

Possiamo distinguere due tipologie di sollecitazioni:

#### Sollecitazioni Elettriche

Oltre alle sollecitazioni causate dalla tensione di esercizio abbiamo che l'isolamento degli impianti deve contrastare anche le sovratensioni ( sollecitazioni eccezionali ) che vengono distinte in due classi:

- *sovratensioni di origine interna:*  
sono interne all'impianto e legate a cause connesse agli elementi della rete. Sono le sovratensioni più frequenti negli impianti e hanno valori fino a quattro volte quelli della tensione concatenata efficace di esercizio.
- *sovratensioni di origine esterna:*  
sono causate da fenomeni esterni riconducibili all'ambiente in cui è localizzato il sistema elettrico. Possiamo distinguere fra le "Sovratensioni Indotte" dovute dalla carica elettrostatica liberata da un fulmine caduto nelle vicinanze della linea e le "Fulminazioni Dirette" che sono le più pericolose per gli impianti elettrici in MT e in AT.

#### Sollecitazioni Meccaniche

Queste particolari tipologie di sollecitazioni, che colpiscono gli isolatori ed intervengono nelle manovre di apertura del sezionatore a rotazione, possono essere distinte in due tipologie:

- *Tipo a Trazione*
- *Tipo a Flessione:*  
sono quelle sollecitazioni generate dalle forze elettrodinamiche provocate a loro volta dalle forti correnti di corto circuito nei sistemi a sbarre.

### 1.3.3.3. Tipologie di Isolatori

Andiamo ad elencare e descrivere le varie tipologie di isolatori:

#### ISOLATORI a PERNO:

Questa tipologia di isolatore viene impiegato in BT e in MT; ogni isolatore è costituito da una parte isolante ed una parte atta all'ancoraggio del sostegno. L'attacco al sostegno avviene mediante una capsula metallica filettata, che viene inglobata nell'isolatore e in essa viene avvitato il perno porta isolatore. La parte superiore dell'isolatore a perno presenta una gola, nella quale viene fissato il conduttore di fase.

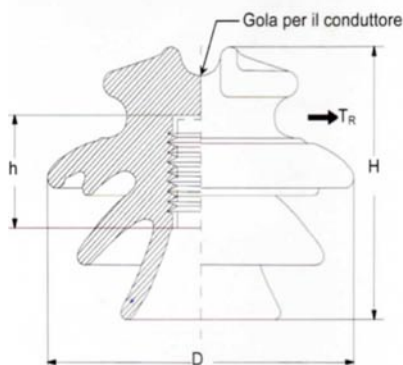


Fig 1.6 – Isolatore a Perno in MT

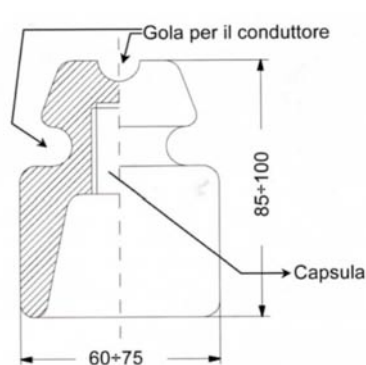
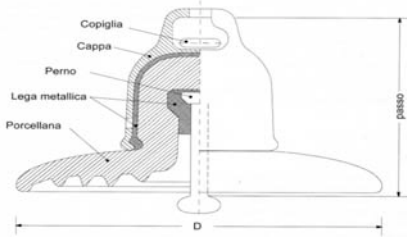


Fig 1.7 – Isolatore a Perno in BT

### ISOLATORI a CAPPA e PERNO “CA-PERNO”:

Questa tipologia di isolatore viene impiegato per linee in AAT. L'isolatore è in porcellana e assume una forma a campana allargata costituita da una zona superiore ed una zona inferiore. Nella zona superiore si trova una cappa in ghisa nella cui sommità si cela una fenditura “orbita” nella quale alloggia il perno dell'isolatore superiore in cui lateralmente viene inserita una copiglia a forcilla così da impedire lo sfilamento del perno dall'orbita. La zona inferiore è costituita da nervature in cui alloggia il perno in acciaio.



**Fig 1.8** - Isolatore Cappa e Perno.

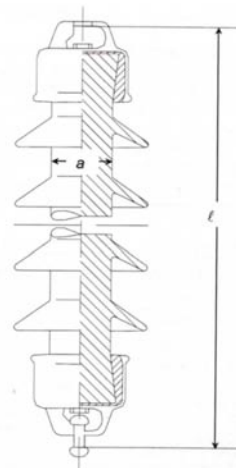
Ovviamente l'utilizzo dei materiali atti alla realizzazione dell'isolatore dipendono fortemente dalla zone di applicazione, infatti qualora la linea fosse ubicata in zone marine o industriali avremo degli isolatori speciali rispettivamente antisale e antinebbia, inoltre l'incremento dell'inquinamento porta determina la necessità di linee di fuga aumentate così da poter prolungare ulteriormente la vita utile non solo dell'isolatore, ma anche del servizio.

### ISOLATORI a BASTONE:

Gli isolatori a bastone sono realizzati da un unico pezzo in porcellana di forma cilindrica avente un certo numero di campate; la loro lunghezza varia da ( 1,3 ÷ 1,7) metri. Ambedue le estremità presentano un'orbita nella quale si trova un perno a bottone, il quale consente il collegamento in serie di più isolatori cappa e perno.



**Fig 1.9** – Isolatore a Bastone in Porcellana



**Fig 1.10** – Sezione di un Isolatore a Bastone

### ISOLATORI COMPOSITI:

Gli isolatori compositi sono molto simili agli isolatori a bastone solo che questa tipologia di isolatori sono realizzati con l'uso di più materiali “isolatori polimerici” i quali conferiscono una riduzione del peso totale del 90% e presentano caratteristica autopulenti con le piogge. Sono composti da un nucleo in resina rinforzata con fibra vetrosa e da un certo numero di alette (campate) in elastomero.

### ISOLATORI PORTANTI:

Gli isolatori portanti si suddividono in: isolatori portanti per interno e isolanti portanti per esterno. I primi sono costituiti da un corpo centrale in porcellana, la base e la parte superiore sono realizzati in ghisa malleabile; superiormente presenta una calotta metallica cementata con il corpo isolante e fori filettati atti all'ancoraggio dei conduttori. Gli isolatori portanti per



esterno sono prodotti a seconda della tensione nominale del sistema, sono costituiti da più elementi aventi colonne alettate in porcellana e provviste di flange metalliche.

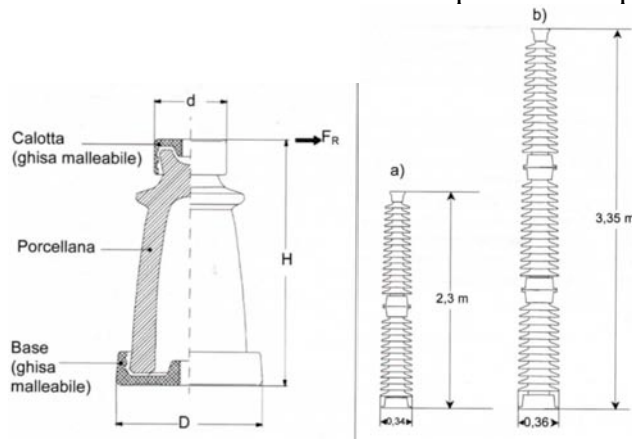


Fig 1.11 – Isolatori Portanti per Interno

Fig 1.12a – Isolatori portanti in AT a 220 kV

Fig 1.12b – Isolatori Portanti in AAT a 380kV

#### 1.3.3.4. Ripartizione della tensione in una catena di isolatori a sospensione

Le catene di isolatori sono formate dal collegamento in serie di più elementi a cappa e perno in modo da ricavare l'isolamento per una linea aerea di un dato livello di tensione nominale.

La catena viene localizzata in una posizione precisa dello spazio e posta ad una certa distanza dal sostegno e dal conduttore., la ripartizione di tensione della catena dipenderà dai valori rispettivamente della capacità unitaria della catena di isolatori (  $C_i$  ), dalla capacità lineare catena – sostegno (  $C_t$  ) e dal valore della capacità lineare catena – conduttore (  $C_c$  ).

Da un punto di vista elettrico ogni isolatore può essere visto come un condensatore e la differenza di potenziale corrispondente alla tensione stellata non va a ripartirsi in maniera omogenea fra gli elementi della catena, ma avremo che l'elemento più prossimo al conduttore risulterà essere anche il più sollecitato, quindi a partire da esso il valore della differenza di potenziale sulle armature dei seguenti elementi andrà a decrescere.

Per andare ad uniformare la tensione lungo la catena si ricorre all'utilizzo dell'anello di guardia, il quale consente di incrementare il valore della capacità (  $C_c$  ), inoltre comporta benefici nel caso di corto circuiti monofasi poiché l'arco che si andrà a generare rimarrà lontano dagli elementi di cappa-perno, i quali non verranno danneggiati.

Per ottenere una buona protezione basta andare ad inserire che al conduttore due anelli di guardia; alcune volte viene sostituita da una corona metallica spinterometrica per ragioni di natura economica.

Per linee in pianura e in condizioni medie verranno impiegati nelle catene in sospensione un numero di isolatori pari a :

$$n = \frac{U_{kv}}{15} + 1 \quad (1.2)$$

$U_{kv}$  = tensione concatenata in [kV]

La formulazione empirica fornisce, nel caso di catene a V, un valore elevato di isolatori; ad esempio in una linea in AAT con una tensione concatenata di 380 kV le due catene , costituenti la V, possono essere equipaggiate con 21 elementi al posto dei 27 determinati dalla formulazione (1.2).Nelle catene ad amarro il numero di isolatori può essere incrementato di una o due unità; nelle zone montane il numero di isolatori viene ulteriormente aumentato in modo da poter sostenere le sovratensioni dovute a fulminazioni, anche nelle prossime al mare il numero di isolatori viene aumentato perché bisognerà contrastare i depositi salini che si possono formare. La formulazione (1.2) è valida anche per catene doppie, che sono obbligatori nel caso

di linee elettriche passanti sopra reti ferroviarie, strade e autostrade, in cui si ricorre all'installazione di rinforzi atti ad eliminare la caduta del conduttore in caso di rottura dell'isolatore.

**Tab 1.13** – Tenuta degli isolatori.

<b>Livello di Inquinamento</b>	<b>Definizione</b>	<b>Minima salinità di Tenuta [ kg/m<sup>2</sup> ]</b>
Nullo o Leggero	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zone prive di industrie e aventi scarsa densità abitativa ed abitazioni munite di impianto di riscaldamento.</li> <li>• Zone con scarsa densità abitativa ed industriale, ma soggette a frequenti piogge/venti.</li> <li>• Zone agricole.</li> <li>• Zone montane.</li> </ul>	10
Medio	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zone industriali aventi media densità abitativa e con abitazioni munite di impianto di riscaldamento.</li> <li>• Zone ad alta densità industriale ed abitativa e soggette a frequenti piogge/venti.</li> <li>• Zone soggette a venti marini, ma non prossime alla costa.</li> </ul>	40
Pesante	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zone ad alta densità industriale.</li> <li>• Zone periferiche di grandi agglomerati urbani ad alta densità abitativa e muniti di impianto di riscaldamento.</li> <li>• Zone prossime al mare ed esposte a venti marini.</li> </ul>	160
Eccezionale	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zone soggette a polveri o fumi industriali che determinano depositi conduttivi.</li> <li>• Zone vicine alla costa marini e soggette a venti inquinanti intensi.</li> <li>• Zone desertiche</li> </ul>	(*)

### 1.3.4. Le Fondazioni

La fondazione è la struttura atta a trasferire i carichi strutturali dal sostegno al sottosuolo.

Le fondazioni standard dei sostegni di tipo unificato sono utilizzabili su terreni normali, mentre nel caso di terreni aventi scarse caratteristiche geomeccaniche vengono progettate ad hoc, con possibile aggiunta di sistemi di consolidamento quali fondazioni speciali, pali trivellati, micropali.

Le fondazioni dipendono dalla tipologia di sostegno che dovranno andare a sopportare e distingueremo rispettivamente:

#### Fondazioni per Sostegni a Traliccio:

Nei sostegni di tipo a traliccio, ogni sostegno è munito da quattro piedi e dalle relative fondazioni. Ciascun piede di fondazione è composto da:

- un blocco in calcestruzzo armato avente una base, che poggia sul fondo dello scavo e formata da una serie di platee sovrapposte.
- un colonnino a sezione circolare, che viene inclinato in base alla pendenza del montante di sostegno
- un “moncone” annegato nel calcestruzzo al momento del getto e collegato al montante del piede del sostegno.



**Fig 1.13** – Fondazioni per sostegni a traliccio a piedini separati



**Fig 1.14** – Fondazioni per sostegni a traliccio a blocco unico

### Fondazioni per Sostegni di Tipo Tubolare:

Nel caso di sostegni tubolari la fondazione viene realizzata da un blocco unico di cemento armato con base quadrata, che appoggia sul fondo dello scavo; tale base viene impiegata per terreni normali di buona e media consistenza.

Per terreni aventi caratteristiche particolari vengono realizzate fondazioni speciali a platea allargata ed indirette con pali trivellati o micropali.

In presenza di fondazioni speciali vengono utilizzati sostegni muniti di piastra di base da connettere ad un cestello realizzato con dime e tirafondi da annegare nel blocco di fondazione.

Le fondazioni dei sostegni tubolari possono essere :

- a blocco unico
- a blocco unico con riseghe
- a palo trivellato singolo
- a platea appoggiata su pali trivellati o micropali
- su micropali in roccia
- a bicchiere



**Fig 1.15** – Fondazione a bicchiere



**Fig 1.16** – Fondazione a gabbia di tirafondo

#### 1.4. Effetto Corona

L'effetto corona consiste nella ionizzazione dell'aria presente in un sottile strato cilindrico ( corona ) attorno ad un conduttore elettricamente carico.

Tale ionizzazione si verifica quando il valore del campo elettrico supera il valore di soglia della rigidità dielettrica dell'aria e si manifesta con una serie di scariche elettriche circoscritte alla corona cilindrica, avente valore del campo elettrico superiore al valore della rigidità dielettrica.

La rigidità dielettrica di un materiale è quel valore massimo del campo elettrico, presente nell'isolante, che anche se presente non determina una scarica distruttiva. Tale valore dipende dal tipo e dalle condizioni fisiche ed ambientali del materiale.

In molti materiali indica il limite oltre il quale il campo elettrico applicato è tanto intenso da rompere i dipoli elettrici presenti nel materiale creando così una coppia di ioni.

Nei gas, come l'aria, l'esistenza di ioni preesistenti al campo elettrico fanno sì che il campo elettrico vada ad accelerare gli ioni preesistenti, facendo così loro acquisire energia cinetica; inoltre se tale energia risulta essere sufficiente si avrà che quando lo ione andrà ad urtare una molecola di gas ne causerà la ionizzazione originando ad un fenomeno denominato "moltiplicazione a valanga".

Siccome l'energia cinetica, acquisita durante l'accelerazione, cresce proporzionalmente con l'intensità del campo elettrico e con il libero cammino medio fra i due urti, da questo ne consegue che più il gas risulterà essere rarefatto, più il meccanismo di moltiplicazione risulterà essere efficace e quindi consegue che minore risulterà essere il valore della rigidità dielettrica.

Il valore della rigidità dielettrica dell'aria secca è pari a circa 3 MW/m inoltre tale valore diminuisce sensibilmente in zone montane, data la maggior rarefazione dell'aria, nelle zone con elevata umidità e zone soggette ad inquinamento.

Negli elettrodotti, una situazione particolarmente critica si ha in corrispondenza degli isolatori poiché quest'ultimi qualora risultassero sporchi o umidi favoriscono l'innescò di scariche, infatti in prossimità dei tralicci il rumore (ronzio) generato dall'effetto corona può essere avvertito più facilmente ed come detto pocanzi tale fenomeno risulterà essere maggiormente percepibile nelle zone industriali o nelle aree ad elevato tasso di inquinamento atmosferico.

L'effetto corona, attraverso la ionizzazione dell'aria e l'innescò di scariche elettriche, ha numerose conseguenze avvertibili.

- **Riscaldamento e debole luminescenza.** Questi effetti producono perdite di energia che diminuiscono il rendimento della linea elettrica.
- **Produzione di ozono,** come sempre avviene in presenza di scariche o scintille in aria.
- **Distorsione della forma d'onda.** Nelle linee a corrente alternata la dissipazione di energia non avviene con continuità, ma solamente negli intervalli in cui, ad ogni semiperiodo, l'intensità del campo supera in valore assoluto la rigidità dielettrica dell'aria. Si producono allora deformazioni dell'onda di tensione, che perde le sue caratteristiche perfettamente sinusoidali per l'insorgere di armoniche.
- **Disturbi alle telecomunicazioni.** Le scariche producono segnali ad alta frequenza che possono disturbare le telecomunicazioni. In relazione alla caratteristica forma dello spettro corona, la cui ampiezza si riduce sensibilmente al crescere della frequenza, tali disturbi interessano soprattutto le frequenze relative alle trasmissioni radiofoniche o al più alle trasmissioni televisive nei canali bassi della banda VHF.
- **Effetto acustico.** Il rumore a cui si riferisce la domanda è senza dubbio, tra tutti i fenomeni conseguenti all'effetto corona, uno dei più complessi. Sostanzialmente, esso ha origine dalle onde di pressione generate dal riscaldamento prodotto dalla ionizzazione e dalle scariche nella corona. Esso si manifesta con il caratteristico "crepitio" tipico di

ogni scarica elettrica. Nelle linee a corrente alternata, dove il campo elettrico si inverte di polarità passando per lo zero 100 volte al secondo, anche i fenomeni di ionizzazione si innescano e disinnescano con questa cadenza. Ciò dà luogo ad una modulazione delle onde di pressione, per cui al crepitio si aggiunge, nel rumore avvertibile, anche un "ronzio" a bassa frequenza.

L'effetto corona è fautore di molte conseguenze indesiderate, ma fortunatamente è facilmente controllabile nelle fasi di progetto, inoltre per scongiurare tale problematica si è andato ad aumentare il raggio dei conduttori così da diminuire il valore del campo elettrico.

Come accennato precedentemente l'effetto corona è spesso un segno di difetti, contaminazione, malfunzionamenti, o cattiva progettazione delle apparecchiature elettriche. Essere in grado di individuare l'effetto corona prima che si manifesti una scarica distruttiva è importante per garantire il funzionamento affidabile degli impianti. Tramite le telecamere UV è possibile, con estrema facilità e rapidità, individuare le aree che presentano l'effetto corona e quindi si possono indirizzare i tecnici manutentori per intervenire direttamente sul guasto, tagliando drasticamente sia i costi di ispezione diretti e costi indiretti, effettuando manutenzione ed accorgimenti solo dove effettivamente si manifesta il problema. Fra le varie strumentazione andiamo ad accennare alcune quali:

- **Daycor Luminar:**

Questo dispositivo portatile permette di visualizzare l'effetto corona e di esprimere lo stato dell'arte per la manutenzione predittiva di dispositivi in alta tensione; inoltre mediante la sua tecnologia tale strumento permette di poter visualizzare l'effetto corona anche in pieno giorno.



**Fig 1.17** – Dispositivo di rilevazione dell'effetto corona Daycon Luminar

- **Daycor Scalar:**

La Telecamera portatile per la visualizzazione dell'effetto corona nel dispositivo Daycor Scalar consente di visualizzare l'effetto corona di motori, generatori, interruttori di media tensione e altro.



**Fig 1.18** – Dispositivo di rilevazione dell'effetto corona Daycor Scalar

- **Uvollè:**

Apparecchiatura portatile dotata di telecamera, che offre una combinazione ottima sia nelle prestazioni che nel prezzo. Queste telecamere, essendo sistemi completamente solari ciechi bi-spettrali permettono di rilevare l'effetto corona durante il giorno sugli apparecchi elettrici quali: isolatori, generatori, trasformatori, interruttori,...



**Fig 1.19** – Dispositivo di rilevazione dell'effetto corona Uvollè

- **Superb:**

Tale dispositivo presenta un sistema bi-spettrale Visibile-UV più sensibile con filtro solare ad alta risoluzione di individuazione; inoltre consente di effettuare una lunga ispezione continua senza affaticare le braccia e gli occhi dell'operatore.

Tale strumento permette l'individuazione precisa delle sorgenti che emettono corona.



**Fig 1.20** – Dispositivo di rilevazione dell'effetto corona Superb

- **Rom:**

Sistema di controllo in volo giroscopico stabilizzato per elicotteri. Il sistema di imaging comprende il sensore di rilevamento corona (UV) in combinazione con una telecamera ad alta definizione, una telecamera di controllo e di un sensore IR.



**Fig 1.21** – Dispositivo di rilevazione dell'effetto corona Rom



- **Rompact 300I:**

Videocamera UV specificamente progettata per l'utilizzo a bordo di droni. Questa particolarità consente di identificare velocemente, in linee di trasmissione aeree, i punti dove l'effetto corona può determinare seri problemi se non vengono presi accorgimenti.



**Fig 1.22** – Dispositivo di rilevazione dell'effetto corona

- **Ranger:**

Ranger è un sistema installato a bordo di veicoli terrestri . Oltre alle camere UV sono presenti in combinazione sensori IR, HD in campo visibile a bordo di un sistema motorizzato PAN/TILT durevole ed affidabile.

La combinazione della telecamere UV con il GPS, serve ad avere una posizione puntuale degli spot dove si verifica l'effetto corona rilevandolo con estrema sensibilità.



**Fig 1.23** – Dispositivo di rilevazione dell'effetto corona Ranger

- **Rail:**

Strumento di ispezione bi-spettrale completo Visible-UV specificamente studiato per applicazione su rete ferroviaria. Può funzionare ad alta velocità fino a 200 chilometri all'ora, senza sbavature d'immagine e con alta risoluzione.

L'individuazione dei punti critici in velocità è essenziale per la sicurezza di utenti e personale con costi contenuti grazie all'alta velocità di rilevamento.



**Fig 1.24** – Dispositivo di rilevazione dell'effetto corona Rail

Per motivi di natura economica si ha che qualora la sezione risultasse essere eccessiva in relazione alla corrente elettrica si va ad adottare la tecnica dei “*conduttori a fascio*”, che simulano un unico conduttore equivalente, avente diametro equivalente superiore rispetto ai diametri dei singoli subconduttori costituenti il fascio; inoltre in tale maniera si va a diminuire non solo la quantità del metallo impiegato, ma anche i costi.

Se andiamo ora a considerare rispettivamente  $n$  il numero di subconduttori per fase, i quali risultano essere disposti in una circonferenza in modo simmetrico;  $R$  raggio della circonferenza ed  $r$  il valore del raggio dei subconduttori e  $d$  il diametro dei singoli conduttori e  $D$  la distanza fra i conduttori stessi avremo che il diametro equivalente potrà essere ricavabile mediante tale formulazione:

$$De = 2 \cdot \sqrt[n]{n \cdot r \cdot R^{n-1}} \quad (1.3)$$

$$\text{per } n = 1 \quad De = 2r = d \quad (1.4)$$

$$\text{per } n = 2 \quad De = \sqrt{d \cdot 2Ds} \quad (1.5)$$

$$\text{per } n = 3 \quad De = \sqrt[3]{d \cdot (2Ds)^2} \quad (1.6)$$

### 2.1. Classificazioni delle Interruzioni

Il gestore della rete va a classificare le interruzioni, che si verificano sulla rete di propria competenza, considerando vari aspetti qui sotto riportati:

- Tipo di Interruzioni:

Andiamo a distinguerle a loro volta in:

*Interruzioni Lunghe:* ( durata  $> 3$  min )

*Interruzioni Brevi:* (  $1 \text{ sec} \leq \text{durata} \leq 3 \text{ min}$  )

*Interruzioni Transitorie:* ( durata  $\leq 1 \text{ sec}$  )

- Origine della Interruzione:

Andiamo a distinguere rispettivamente:

Rete AAT a 380 kV

Rete AAT a 220 kV

Rete AT a 132-150 kV

Reti Estere Interconnesse

- Causa delle Interruzioni:

Andiamo a distinguere rispettivamente:

*Cause Esterne:* sono tutte quelle perturbazioni provocate da terzi, contatti accidentali, attentati, attacchi intenzionali o interruzioni derivanti da pubblica autorità.

*Cause di Forza Maggiore:* sono tutti quegli eventi naturali eccezionali, che superano i limiti di progetto degli elementi della rete ( terremoti, alluvioni, frane ...).

*Cause di Insufficienza di Sistema*

*Altre Cause*

### 2.2. Guasti per Fulminazioni sulle linee elettriche

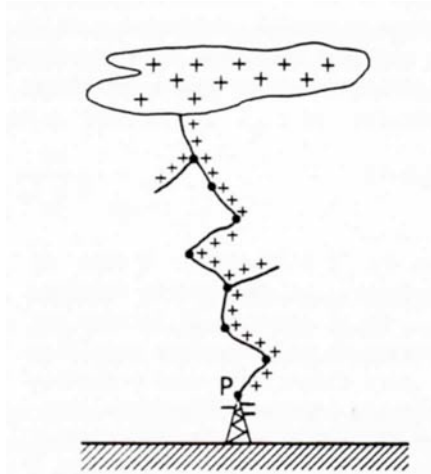
Andremo nel seguito a descrivere il processo di formazione dei fulmini “scariche di ritorno” e le varie tipologie di guasti derivanti da fulminazioni.

#### 2.2.1. Sovratensioni di Origine Esterna

Le correnti calde ascensionali e le correnti fredde discensionali portano alla dissociazione delle cariche contenute nelle gocce d’acqua e quindi vanno a formare forti concentrazioni di carica positiva su una parte della nube, questo porta alla formazione del *canale di pre-scarica*, il quale risulta essere molto ramificato e poco illuminato procede di 50 metri in 50 micro-secondi; inoltre il suo percorso si differenzia a seconda delle zone in cui si genera, infatti nelle zone montane il percorso del canale di pre-scarica procede dal basso verso l’alto, mentre nelle zone pianeggianti il suo percorso procede dall’alto verso il basso.

Quando il canale di pre-scarica raggiunge/colpisce la struttura metallica dell'elettrodotto (punto P) abbiamo la formazione del fulmine "scarica di ritorno" (Fig 2.1), la quale seguirà il percorso più breve e possiede una velocità pari a:

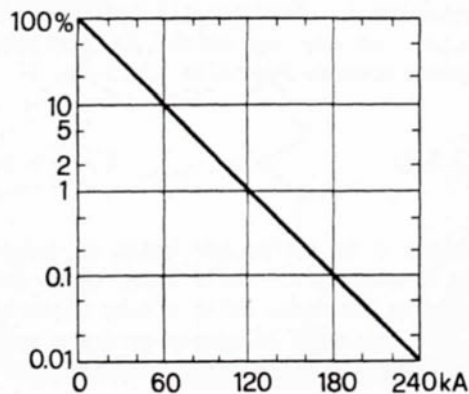
$$\begin{cases} af = (0,1 \cdot 1,3) \cdot a \\ af = \text{velocità del fulmine} \\ a = \text{velocità della luce} \end{cases} \quad (2.1)$$



**Fig 2.1** – Rappresentazione della formazione di un fulmine

Inoltre la scarica di ritorno possiede correnti impulsive che raggiungono valori di picco in  $(0,5 \div 5)[\mu\text{sec}]$  e emivalori in  $(20 \div 60)[\mu\text{sec}]$ ; il valore massimo della corrente del fulmine è pari a 240 [KA]. Il diagramma (Fig 2.2) fornirà nelle ordinate la percentuale dei fulmini che è determinabile mediante la formulazione:

$$p\% = 10^{\left(2 - \frac{I_{\text{picco}}}{60}\right)} \quad (2.2)$$



**Fig 2.2** – Curva di Durata Fulmine

Il fulmine può essere visto come un generatore di corrente poiché inietta una corrente a terra, però allo stesso tempo non si ha la formazione di un circuito chiuso e quindi non valgono le relazioni derivanti dalla seconda legge di Kirchhoff; per ottenere un circuito chiuso basterà andare a considerare le capacità parassite fra terreno e nube.

Viene definito come "Livello Ceramico" il numero di fulmini che vanno a cadere in un anno per  $[km^2]$ , in Italia abbiamo che cadono dai 2 ai 4 fulmini su anno per kilometro quadrato.

Nella realtà possiamo andare ad immaginare il canale di pre-scarica come un conduttore carico (Fig 2.3), avente una certa carica  $q$ , pronto a fluire quando viene toccata la struttura metallica localizzata sul terreno.

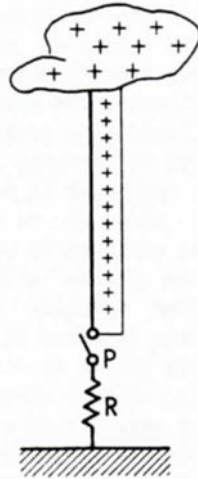


Fig 2.3 – Rappresentazione del canale di pre-scarica come conduttore carico

$$\text{Corrente del Fulmine: } if = \frac{U}{zf} = q \cdot af \quad (2.2)$$

$$\text{Corrente del Conduttore: } ic = \frac{U}{z} = q \cdot a \quad (2.3)$$

Andando ad eguagliare la (2.2) e la (2.3) poichè il valore della tensione è il medesimo otterremo che:

$$q \cdot af \cdot zf = q \cdot a \cdot z$$

semplificando l'equazione attraverso l'eliminazione del valore della carica  $q$  e ponendo il valore dell'impedenza pari a 500  $[\Omega]$  avremo che il valore dell'impedenza del fulmine sarà pari a :

$$zf = \frac{a}{af} \cdot z \cong 5000 [\Omega] \quad (2.4)$$

Siccome il comportamento del sistema colpito dal fulmine è in prima approssimazione riconducibile, visto fra il punto P e la terra, ad una resistenza  $R_p$  di valore molto inferiore al valore della  $Z_f$  avremo che il valore della corrente del fulmine potrà essere espressa come:

$$if = \frac{U}{R_p + Z_f} \quad (2.5)$$

dalla relazione (2.5) vediamo come la corrente del fulmine sia completamente indipendente dal sistema colpito.

## 2.2.2. Tipologie di Fulminazioni

### 1. Fulminazione Diretta sul Conduttore di Linea

Gli elettrodi privi di fune di guardia sono molto più esposti alla fulminazione diretta dei conduttori di energia, mentre nelle linee munite da linee di guardia tale rischio si riduce notevolmente.

Supponiamo che uno dei conduttori di linea, avente impedenza d'onda  $z$ , venga colpito direttamente nel punto di contatto P (Fig 2.4) da un fulmine avente corrente  $i_f$ .

Indichiamo con  $R$  la resistenza di messa a terra del sostegno e con  $C$  la capacità, che intercorre fra conduttore e traliccio; inoltre se consideriamo la lunghezza del conduttore molto grande/ infinita possiamo affermare che l'impedenza corrispondente al ramo P-O sia pari a metà dell'impedenza d'onda e quindi avremo che il conseguente valore della tensione  $U_{PO}(t)$  sarà:

$$U_{po}(t) = \frac{z}{2} \cdot i_f(t) \quad (2.6)$$

avrà andamento simile a quello della corrente di fulmine ed assumerà il valore di cresta:

$$U_{po} = \frac{z}{2} \cdot I_f \quad (2.7)$$

Quindi dal punto P si cominceranno a propagare in direzioni opposte due onde di tensione, ciascuna raggiungente le estremità opposte della linea; inoltre vediamo come il valore della  $U_{po}$  sarà pari al valore della tensione impulsiva sollecitante la catena degli isolatori  $U_{AB}$  e come piccoli valori di corrente di fulmine potranno produrre valori di tensione  $U_{po} = U_{AB}$  superiori al valore della tensione di tenuta ad impulso  $U_i$  propria della catena.

Quindi quando abbiamo che  $(U_{po} = U_{AB}) > U_i$  avremo la presenza di un arco in aria fra A e B, cioè fra l'anello di guardia e il corno spinterometrico, che darà luogo ad un guasto monofase a terra attraverso la resistenza R.

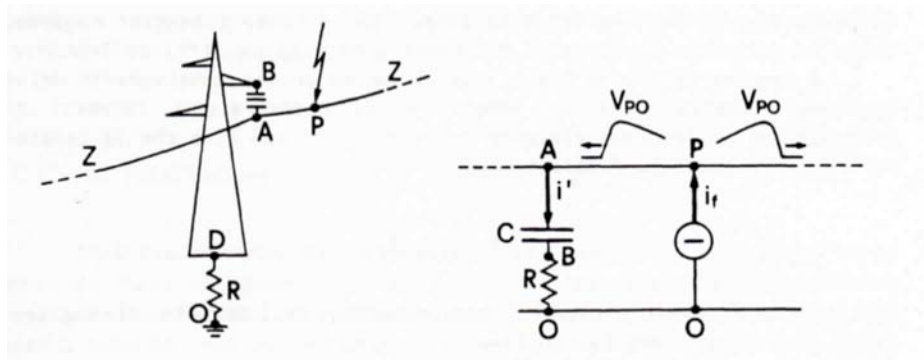


Fig 2.4 – Rappresentazione nel caso di fulminazione diretta su conduttore e sua rappresentazione circuitale.

Tab 2.1 – Valori Tensione Nominale e corrispondenti valori di Tensione di Tenuta ad Impulso.

Tensione Nominale $U_N$ [KV]	Tensione di Tenuta ad Impulso $U_i$ [KV]
380	1425
220	1050
150	750
132	650

Dimostriamo nel seguito come in una linea a 380 kV sia abbia un'elevata probabilità (più del 70 %) che un fulmine colpisca direttamente il conduttore di linea creando una scarica, per tale motivo vengono inserite le funi di guardia nella linea.

Dimostrazione:

Nella seguente vogliamo dimostrare come una linea a 380 kV possa essere altamente interessata da fulminazione diretta sul conduttore di linea.

Sviluppo:

$$U_N = 380[\text{kV}]$$

$$U_i = 1425[\text{kV}]$$

$$Z_o = 368,8[\Omega]$$

$$if > \frac{U_i}{\left(\frac{z_o}{2}\right)} = 7,72 [\text{KA}]$$

$$p\% = 10^{\left(2 - \frac{if_{picco}}{60}\right)} = 74,36 [\%]$$

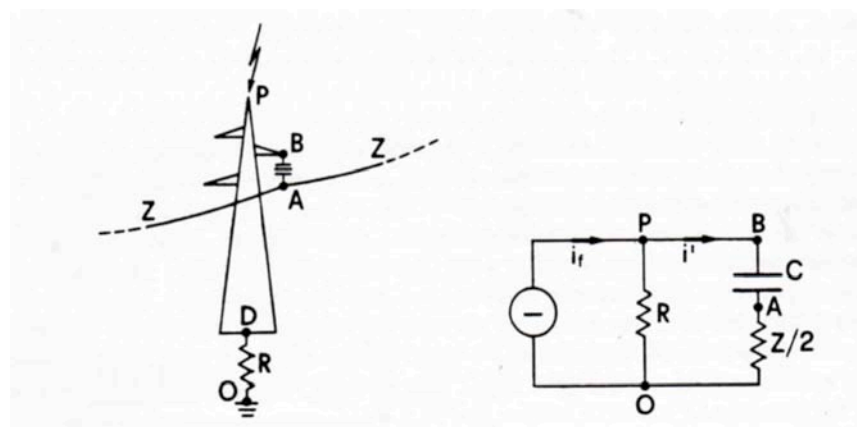
## 2. Fulminazione Diretta su Traliccio privo di fune di guardia

Si è visto come in una linea priva di fune guardia sia altamente probabile che si verifichino fulminazioni ai conduttori di linea e sui sostegni. Nel caso di fulminazione dei sostegni può verificarsi che la resistenza di messa a terra del sostegno non sia sufficientemente bassa e quindi che la fulminazione vada a danneggiare l'isolamento e vada così a trasmettersi a uno dei conduttori della linea.

Supponiamo che un fulmine, avente corrente  $if$ , colpisca il sostegno nel punto P ed introducendo i parametri  $R$ ,  $C$ ,  $z$  potremo andare a schematizzare come in (Fig 2.5).

Analogamente al caso precedente vediamo come il valore della  $U_{po}$  sarà pari al valore della tensione impulsiva sollecitante la catena degli isolatori  $U_{AB}$ :

$$U_{po} = R \cdot if(t) \quad (2.8)$$



**Fig 2.5** – Rappresentazione nel caso di fulminazione diretta su traliccio privo di fune di guardia e sua rappresentazione circuitale.

vediamo come se il suo valore di cresta dovesse risultare essere superiore al valore della tensione di tenuta ad impulso  $U_i$  avremo che fra B e A si genererà un “arco inverso”, che porrà in parallelo A con P. in questo caso avremo che la tensione  $U_{AB}$  di A rispetto a terra comincerà a propagarsi con due onde dirette alle estremità della linea, sollecitando le catene di isolatori.

Quindi capiamo come qualora  $(R \cdot I_f) > U_i$  avremo una scarica inversa e una sovratensione in linea, quindi per ovviare tali fulminazioni bisognerà equipaggiare i sostegni con basse resistenza poiché a parità di corrente di fulmine  $i_f$  minore sarà la resistenza minore risulterà essere la corrente sollecitante.

### 3. Fulminazione Diretta su Traliccio con fune di guardia

Siccome si è dimostrato come il 5% dei fulmini vada a colpire i conduttori di fase, mentre ben il 95% dei fulmini vada a colpire la fune di guardia in campata o in traliccio; quest'analisi ci fa capire come per evitare pericolose fulminazioni dirette dei conduttori di fase si vada ad installare una o più funi di guardia, che sono corde di acciaio o di alluminio-acciaio tese fra un sostegno e un altro e connesse metallicamente con la sommità di ciascun sostegno.

Facciamo riferimento alla (Fig 2.6) e vediamo come il valore della tensione  $U_{Po}$  sia:

$$U_{Po} = \frac{\left(\frac{R \cdot Z_g}{2}\right)}{\left(R + \frac{Z_g}{2}\right)} \cdot i_f \neq U_{AB} \quad (2.9)$$

$$\begin{cases} U_{ab} = k \cdot U_{Po} \\ K = \frac{C''}{C' + C''} \\ 0,7 \leq k \leq 0,9 \end{cases} \quad (2.10)$$

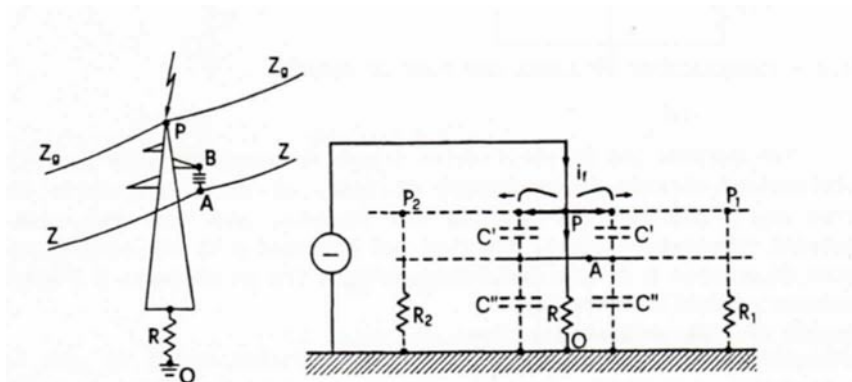


Fig 2.6 – Rappresentazione nel caso di fulminazione diretta su traliccio con fune di guardia e sua rappresentazione circuitale.

### 2.3. Difetti di Isolamento

Le problematiche che insorgono nei componenti di isolamento di una linea elettrica possono avere due origini diverse:

- Depositi di sostanze inquinanti sulle superfici degli isolatori
- Rottura della parte isolante di uno o più elementi della catena degli isolatori

Fra le due problematiche sicuramente la prima è quella più rischiosa per l'esercizio elettrico; nel loro sviluppo sul territorio gli elettrodotti attraversano aree soggette a polveri nell'aria o sostanze prodotte da attività umane o da particolari fenomeni atmosferici.

Alcune volte queste condizioni possono essere periodiche, altre volte, invece, sono casuali e quindi non prevedibili.

Queste sostanze che si depositano e si accumulano gradualmente creando *film*, cioè sottili depositi solidi sulla superficie degli isolatori; il perdurare di questi accumuli di sostanze inquinanti sulla superficie degli isolatori accompagnati da un'elevata umidità dell'aria, fa sì che



si vadano a creare sottili strati conduttori, che vanno a diminuire la capacità isolante della catena di isolatori provocando una scarica superficiale e conseguente guasto a terra dell'elettrodotto. Quindi il rischio di guasto da inquinamento è particolarmente elevato:

- Dopo lunghi periodi di siccità
- Dopo o in concomitanza di mareggiate o forti venti marini o venti provenienti dalle fonti di inquinamento industriale
- Elevata umidità dell'aria

I tipi di inquinamento sono principalmente suddivisi in agricolo, industriale e marino.

*Inquinamento Agricolo:* è causato dal deposito di polveri, che si sollevano dai terreni siccitosi durante le operazioni di aratura; questa tipologia di inquinamento si presenta periodicamente e quindi è prevedibile.

*Inquinamento Industriale:* coinvolgono tutte le linee localizzate nelle aree industriali, nelle quali si hanno elevate concentrazioni di polveri e sostanze chimiche, ma questa tipologia è riconducibile anche alle zone urbane di grandi città.

*Inquinamento Marino:* è caratterizzato dal deposito di sostanze saline, questa tipologia di inquinamento si verifica sugli elettrodi prossimi alle zone costiere.

#### **2.4. Incendi in prossimità delle 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).

La diminuzione delle precipitazioni e le conseguenti ondate di calore accompagnate da venti vanno ad incrementare l'insorgere di incendi in prossimità delle linee aeree.

La tenuta dielettrica degli isolatori di linea risente dei meccanismi di ionizzazione dell'aria e dal particolato carbonioso (conduttore di elettricità), quest'ultimi possono portare anche a fenomeni di scarica verso le piante e vegetazione sottostante (conseguente mitigazione dello sviluppo arboreo).

Siccome gli incendi non possono essere evitati, non dovranno essere adottate azioni di mitigazione né verso la causa né verso l'effetto, ma dovrà essere gestito l'evento; per tale motivo Terna collabora con i Vigili del Fuoco (VV.FF) sottoscrivendo un accordo per il mutuo addestramento alla gestione degli incendi in prossimità delle linee elettriche aeree e nelle stazioni.

Spesso in occasione dello spegnimento degli incendi nei boschi e nelle campagne ci si trova ad operare in prossimità di linee elettriche. I tecnici affermano che in occasione di lancio d'acqua e ritardante da aerei o elicotteri non sono fonte di pericolo per il personale di volo, mentre può sussistere pericolo per gli operatori a terra. 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 essere 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 delle tensione della linea.

Inoltre risulta di basilare importanza che il responsabile delle squadre a terra individui immediatamente la presenza delle linee elettriche e le loro caratteristiche e che vada a valutare celermente se l'incendio in atto possa andare ad interessare o meno la zona sottolinea, di tali risultanze dovrà essere data immediata comunicazione al COP-COR e alle squadre che operano sull'incendio.

Nel seguito andremo a delineare la procedura di disattivazione delle linee ad AT e AAT da arte di Terzi in occasione di incendi boschivi o particolari situazioni di pericolo. Prima di procedere nella descrizione andiamo ad introdurre alcune sigle che ci permetteranno di comprendere meglio ciò che seguirà:

- **UR:** Unità Richiedente la disattivazione di elettrodotti.
- **DSC/TR-AE-CR:** Dispacciamento e Conduzione/Tempo Reale/Area di Esercizio/Centro Riparazione Unità Terna S.p.a. responsabile del controllo rete 220-150-132-70-60-50 kV sul territorio regionale.
- **DSC/TR-CNC:** Dispacciamento e Conduzione/Tempo Reale/Area di Esercizio/Centro Nazionale di Controllo Unità Terna S.p.a. responsabile del controllo rete 380 - 220 kV sul territorio regionale.
- **DPRET:** Disposizioni pe Prevenzione del Rischio Elettrico di Terna, da applicare per tutte le attività che si svolgono negli impianti elettrici di Terna nelle quali è presente il rischio elettrico.
- **CO:** Centro Operativo competente del telecomando degli organi di manovra posti agli estremi dell'elettrodotto AAT/At interessato da incendio boschivo.
- **UC:** unità consegnataria, società proprietaria della linea AT/AAT.
- **UTG:** Ufficio Territoriale del Governo (Prefettura).

Facendo riferimento al diagramma di flusso (Fig 2.7) vediamo come l'UR dovrà inviare al CR di competenza la richiesta di disattivazione della linea AT/AAT interessata da incendio o pericolo. Tale richiesta verrà registrata dal CR su un modulo IB1, che fungerà da fonogramma, nel quale verranno riportate le informazioni, di carattere generale e specifico, fornite dall'UR per l'individuazione della linea da disattivare.

Il riconoscimento preciso della linea avverrà una volta che il personale della UC sarà in loco, ma questa fase talvolta risulta richiedere laschi di tempo maggiori rispetto all'effettiva urgenza e quindi spesso incompatibili con le necessità manifestate dall'UR.

Il CR fa sempre riferimento al CO appartenente all'UC della linea interessata dall'incendio o problematica, al fine di individuare il pericolo.

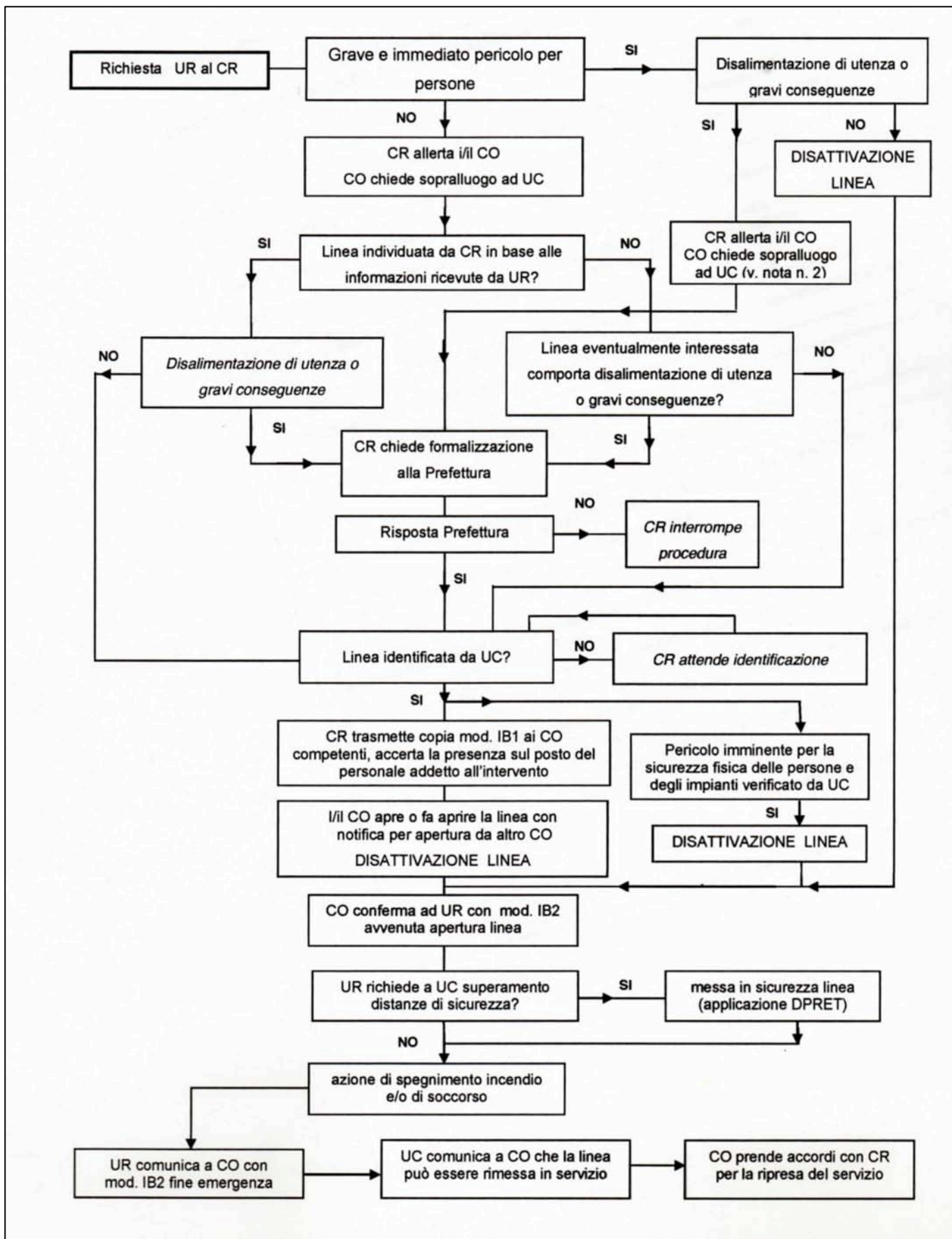


Fig 2.7 – Diagramma di Flusso per la Disattivazione di Linee in AT/AAT in presenza di incendi boschivi o situazioni di pericolo

- Valutazione della Disattivazione senza gravi conseguenze sul sistema elettrico:**  
 Il CNC e il CR effettueranno le valutazioni in merito alle conseguenze della disalimentazione sulla gestione del sistema elettrico, se tale disattivazione della linea non comporterà alcuna conseguenza nociva per l'esercizio della rete il CR invierà una copia del modulo IB1 al CO per la messa fuori servizio della linea come da richiesta di UR.  
 La disattivazione dell'elettrodotto verrà effettuata dopo l'avvenuta identificazione, che avverrà seguendo le indicazioni date dall'UC e quando il personale addetto allo spegnimento/soccorso risulterà essere sul posto ed il CO competente ne avrà avuto riscontro dall'UR.  
 Nel caso in cui tale pericolo risultasse di rilevante entità e potesse in qualche maniera nuocere a persone, la disattivazione della linea avverrebbe immediatamente sulla base delle informazioni scambiate fra il Cr e l'UR.
- Valutazione della Disattivazione con gravi conseguenze sul sistema elettrico:**  
 Qualora risultasse che la disattivazione della linea comportasse gravi conseguenze per l'esercizio del sistema, il CR trasmetterà all'UTG competente (Prefettura) un fax/mail utilizzando il modulo allegato, per avvisarla della richiesta effettuata all'UR, chiedendone un riscontro formale.  
 Il CR all'UR invierà anche il CO dell'UC della linea in modo che venga inviato personale nel luogo dell'evento.  
 Il CO dell'UC della linea invierà un responsabile dell'UC sul luogo segnalato in modo che avvenga il riconoscimento della linea, quindi la disattivazione avverrà solo dopo la certa individuazione della linea da parte del responsabile dell'UC e solo dopo il consenso formale dall'UTG.
- Disattivazione senza gravi conseguenze sul sistema elettrico:**  
 Il CR trasmette il modulo IB1 al CO competente per le manovre, successivamente il CO fornirà al responsabile della UC tutte le informazioni necessarie per l'individuazione, inoltre comunicherà il nominativo del referente della UR sul posto.  
 Una volta confermata la presenza del personale sul posto lo stesso CR richiede al CO competente di disattivare la linea AT individuata sulla base delle informazioni fornite dall'UC e dall'UR.  
 Le operazioni di spegnimento avverranno mantenendo le distanze di sicurezza dall'elettrodotto, oppure solo quando il personale dell'UC presente sul posto avrà effettuato la valutazione per la prevenzione del rischio elettrico, e solo quando saranno state effettuate le operazioni di messa in sicurezza.
- Disattivazione con gravi conseguenze sul sistema elettrico:**  
 Il CR, una volta ottenuta l'approvazione formale da parte della Prefettura competente, trasmetterà il modello IB1 al CO, il quale a sua volta fornirà al responsabile dell'UC, presente nel luogo segnalato, tutte le informazioni utili affinché sia facilitata l'individuazione; inoltre il CO comunicherà al responsabile dell'UC il nominativo del referente della UR, riportato nel modulo IB1.  
 Le operazioni di spegnimento avverranno mantenendo le distanze di sicurezza dall'elettrodotto, oppure solo quando il personale dell'UC presente sul posto avrà effettuato la valutazione per la prevenzione del rischio elettrico, e solo quando saranno state effettuate le operazioni di messa in sicurezza.

- **Conferma della disattivazione della linea:**

La disattivazione della linea verrà confermata alla UR mediante la consegna del modulo IB2 da parte del CO appartenente alla UC della linea.

Se l'individuazione della linea avverrà solo sulla base delle notizie iniziali fornite dall'Ur si farà presente alla UR che la linea interessata dal pericolo sarà individuata solo dopo conferma da parte del personale della UC, che sta intervenendo sul luogo.

Nel caso in cui gli interruttori da manovrare per la disattivazione della linea segnalata siano telecomandati da Co diversi, la conferma di disattivazione all'UR avverrà da parte del CO, dopo notifica di avvenuta apertura, da parte dell'altro CO.

Se i CO interessati alle manovre agli estremi della linea fanno a capo alla medesima UC, sarà la stessa UC a definire il CO incaricato di confermare alla UR la disattivazione della linea.

Qualora entrambi gli estremi della linea siano manovrati da un CO non appartenente all'UC, la conferma di disattivazione verrà formalizzata dal CO, che ha effettuato le manovre di disattivazione.

## **2.5. Interferenza della vegetazione sulle linee aeree**

il rilievo delle interferenze tra le linee elettriche AT e la vegetazione arborea ha lo scopo principale di individuare quelle piante che con il loro accrescimento naturale, potrebbero avvicinarsi ai conduttori di tensione, fino ad innescare la scarica elettrica verso terra e determinare così il fuori servizio dell'elettrodotto.

Terna, per andare a limitare la crescita della vegetazione in prossimità della linee aeree, ha intrapreso un'attività di prevenzione, controllo e taglio delle piante; quest'ultima è una delle attività peculiari e fondamentali nel processo di manutenzione delle linee AT e AAT.

Questo processo di taglio garantisce il mantenimento delle distanze di sicurezza della vegetazione nei confronti delle linee aeree, in modo da tutelare l'incolumità di terzi, gli incendi boschivi e garantire l'esercizio della rete.

La superficie coinvolta nell'attività di taglio è pari a 15.000 Km e quindi si capisce immediatamente come, tale attività, sarà impegnativa sia per le risorse impiegate che per i costi; quindi Terna, per massimizzare l'efficacia e l'efficienza delle azioni di taglio, ha intrapreso interventi di taglio selettivo, grazie all'adozione della tecnologia LIDAR (*Laser Imaging Detection and Ranging*) (Fig 2.8 - 2.9), la quale si basa sulla ricognizione aerea per l'individuazione delle aree soggette da pericolo arboreo e con l'obiettivo di realizzare una piattaforma georiferita della Rete di Trasmissione Nazionale.

Il progetto è nato per dare risposta al Decreto Ministeriale in materia di campi elettromagnetici del 29 maggio 2008, che definisce i criteri per il calcolo delle fasce di rispetto degli elettrodotti e obbliga Terna, in qualità di proprietario e gestore di elettrodotti, a fornire ai Comuni, alle Regioni e agli Enti preposti alle verifiche una serie di dati quali, ad esempio, le coordinate geografiche e le altezze dei sostegni, la posizione spaziale dei conduttori, le distanze di prima approssimazione, le fasce di rispetto, le coordinate della posizione spaziale di conduttori, le altezze dei sostegni.

Per gli elettrodotti di ultima generazione, Terna disponeva già delle informazioni. Per gli elettrodotti con cartografia carente e non aggiornata, ha dovuto mettere a punto un progetto per recuperare i dati in tempi brevi. È stato deciso pertanto di utilizzare la tecnologia laser, di provenienza militare, per "fotografare" in dettaglio e in tempi rapidi le linee, installando su un elicottero i dispositivi necessari per le rilevazioni.

La tecnologia laser ha reso possibile non solo la creazione dell'anagrafica aggiornata della rete AT, ma anche il rilievo delle eventuali opere, come edifici, vegetazione, strade, interferenti con le linee elettriche. In particolare è stato possibile misurare sul 100% della rete AT le distanze di ciascuna opera dai conduttori, prima possibile solo con singoli rilievi mirati.

Oltre alla ricognizione periodica delle linee Terna possiede un software che permette di elaborare i dati raccolti dai voli e di costruire una mappa dei riquadri di vegetazione per campata, permette di definire, mediante algoritmi, un calcolo delle aree da tagliare e fornisce una stima sulla crescita delle piante. Infine, questo software, permette di poter accertare il taglio della vegetazione mediante il rilevamento LIDAR successivo.

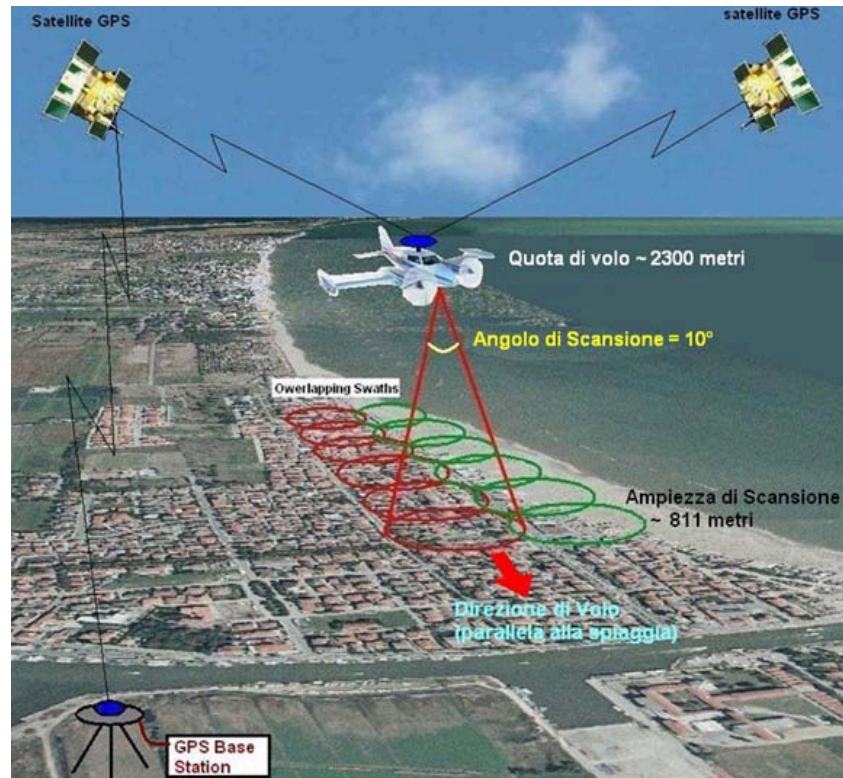


Fig 2.8 – Esempio di esecuzione di tecnologia LIDAR

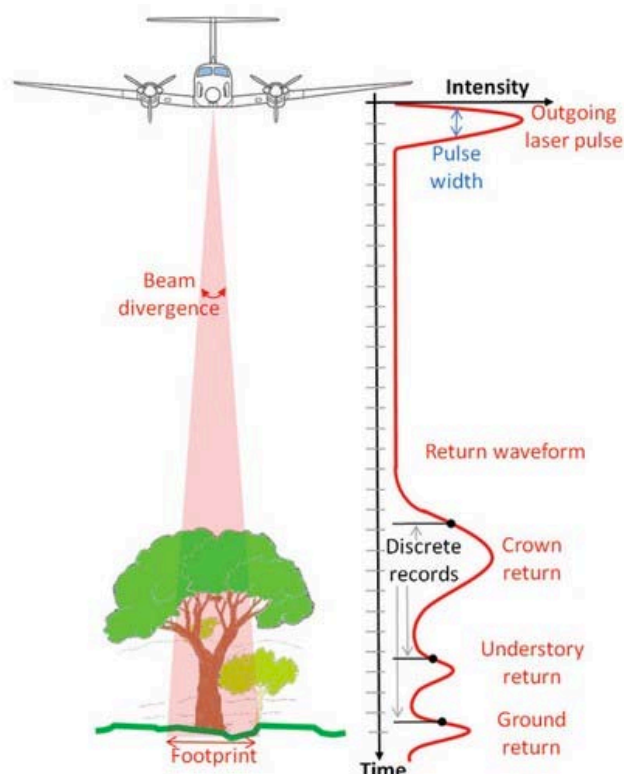


Fig 2.9– Esempio di esecuzione di tecnologia LIDAR

- **Distanze di rispetto dai conduttori**

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

1. Distanza minima tra i conduttori e la cima delle piante  $D_{min}$ , essa viene misurata a vista o mediante utilizzo di strumentazione.
2. La temperatura ambientale al momento del rilievo.
3. Assegnazione delle essenze arboree ad una fascia di accrescimento a seconda dell'età e dell'ambiente più o meno favorevole all'accrescimento.

Il personale addetto all'ispezione deve quantificare, mediante ispezione a vista, la distanza tra i conduttori e le piante interessate e verificare infine che tale valore sia inferiore alla distanza minima richiesta  $D$  definita dalla seguente formulazione:

$$D = d + \Delta a + \Delta f \quad (2.11)$$

$d$ : distanza minima di sicurezza.

$\Delta f$ : 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.

$\Delta a$ : accrescimento della vegetazione in un anno.

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 800m s.l.m. dell'Italia centrale, meridionale ed insulare e di 40°C per le linee, che comprendono tutte le località dell'Italia settentrionale e le località ad altitudine superiore a 800m 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:

**Tab 2.2** – Distanze Minime dai rami degli alberi.

<b>D.M. n°449 Art. 2.1.06h</b>	120 [kV]	132 [kV]	150 [kV]	200 [kV]	220 [kV]	380 [kV]
<b>Distanze [m]</b>	1,70	1,82	2,00	2,50	2,70	4,30

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 delle 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 contatti accidentali o pericolosi avvicinamenti ai conduttori delle linee stesse”.

Per quanto riguarda le istruzioni operative di Terna il D.P.R.E.T. “Disposizione per la prevenzione rischio da elettrocuzione Terna” afferma che: “no 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 un'adeguata protezione in grado, a giudizio del Preposto, di evitare contatti accidentali o avvicinamenti pericolosi ai conduttori delle linee stesse”.*

Per quanto riguarda le distanze di sicurezza durante i lavori sotto-tensione il D.M. 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, inferiore a  $(3 + 0,01) \times U$  da tutte le posizioni praticabili.

**Tab 2.3** – Distanze Minime da tutte le posizioni praticabili.

<b>D.M. n°449 Art. 2.1.06g</b>	120 [kV]	132 [kV]	150 [kV]	200 [kV]	220 [kV]	380 [kV]
<b>Distanze [m]</b>	4,20	4,32	4,50	5,00	5,20	6,80

In base a quanto esposto sopra si può prendere come distanza minima di sicurezza per i conduttori dai rami degli alberi una valore prossimo ai 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 tensione di 132 kV.

## 2.6. Mitigazione per le aree con tempeste di vento e fulmini

Abbiamo detto in precedenza che forti raffiche di vento possono spostare i conduttori delle linee aeree e causare cortocircuiti o cedimenti strutturali dei sostegni nel caso di raffiche di vento superiori a quelle progettate per la linea.

L'attività ceraunica è fra le cause maggiori di fuori servizio per le linee aeree, per ovviare tale problematica si è andati a mappare i sovraccarichi da vento che si verificano sul territorio nazionale; infatti è da molti anni che i fenomeni temporaleschi vengono monitorati da Terna attraverso il sistema SIRF (*Sistema Italiano Rilevamento Fulmini*) del CESI. Il sistema SIRF è composto da 16 sensori situati sul territorio Italiano. Per aumentare le prestazioni sono inoltre utilizzati sensori posti in vicinanza del confine Italiano, in Francia, in Svizzera, in Austria e in Spagna.

I sensori utilizzati sono dotati di antenna elettromagnetica a banda larga e di un sistema di posizionamento satellitare GPS. Essi rilevano il campo elettromagnetico emesso dal fulmine generando i dati grezzi (direzione del campo elettromagnetico, tempo, etc.). Ogni sensore è in grado di discriminare il segnale emesso dal fulmine dal rumore elettromagnetico. I sensori, posizionati sia sul territorio Italiano che in territorio estero, trasmettono i dati grezzi al Centro Operativo di **SIRF**, attraverso canali di trasmissione dedicati su Internet.





Fig 2.10 – Locazione dei sensori di fulminazione del sistema SIRF.

## 2.7. Mitigazione per l'aumento delle piene di fiumi e torrenti

Abbiamo visto come nell'ultimo decennio gli eventi di precipitazioni intense abbiano colpito il nostro Paese e provocato piene improvvise di piccoli fiumi regionali, talvolta provocando disastri di rilevante entità.

Queste piene improvvise vanno ad erodere le sponde, anche di alcune decine di metri, causando il collasso dei sostegni negli attraversamenti; tale collasso avviene malgrado le adeguate progettazioni e localizzazioni delle fondazioni dei sostegni.



Fig 2.11– Esempio di erosione terreno alla base di un sostegno di una linea a 132 kV.

## 2.8. Mitigazione per l'aumento delle frane

Per ridurre l'impatto visivo delle infrastrutture della rete di trasmissione sul territorio e per rispettare le norme del V.I.A "Valutazione Impatto Ambientale" si sono andati a localizzare i percorsi delle linee aeree a mezza costa dei fianchi o pendii, però tali installazioni sono così più soggette al rischio di frane.

Per questa motivazione Terna ha intrapreso una fitta e attenta attività di sorveglianza sul territorio così da poter conoscere i sostegni potenzialmente soggetti dai movimenti di terra, questo grazie alla stretta collaborazione con la Protezione Civile, la quale monitora tutti i movimenti di terra presenti sul suolo italiano grazie all'utilizzo di strumenti satellitari, software e strumenti di calcolo.

Inoltre Terna si è munita di sostegni di emergenza a rapida installazione e facilmente trasportabili; i suddetti sostegni ad oggi sono stati installati con successo per il ripristino, anche in sole 24 ore, della piena efficienza della linea aerea interessata da eventi eccezionali.



## IL RATING DELLE LINEE ELETTRICHE AEREE

---

### 3.1. Introduzione al Rating di una linea elettrica aerea

In questo capitolo si andranno a valutare i modelli di valutazione “*Rating*” utilizzati per le prestazioni di una linea elettrica aerea, che saranno fondamentali per la pianificazione ed esecuzione successiva degli aggiornamenti e potenziamenti “*Uprating & Upgrading*”.

In altre parole andremo a fornire un’idea base, che ci permetterà, nei capitoli seguenti, di focalizzare l’attenzione su determinate ipotesi ed aspetti, i quali potranno essere fonti di errori per l’esercizio e le prestazioni di una linea aerea ad elevate temperature di esercizio.

Il *Rating* di una linea elettrica aerea è definito come “*l’insieme dei valori delle specifiche caratteristiche della linea stessa, tali da garantire il corretto esercizio*”; quindi la determinazione del Rating corrisponde alla identificazione dell’assetto del sistema in esercizio.

In sede di verifica e durante il suo esercizio la linea elettrica aerea deve garantire/soddisfare in ogni istante gli standard progettuali:

- I conduttori non devono superare una certa temperatura massima di soglia, al fine di evitare possibili dilatazioni termiche e degradazioni qualitative dei materiali impiegati. Tale temperatura massima è legata alle condizioni di esercizio in cui la linea si troverà a funzionare (Condizioni Ordinarie – Condizioni Speciali).
- I profili dei conduttori posti lungo le campate non devono andare a minare le distanze minime di isolamento elettrico dei sostegni, del terreno, dei corsi d’acqua navigabili, vegetazione,... ecc.
- Il costo di realizzazione e il costo di esercizio della linea devono essere ragionevoli al fine dell’utilizzo della linea stessa; quindi si dovranno evitare sovradimensionamenti delle strutture, dei sostegni e dei conduttori.

### 3.2. Thermal Rating

Per il soddisfacimento delle esigenze di gestione della linea, nella pratica, si porrà maggior interessamento alla determinazione del valore della corrente in regime permanente “*Ampacity*”, e pertanto, per capire meglio, si andrà a determinare “*il massimo valore della corrente elettrica, che può circolare costantemente nei conduttori di linea per tutto il tempo di vita del sistema senza creare anomalie di esercizio*”.

A causa dell’Effetto Joule si avrà che ogni conduttore di linea percorso da corrente andrà a generare calore al suo interno, tale energia termica prodotta andrà in parte a determinare un aumento della temperatura del conduttore stesso e in parte verrà ceduta all’ambiente esterno; c’è da aggiungere che la temperatura del conduttore dipenderà dalle condizioni metereologiche presenti lungo la linea e che quindi la corrente elettrica contribuirà solo in termini di sovratemperatura rispetto a quella ambientale; inoltre qualora la temperatura del conduttore non risultasse essere più soggetta a variazioni percepibili potremo affermare di aver raggiunto un *regime termico permanente*.

Il fatto che la temperatura del conduttore sia relazionata e in dipendenza delle condizioni atmosferiche ambientali esterne alla linea ci fa intuire immediatamente come sarà obbligatorio andare a fissare specifiche condizioni metereologiche; infatti una volta note le caratteristiche del conduttore e le condizioni metereologiche la corrente di linea andrà a determinare la temperatura di esercizio e quindi il conseguente Rating della linea; in altre parole avremo che la

temperatura massima di esercizio del conduttore tale da rispettare gli standard progettuali, permetterà l'identificazione della corrente in regime permanente "Ampacity" della linea, detta anche *Thermal Rating*.

Da ciò ne consegue che per la determinazione dell'Ampacity di una linea elettrica dovranno essere considerate rispettivamente:

- le condizioni metereologiche;
- la relazione fra corrente di linea e temperatura del conduttore;
- la relazione tra condizione di carico della linea e il profilo delle campate;
- la relazione fra temperatura del conduttore e il suo invecchiamento meccanico.

### 3.2.1. Thermal Rating secondo Norma CEI 11-60

La Norma CEI 11-60 riguarda " la portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne aventi tensione maggiore di 100 kV" ed utilizza un approccio pratico e comparativo, a tale scopo la Norma divide l'Italia in due aree distinte sulla base delle temperature climatiche a cui si dovrà fare riferimento per la progettazione, dimensionamento e verifiche delle linee elettriche aeree. Le aree si distinguono in:

- **Zona A:** a tale zona appartengono tutte le regioni aventi altitudini non superiori agli 800 m s.l.m. dell'Italia centrale, meridionale ed insulare.
- **Zona B:** comprende tutte le regioni dell'Italia settentrionale e tutte le regioni aventi altitudine superiore agli 800 m s.l.m.

Inoltre, volendo determinare la portata di corrente di una linea in certo periodo dell'anno e considerando il salto termico derivante dal passaggio stagionale fra estate ed inverno, l'anno solare è stato suddiviso in due periodi:

- **Periodo Caldo:** esso comprende i mesi di maggio, giugno, luglio, agosto e settembre.
- **Periodo Freddo:** esso comprende i mesi di ottobre, novembre, dicembre, gennaio, febbraio, marzo ed aprile.

L'Ampacity della linea quindi dipenderà dall'area zonale e dal periodo stagionale considerato. La Norma prende in considerazione un conduttore di riferimento, in particolare l'ACSR (520/54+19) avente diametro pari a 0,0315 m e andrà a fornire (Tab 3.1) per ogni stagione e ogni fascia zonale il valore dell'Ampacity del conduttore di riferimento  $I_0$ .

**Tab 3.1** – Valore dell'Ampacity in funzione del periodo stagionale e della zona di locazione della linea.

Tensione Nominale della linea a Un [KV]	Portate in Corrente del Conduttore di Riferimento $I_0$ [A]			
	Zona A		Zona B	
	Periodo Caldo	Periodo Freddo	Periodo Caldo	Periodo Freddo
380	740	985	680	770
220	665	905	610	710
132	620	870	575	675

Orientativamente vediamo che per i valori di Ampacity considerati avremo sovratemperature di circa 40°C. In accordo con la Norma CEI 11-4 “Esecuzione delle elettriche esterne” i dati riportati in tabella tengono in considerazione che le linee elettriche aeree devono rispettare i limiti di altezza rispetto il terreno, acque navigabili, vegetazione e distanza dalle opere attribuendo ad essi la configurazione corrispondente alla temperatura del conduttore di circa 55°C nella zona A e di 40°C nella zona B; tali temperature valgono solo come riferimento progettuale e come temperature limite raggiungibili durante l’esercizio dei conduttori. Occorre, inoltre, aggiungere che i valori trascritti in (Tab 3.1) sono stati calcolati in base al rischio di scarica e in base all’invecchiamento del conduttore, attraverso delle curve di durata di temperatura che considerano a loro volta i dati statistici inerenti le condizioni metereologiche e di carico elettrico.

Per andare a determinare il valore dell’Ampacity di linee elettriche , che possiedono un conduttore differente elettricamente e geometricamente da quello utilizzato nell’analisi come riferimento, la Norma prevede le relazioni di correzione della  $I_0$ , le quali tengono conto delle caratteristiche del nuovo conduttore, del parametro di posa e dell’eventuale squilibrio delle campate.

Tramite le indicazioni in tabella e seguendo la Norma avremo che la capacità di trasporto di una linea in singola terna, munita di conduttore di riferimento varierà rispettivamente:

- **Per linee in AAT con  $U_n = 380 [kV]$ :** la capacità varierà da 447 [MVA] a 648 [MVA]
- **Per linee in AT con  $U_n = 220 [kV]$ :** la capacità varierà da 232[MVA] a 345[MVA]
- **Per linee in AT con  $U_n = 123 [kV]$ :** la capacità varierà da 131[MVA] a 199[MVA]

Questi valori valgono per linee aventi un singolo conduttore per fase, mentre in Italia sappiamo per AAT vengono impiegate linee trinate, cioè linee che possiedono tre conduttori per fase e disposti ai vertici di un triangolo equilatero; quindi l’Ampacity verrà moltiplicata per il numero dei conduttori e quindi la potenzialità della linea derivante sarà pari a:

- **Per linee trinate in AAT con  $U_n = 380 [kV]$ :** la capacità varierà da 1341[MVA] a 1944[MVA]

In generale, una linea aerea, all’aumentare della tensione nominale, viene sfruttata maggiormente mediante l’installazione di tralicci elevati, conseguentemente più onerosi, e tali da massimizzare la probabilità di scarica ad un temperatura del conduttore più elevata; quindi il vantaggio che ne consegue sarà che a parità dell’incremento dell’Ampacity e quindi dell’incremento termico di esercizio, una linea avente tensione nominale  $U_n$  pari a 380 [kV] andrà a generare un aumento della capacità di trasporto maggiore rispetto ai casi di una linea avente rispettivamente tensione nominale di 220 [kV] o 132 [kV]; per tali motivazioni se si va ad osservare la (Tab 3.1) vedremo come il valore d’Ampacity cresce al crescere della tensione nominale.

### 3.2.2. Considerazioni Fondamentali per la determinazione dell’Ampacity

Nel paragrafo precedente (3.2) abbiamo detto come, per il fatto che la temperatura massima di esercizio del conduttore sia tale da rispettare gli standard progettuali, si potrà identificare la corrente in regime permanente “Ampacity” della linea, detta anche *Thermal Rating*; da questo ne deriva che per la determinazione dell’Ampacity di una linea elettrica dovranno essere considerate rispettivamente:

- le condizioni metereologiche;
- la relazione fra corrente di linea e temperatura del conduttore;

- la relazione tra condizione di carico della linea e il profilo delle campate;
- la relazione fra temperatura del conduttore e il suo invecchiamento meccanico.

Di seguito andremo ad analizzare ed approfondire i sopra citati quattro elementi.

### 3.2.2.1. Le Condizioni Metereologiche

Come in precedenza evidenziato, le condizioni metereologiche vanno ad influenzare notevolmente la temperatura interna del conduttore e quindi la Thermal Rating della linea; le variabili che devono essere considerate sono:

- Temperatura dell'Ambiente;
- Velocità del Vento;
- Entità dell'Irraggiamento Solare;
- Angolo Incidenza fra la direzione del vento e il conduttore.

Mentre la temperatura dell'ambiente e quindi la temperatura dell'aria e l'irraggiamento solare possono essere considerati di valor costante, avremo che, per quanto concerne la velocità e l'intensità del vento, queste variano notevolmente fra una campata ed un'altra e quindi vi è la necessità di andare a determinare un *valore unificato* per la progettazione.

Nella maggior parte dei casi, tale valore viene calcolato considerando il “*worst case*” ovvero il caso peggiore, per il quale si avrà una temperatura dell'ambiente modesta, un intenso irraggiamento solare e un debole smaltimento termico per via convettiva.

Nella fattispecie si considera:

- Temperatura d'ambiente pari a  $40[^\circ\text{C}]$
- Velocità Vento pari a  $0,61 \left[ \frac{\text{m}}{\text{s}} \right]$
- Sole Pieno e Potenza assorbita per irraggiamento pari a  $1000 \left[ \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right]$
- Direzione del vento parallela all'asse del conduttore

Il calcolo del valore considerando il caso peggiore permette da un lato di avere elevati margini di sicurezza, però allo stesso tempo porta ad una riduzione dell'effettiva capacità di trasporto della linea qualora si abbiano condizioni metereologiche favorevoli.

Un'altra metodologia di Uprating sta nell'andare a monitorare istante per istante la temperatura del conduttore lungo la linea, in tale maniera sarà possibile eliminare eventuali limitazioni derivanti dall'assunzione di condizioni metereologiche sfavorevoli e di andare a massimizzare l'esercizio della linea stessa.

Per linee munite i conduttori tradizionali ( ACSR e AAC) si andranno ad accettare sovratensioni di circa  $40^\circ\text{C}$ , da cui ne deriverà che il conduttore potrà toccare temperature massime di circa  $80^\circ\text{C}$ ; inoltre qualora si superasse tale valore si avrebbe l'inizio di un processo di ricottura del materiale conduttore che ne andrebbe a modificare le caratteristiche meccaniche determinandone un deterioramento.

### 3.2.2.2. Relazioni fra Corrente e la Temperatura del Conduttore

Nel seguente paragrafo andremo ad analizzare la relazione vigente fra la corrente di linea e la temperatura dei conduttori considerando che il bilancio termico del conduttore sia a regime stazionario, verificato fintanto che la temperatura del conduttore si mantiene sotto valori di  $80 [^\circ\text{C}]$ . La IEEE fornisce un modello matematico di riferimento, il quale mediante la conoscenza di determinate variabili permette la determinazione del massimo valor di corrente circolante

lungo la linea sia per regime stazionario (Ampacity) sia per regime variabile (Corrente Transitoria).

Come accennato sopra questa metodologia richiede la conoscenza di determinate variabili, le quali sono:

- Temperatura dell'Ambiente
- Temperatura Massima di Esercizio del Conduttore
- Intensità d'Irraggiamento del sole
- Velocità e Direzione del Vento
- Caratteristiche Fisiche e Geometriche del conduttore

Nel seguito effettueremo una trattazione semplificata, basata sul bilancio termico del conduttore a regime stazionario.

❖ **Bilancio Termico del Conduttore:**

Sappiamo che a causa dell'Effetto Joule si avrà che ogni conduttore di linea percorso da corrente andrà a generare calore al suo interno, tale energia termica prodotta andrà in parte a determinare un aumento della temperatura del conduttore stesso e in parte verrà ceduta all'ambiente esterno. Per rendere l'analisi completa andremo a considerare non solo il calore generato internamente a causa dell'Effetto Joule, ma rispettivamente il calore assorbito dal sole, il calore ceduto per irraggiamento dal conduttore stesso, il calore ceduto all'ambiente per convezione ed infine la variazione della resistenza elettrica con la temperatura; riassumendo tale considerazione esprimendola mediante un bilancio di potenze termiche avremo che:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_i = Q_s + Q_j - Q_c - Q_r \quad \left[ \frac{W}{m} \right] \quad (3.1) \\ Q_i : \text{Variazione della potenza termica immagazzinata all'interno del conduttore} \\ Q_s : \text{Potenza termica assorbita dal conduttore per irraggiamento solare} \\ Q_j : \text{Potenza termica generata nel conduttore per Effetto Joule} \\ Q_c : \text{Potenza termica ceduta all'ambiente esterno per convezione} \\ Q_r : \text{potenza termica ceduta all'ambiente per irraggiamento del conduttore} \end{array} \right.$$

Inoltre siccome il valore della variazione della potenza termica immagazzinata all'interno del conduttore è pari a:

$$Q_i = M \cdot c_p \cdot \left( \frac{dT_c}{dt} \right) \quad \left[ \frac{W}{m} \right] \quad (3.2)$$

M : massa del conduttore per unità di lunghezza

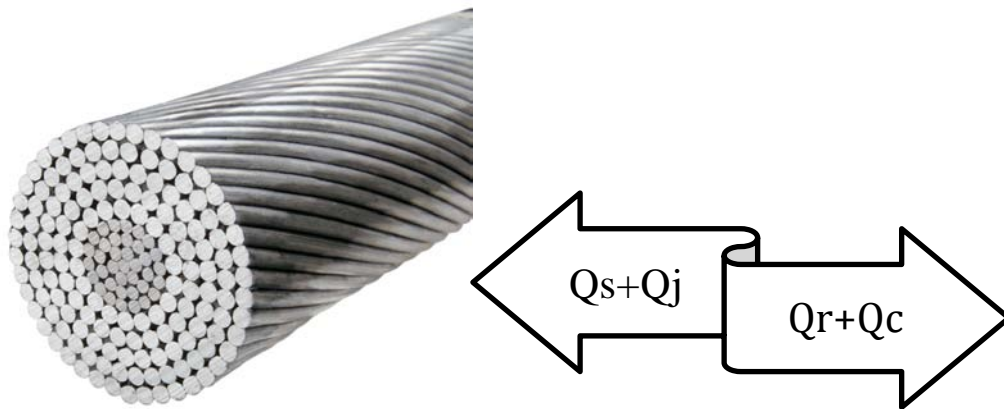
c<sub>p</sub> : Calore specifico del conduttore

T<sub>c</sub> : Temperatura del conduttore

Avremo che una volta raggiunto il regime termico stazionario non si avranno più variazioni di temperatura, quindi avremo che la  $Q_i$  si annullerà e quindi avremo che il bilancio termico sarà espresso dalla formulazione (3.3), inoltre andiamo a graficarla in (Fig 3.1) in modo da capire l'andamento dei flussi termici.

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_s + Q_j = Q_c + Q_r \quad \left[ \frac{W}{m} \right] \quad (3.3) \end{array} \right.$$

- $Q_s$  : Potenza termica assorbita dal conduttore per irraggiamento solare
- $Q_j$  : Potenza termica generata nel conduttore per Effetto Joule
- $Q_c$  : Potenza termica ceduta all'ambiente esterno per convezione
- $Q_r$  : potenza termica ceduta all'ambiente per irraggiamento del conduttore



**Fig 3.1** – Flussi termici nel conduttore a regime termico stazionario.

Quindi una volta che viene fissato il valore massimo della temperatura e le condizioni meteorologiche, il valore dell'Ampacity sarà pari a :

$$I = \sqrt{\frac{Q_c + Q_i - Q_s}{R}} \quad \left[ \frac{W}{m} \right] \quad (3.4)$$

Nel seguito andremo ad analizzare le grandezze trascritte nella relazione dell'Ampacity (5.4), detto questo procediamo:

➤ **Potenza Dissipata per Effetto Joule ( $Q_j$ ):**

La potenza termica generata dal conduttore per effetto Joule , che ritroviamo nella relazione (3.4) è data dalla formulazione:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_j = R \cdot I^2 \quad \left[ \frac{W}{m} \right] \quad (3.5) \\ R : \text{Resistenza in a. c. del conduttore di linea per unità di lunghezza} \\ I : \text{Corrente di Linea} \end{array} \right.$$

qualora i conduttori risultassero non omogenei (es. ACSR) ai fini della resistenza elettrica sarà usuale considerare solamente la parte conduttrice della corda; inoltre la resistenza elettrica del conduttore per unità di lunghezza sarà pari a:

$$\left\{ \begin{array}{l} R = \frac{\rho(T)}{S_{cond}} \quad \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \quad (3.6) \\ \rho(T) : \text{Resistività della parte conduttrice della corda} \\ S_{cond} : \text{Sezione teorica della parte conduttrice della corda} \end{array} \right.$$



In un intervallo di temperatura di 80°C, considerando la temperatura iniziale di 20°C, avremo che la resistività varierà linearmente assieme alla temperatura secondo la relazione (3.7):

$$\left\{ \begin{array}{l} \rho(T) = \rho(20) \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \quad [\Omega m] \quad (3.7) \\ \rho(T) : \text{Resistività alla temperatura } T \\ \rho(20) : \text{Resistività alla temperatura di } 20^\circ\text{C} \\ \alpha : \text{Coefficiente di temperatura} \\ \Delta T : \text{Differenza di temperatura fra } T \text{ e } 20^\circ\text{C} \end{array} \right.$$

Sotto viene riportata la (Tab 3.2) in cui sono riportati i valori delle caratteristiche elettriche e termiche di interesse nelle applicazioni elettriche relative ai principali metalli utilizzati per le corde conduttrici.

**Tab 3.2** – Caratteristiche elettriche e termiche dell'alluminio e le sue leghe.

Materiale	Densità [ $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3 \cdot 10^3}$ ]	Temperatura di Fusione [°C]	Coefficiente Dilatazione Termica [°C · 10 <sup>-6</sup> ]	Resistività a 20°C [ $\frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}$ ]	Coefficiente Temperatura [°C · 10 <sup>-3</sup> ]
Alluminio Ricotto (1350-O)	2,70	660	22,9	0,02712	4,04
Alluminio Incrudito (1350-H19)	2,70	660	22,9	0,02817	4,04
Aldredy (62101-T81)	2,70	600÷650	23	0,03284	3,47

➤ **Potenza termica ceduta all'ambiente per convezione (Q<sub>c</sub>):**

La potenza termica ceduta all'ambiente mediante convezione, che ritroviamo nella relazione (3.4) è data dalla formulazione sotto riportata (3.8):

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_c = h \cdot \pi \cdot D \cdot (T_c - T_a) \quad \left[ \frac{W}{m} \right] \quad (3.8) \\ T_c : \text{Temperatura del conduttore in } [^\circ\text{C}] \\ T_a : \text{Temperatura dell'ambiente in } [^\circ\text{C}] \end{array} \right.$$

Inoltre nella formulazione (3.8) compare la superficie di scambio termico convettivo per unità di lunghezza, espresso in metri, ( $\pi D$ ) e compare ( $h$ ), ovvero il coefficiente di scambio termico convettivo, che viene espresso in  $\left[ \frac{W}{\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}} \right]$ ; quest'ultimo elemento può essere espresso anche mediante la formulazione sotto trascritta (3.9):

$$\left\{ \begin{array}{l} h = \lambda \cdot Nu \cdot \left( \frac{Kwd}{D} \right) \quad \left[ \frac{W}{m^2 \cdot ^\circ C} \right] \quad (3.9) \\ \lambda : \text{Conduktività termica dell'aria} \\ Kwd : \text{Coefficiente i correzione della direzione del vento} \\ Nu : \text{Numero di Nusselt} \end{array} \right.$$

In particolare definiamo Nu, che rappresenta il numero di Nusselt, che è il gruppo adimensionale, il quale esprime il rapporto tra il flusso di calore scambiato per convezione e il flusso di calore scambiato per conduzione; inoltre possiamo scrivere il numero di Nusselt in relazione al numero di Reynolds, gruppo adimensionale usato in fluidodinamica, proporzionale al rapporto tra le forze d'inerzia e le forze viscosi, mediante la seguente relazione (3.10):

$$\left\{ \begin{array}{l} Nu = 0,64 \cdot Re^{0,2} + 0,2 \cdot Re^{0,61} \quad [/] \quad (3.10) \\ Re = \frac{D \cdot \rho a \cdot v}{\mu} \quad [/] \\ Kwd = 1,194 - \cos(\alpha) + 0,194 \cdot \cos(2\alpha) + 0,364 \cdot \sin(2\alpha) \quad [/] \\ \alpha : \text{Angolo fra l'asse del conduttore e la direzione del vento} \\ Re : \text{Numero di Reynolds} \\ v : \text{velocità del vento} \\ \rho a : \text{densità dell'aria} \\ \mu : \text{Viscosità dinamica dell'aria} \end{array} \right.$$

Di consuetudine si va a considerare rispettivamente la conduttività termica dell'aria  $\lambda$ , la densità dell'aria  $\rho a$  e la viscosità dinamica dell'aria  $\mu$ , quindi tutte le proprietà fisiche e termiche proprie dell'aria ad una temperatura media, determinata come la media fra la temperatura del conduttore e quella dell'ambiente (3.11):

$$Tm = \left( \frac{Tc - Ta}{2} \right) [^\circ C] \quad (3.11)$$

Tab 3.3 – Proprietà fisiche e termiche dell'aria.

Temperatura Media Tm [°C]	Conducibilità Termica $\lambda$ [ $\frac{W}{m \cdot ^\circ C}$ ]	Densità dell'Aria $\rho_a$ [ $\frac{kg}{m^3}$ ]			Viscosità Dinamica $\mu$ [ $\frac{kg}{sm \cdot 10^{-6}}$ ]
		Livello Mare	1525 m	3050 m	
0	0,02423	1,2928	1,0749	0,8875	17,16
5	0,02459	1,2704	1,0573	0,7161	17,41
10	0,02498	1,2479	1,0381	0,8571	17,66
15	0,02534	1,2256	1,0189	0,8426	17,90
20	0,02571	1,2047	1,0029	0,8282	18,15
25	0,02607	1,1855	0,9868	0,8138	18,36
30	0,02646	1,1663	0,9708	0,8010	18,61
35	0,02682	1,1470	0,9548	0,7882	18,86
40	0,02721	1,1278	0,9388	0,7754	19,06
45	0,02757	1,1102	0,9244	0,7626	19,31
50	0,02793	1,0942	0,9099	0,7514	19,56
55	0,02833	1,0765	0,8955	0,7401	19,76
60	0,02869	1,0589	0,8811	0,7273	20,01
65	0,02905	1,0445	0,8683	0,7177	20,22
70	0,02944	1,0301	0,8571	0,7081	20,43
75	0,02980	1,0157	0,8443	0,6945	20,67
80	0,03019	1,0045	0,8363	0,6905	20,88
85	0,03056	0,9868	0,8218	0,6776	21,09
90	0,03092	0,09740	0,8106	0,6696	21,29
95	0,03121	0,9596	0,7978	0,6600	21,54
100	0,03147	0,9468	0,7882	0,6504	21,75

- **Potenza termica assorbita dal conduttore per irraggiamento solare ( $Q_s$ ):**  
 La potenza termica assorbita dal conduttore per irraggiamento solare, che ritroviamo nella relazione (3.4) viene sviluppata nella formulazione (3.12):

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_s = W_s \cdot \eta \cdot D \quad \left[ \frac{W}{m} \right] \quad (3.12) \\ W_s : \text{Irraggiamento solare} \\ D : \text{Diametro del conduttore} \\ \eta = (0,5 \div 0,6) : \text{Coefficiente di assorbimento del materiale conduttore} \end{array} \right.$$

mentre i valori del diametro del conduttore  $D$  e del coefficiente di assorbimento del materiale del conduttore  $\eta$  sono ricavabili da tabelle, il valore dell'irraggiamento solare  $W_s$  in determinato luogo e periodo viene ricavato statisticamente dai dati metereologici.

- **Potenza termica ceduta all'ambiente per irraggiamento ( $Q_i$ ):**  
 Andando a sfruttare la formulazione data dalla legge di Stefan-Boltzmann avremo che il valore della potenza termica ceduta all'ambiente per irraggiamento solare sarà data dalla (3.13):

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_i = a \cdot S_i \cdot \sigma_0 \cdot (T_c^4 - T_a^4) \quad \left[ \frac{W}{m} \right] \quad (3.13) \\ a = (0,5 \div 0,7) : \text{Coefficiente di assorbimento} \\ S_i : \text{Superficie di irraggiamento del conduttore per unità di lunghezza} \\ \sigma_0 = (5,67 \cdot 10^{-8}) : \text{Costante della legge di Stefan - Boltzmann} \\ T_c : \text{Temperatura del conduttore in } [^{\circ}K] \\ T_a : \text{Temperatura de' ambiente in } [^{\circ}K] \end{array} \right.$$

Le relazioni riportate nella (3.13) hanno valore prettamente intuitivo poiché nella pratica il regime termico stazionario, che abbiamo considerato/ipotizzato per la nostra analisi, si verifica di rado e qualora si presentasse esso avrebbe una durata estremamente limitata, infatti sia le condizioni metereologiche che la corrente vanno a variare repentinamente con il passare del tempo, da ciò ne deriva una conseguente variazione della temperatura del conduttore.

Quindi per andar a determinare il valore della massima corrente istantanea e circolante lungo la linea bisognerà considerare anche la variazione di energia termica interna del conduttore e sviluppare la soluzione in relazione al tempo.

Però ricordiamo le premesse fatte prima che andassimo ad inoltrarci nelle analisi ovvero: avevamo detto che il valore dell'Ampacity la avremo calcolata nel caso sfavorevole poiché in modo tale si avrebbe avuto da una parte elevati margini di sicurezza, che permettevano una durata di esercizio indefinita e priva di anomalie di esercizio; dall'altra parte tale ipotesi ci avrebbe fatto sottostimare la potenzialità della linea in caso di condizioni favorevoli.

Nel seguito andremo ad effettuare un esempio di calcolo dell'Ampacity per capire praticamente come le formulazioni trascritte ed analizzate precedentemente vengano applicate.

Esempio: Determinazione del valore dell'Ampacity

Consideriamo un conduttore ACSR 520/54+19 avente come specifiche:

- Diametro  $D = 0,0315 \text{ [m]}$
- Resistenza del Conduttore a  $80^\circ\text{C}$   $R = 0,06454 \left[ \frac{\text{m}\Omega}{\text{m}} \right]$
- $\alpha = 4 \cdot 10^{-3}$

inoltre ipotizziamo di avere:

- Temperatura dell'ambiente  $T_a = 40 \text{ [}^\circ\text{C]}$
- Temperatura di esercizio del conduttore  $T_c = 80 \text{ [}^\circ\text{C]}$
- Potenza irraggiamento solare  $W_s = 1000 \left[ \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right]$
- Coefficiente di Emissione  $a = 0,5$
- Coefficiente assorbimento  $\eta = 0,5$

Svolgimento:

Sappiamo che per determinarci il valore dell'Ampacity dovremo conoscere o andarci a determinare i valori delle potenze:

1. Potenza termica assorbita dal sole ( $Q_s$ ):

$$Q_s = W_s \cdot \eta \cdot D \quad \left[ \frac{\text{W}}{\text{m}} \right]$$

sostituendo i valori sotto riportati:

$$W_s = 1000 \left[ \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right]$$

$$D = 0,0315 \text{ [m]}$$

$$\eta = 0,5$$

andremo ad ottenere:

$$Q_s = (1000) \cdot (0,5) \cdot (0,03038) \cong 15,75 \left[ \frac{\text{W}}{\text{m}} \right]$$

2. Potenza termica ceduta per irraggiamento ( $Q_i$ ):

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_i = a \cdot S_i \cdot \sigma_o \cdot (T_c^4 - T_a^4) \quad \left[ \frac{\text{W}}{\text{m}} \right] \\ a = 0,5 \\ S_i = \frac{\pi D}{2} = \frac{\pi \cdot (0,0315)}{2} = 0,04948 \text{ [m]} \\ \sigma_o = (5,67 \cdot 10^{-8}): \text{ Costante della legge di Stefan - Boltzmann} \\ T_c = 80[^\circ\text{C}] \cong (80 + 273) = 353[^\circ\text{K}] \\ T_a = 40[^\circ\text{C}] \cong (40 + 273) = 313[^\circ\text{K}] \end{array} \right.$$

$$Q_i = a \cdot S_i \cdot \sigma_o \cdot (T_c^4 - T_a^4) = (0,5)(0,04948)(5,67 \cdot 10^{-8}) \cdot (353^4 - 313^4) = 10,88 \left[ \frac{\text{W}}{\text{m}} \right]$$

3. Potenza termica ceduta per convezione ( $Q_c$ ):

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_c = h \cdot \pi \cdot D \cdot (T_c - T_a) \left[ \frac{\text{W}}{\text{m}} \right] \\ T_c : \text{ Temperatura del conduttore in } [^\circ\text{C}] \\ T_a : \text{ Temperatura dell'ambiente in } [^\circ\text{C}] \end{array} \right.$$

Vado a calcolare il valore della temperatura media  $T_m$ , da cui andremo a ricavarci i valori delle proprietà fisiche e termiche proprie dell'aria:

$$T_m = \frac{T_c - T_a}{2} = \frac{80 - 40}{2} = 20 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

Per determinarci il valore del coefficiente di scambio termico convettivo  $h$ , inoltre dalla tabella precedentemente riportata ci andiamo a ricavare, conoscendo il valore della temperatura media, i valori rispettivamente della conducibilità termica, densità dell'aria e viscosità dinamica che sono pari rispettivamente a:

$$\lambda = 0,02869 \left[ \frac{W}{m \cdot ^\circ C} \right]$$

$$\rho_a = 1,0589 \left[ \frac{kg}{m^3} \right]$$

$$\mu = 20,01 \cdot 10^{-6} \left[ \frac{kg}{sm} \right]$$

vediamo come adesso che ci siamo determinati i tre valori sopra trascritti ci manca da determinare il valore del vento  $v$  e la direzione del vento parallela all'asse del conduttore  $\alpha$ .

$$\begin{cases} v = 0,6 \left[ \frac{m}{s} \right] \\ \alpha = 0^\circ \end{cases}$$

da cui ricaviamo che il valore del coefficiente di correzione della direzione del vento è pari a:

$$\begin{cases} K_{wd} = 1,194 - \cos(\alpha) + 0,194 \cos(2\alpha) + 0,364 \sin(2\alpha) \\ \alpha = 0^\circ \end{cases}$$

$$K_{wd} = 0,388$$

Andiamo successivamente a ricavarci il valore del numero di Reynolds che è pari a:

$$\begin{cases} Re = \frac{D \cdot \rho_a \cdot v}{\mu} \\ D = 0,0315 \text{ [m]} \\ \rho_a = 1,0589 \left[ \frac{kg}{m^3} \right] \\ v = 0,6 \left[ \frac{m}{s} \right] \\ \mu = 20,01 \cdot 10^{-6} \left[ \frac{kg}{sm} \right] \end{cases} \quad Re = 1000,2$$

Andiamo a ricavarci l'ultimo elemento, ovvero il numero di Nusselt  $Nu$  che lo ricaveremo, come noto, dalla seguente relazione:

$$\begin{cases} Nu = 0,64 Re^{0,2} + 0,2 Re^{0,2} \\ Re = 1000,2 \end{cases}$$

$$Nu = 0,64 \cdot (3,98123) + 0,64 \cdot (67,6165) = 16,07$$

Infine andiamo a ricavarci il valore del coefficiente di scambio termico convettivo  $h$ , che sarà dato da:

$$\left\{ \begin{array}{l} h = \lambda \cdot Nu \cdot \left( \frac{Kwd}{D} \right) \\ Nu = 16,07 \\ \lambda = 0,02869 \left[ \left( \frac{W}{m \cdot ^\circ C} \right) \right] \\ Kwd = 0,388 \\ D = 0,0315 [m] \end{array} \right. \quad h = 5,679 \left[ \frac{W}{m^2 \cdot ^\circ C} \right]$$

Quindi possiamo ora ricavarci il valore della potenza termica ceduta per convezione  $Q_c$  pari a:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_c = \pi \cdot h \cdot D \cdot (T_c - T_a) \\ h = 5,679 \left[ \frac{W}{m^2 \cdot ^\circ C} \right] \\ D = 0,0315 [m] \\ T_c = 80 [^\circ C] \\ T_a = 40 [^\circ C] \end{array} \right. \quad Q_c = 22,4797 \left[ \frac{W}{m} \right]$$

Ora che sappiamo rispettivamente i valori della: potenza termica assorbita dal conduttore per irraggiamento  $Q_s$ , della potenza termica ceduta all'ambiente esterno per convezione  $Q_c$ , della variazione della potenza termica immagazzinata all'interno del conduttore  $Q_i$ , possiamo andarci a determinare il valore della corrente di Ampacity:

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{ampacity} = \sqrt{\frac{Q_c + Q_i - Q_s}{R}} [A] \\ Q_c = 22,4797 \left[ \frac{W}{m} \right] \\ Q_i = 10,88 \left[ \frac{W}{m} \right] \\ Q_s = 15,75 \left[ \frac{W}{m} \right] \\ R = 0,06454 \left[ \frac{m\Omega}{m} \right] \end{array} \right. \quad I_{ampacity} = 530 [A]$$

### 3.2.2.3. Condizione di carico della linea e profitto del conduttore

Andremo a valutare i fattori che permettono la determinazione della temperatura massima di esercizio; la linea oltre che trasportare la potenza elettrica richiesta “dimensionamento elettrico”, deve, affinché sia garantito un corretto funzionamento, garantire stabilità ed affidabilità meccanica riguardo i conduttori, inoltre devono essere rispettate le distanze minime di isolamento elettrico e le massime sollecitazioni ammissibili “dimensionamento meccanico”.

#### ❖ Verifica della Stabilità Meccanica dei conduttori:

Le sollecitazioni meccaniche dei conduttori vengono verificate mediante la Norma CEI 11-4 “esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”; tale Norma effettua prescrive le verifiche nelle seguenti ipotesi:

- Conduttori scarichi a 15°C, per conduttori scarichi si intende tutti quei conduttori che saranno soggetti al solo peso proprio.
- Conduttori nelle condizioni di temperatura e carico riportate in (Tab 3.4)

Introdotta la sollecitazione a trazione di rottura della corda  $\sigma_r$  dovremo verificare le seguenti condizioni:

Prima Condizione:  $\sigma < 25\% < \sigma_r$

Seconda Condizione:  $\sigma < 40\% < \sigma_r$  : Per Linee di classe zero, prima e seconda.  
 $\sigma < 50\% < \sigma_r$  : Per linee di classe terza.

**Tab 3.4** – Condizioni di temperatura e carico per i conduttori secondo Norma CEI 11-4.

Linea in Zona	Temperatura Ambiente [°C]	Spessore del manicotto di ghiaccio [mm]	Velocità del vento Incidente con direzione normale alla linea $\left[\frac{km}{h}\right]$	Pressione su superfici cilindriche e su conduttori $\left[\frac{kg}{m^2}\right]$
<b>A</b>	-5	/	130	18
<b>B</b>	-20	12	65	72

Vediamo come nella seconda condizione vengano imposte delle condizioni di carattere meccanico superiori rispetto a quelle richieste nella prima condizione; ciò implica una necessità nell'andare a studiare le variazioni di stato, tale studio dovranno portare alla determinazione delle condizioni in cui avverrà la tesatura della corda durante l'installazione; quindi consisterà nella determinazione del valore delle frecce in ciascuna campata, ovviamente considerando la temperatura della fune al momento della posa, affinché siano verificate le due condizioni.

#### ❖ Verifica delle distanze d'isolamento elettrico:

La verifica delle distanze di sicurezza e dei franchi di isolamento elettrico viene effettuata rispettando la Norma CEI 11-4, ovvero considerando come temperature di progetto :

- Per Zona Climatica A: 55 [°C]
- Per Zona Climatica B: 40 [°C]

Per le linee di classe zero e prima avremo che l'altezza minima dei conduttori sul piano di campagna è pari a 5 [m] e viene valutata in corrispondenza delle frecce massime.

Per linee di classe superiore invece si avrà che la distanza non dovrà superare il valore di :

$$H = 5,5 + 0,006 \cdot Un \quad [m]$$

Relativamente a linee attraversanti strade, ferrovie, fiumi e fabbricati, esse sono regolate mediante apposite prescrizioni.



La medesima Norma, inoltre, determina anche la distanza dei conduttori dai punti di attacco, la quale salvo alcune eccezioni prescrive un valore, espresso in metri, non inferiore a:

$$\left\{ \begin{array}{l} D = n \cdot \sqrt{f + L} + (0,01 \cdot U) \quad [m] \quad (3.14) \\ f: \text{Freccia nelle condizioni di sovraccarico} \\ L: \text{Lunghezza della catenaria degli isolatori} \\ n = 0,6 : \text{Per conduttori in alluminio e lega di alluminio} \\ n = 0,5 : \text{Per le altre tipologie di conduttori} \end{array} \right.$$

#### ❖ Dimensionamento Meccanico delle Linee Aeree:

Le linee aeree presentano problemi sia di natura meccanica che di natura elettrica, quindi bisognerà fare in modo che il conduttore non sia sottoposto a sforzi di trazione superiori al valore del carico di rottura.

Gli obiettivi che dovranno essere perseguiti saranno i seguenti:

- Determinazione del *Tiro/Freccia* nelle condizioni geometriche di posa della linea, anche nel caso di condizioni peggiori, dovrà verificare che lo sforzo a cui sarà soggetto il conduttore risulti essere sempre inferiore del carico di rottura del conduttore stesso.
- Determinazione del *Franco a Terra*, il quale dovrà essere superiore rispetto ai limiti fissati dalle normative, anche qualora si fosse in condizioni di massima temperatura e quindi in condizioni di massimo allungamento.

Prima di procedere nell'analisi andiamo a definire il significato di Catenaria. La *Catenaria*, anche detta *Curva Funicolare*, è la curva secondo la quale si dispone un filo pesante, perfettamente omogeneo, flessibile ed inestensibile, avente i suoi estremi in due punti fissi.



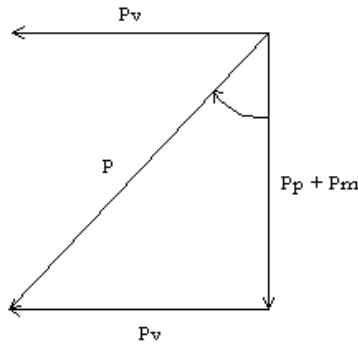
Fig 3.2 – Esempio di Campata passante sopra strada urbana.

#### ❖ Sistema delle forze esterne agenti e relazioni tra di esse

Il sistema delle forze che agisce sul conduttore di una linea aerea è costituita da:

- $P_p$  : Peso proprio per unità di lunghezza
- $P_m$  : Peso dell'eventuale manicotto di ghiaccio per unità di lunghezza
- Forza dovuta al vento, che si considera sempre spirante orizzontalmente e normalmente alla linea ( $P_v$ )

La risultante, ottenuta in (Fig 5.3), pari a  $(Pp + Pm)$  si andrà a comporre settorialmente con  $P_v$  e quindi il carico totale agente sul conduttore sarà pari a:



**Fig 3.3** – Sistema delle forze esterne agenti.

$$P = \sqrt{(Pp + Pm)^2 + Pv^2}$$

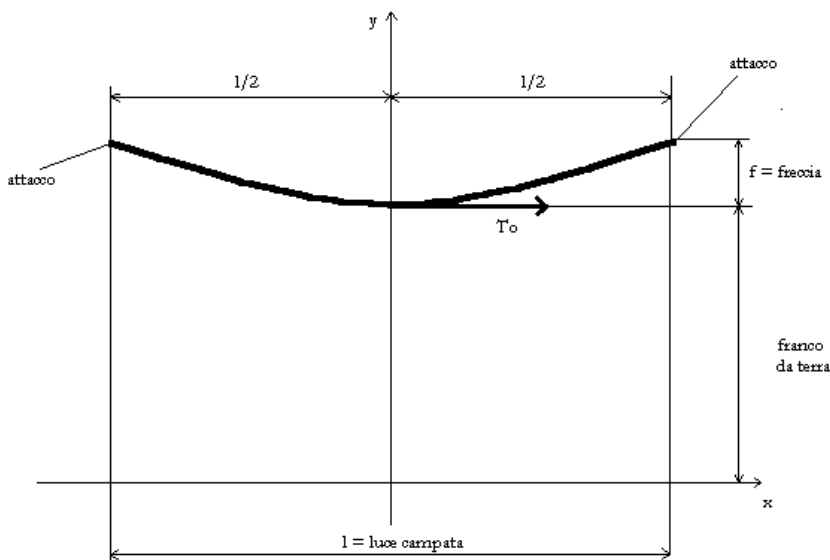
Tale valore andrà a formare con la verticale un angolo  $\beta$  pari a:

$$\beta = \arctg \left( \frac{Pv}{Pp + Pm} \right)$$

Vediamo quindi come il conduttore si andrà a disporre su un piano passante per i punti di attacco e andrà a determinare con la verticale un angolo  $\beta$ .

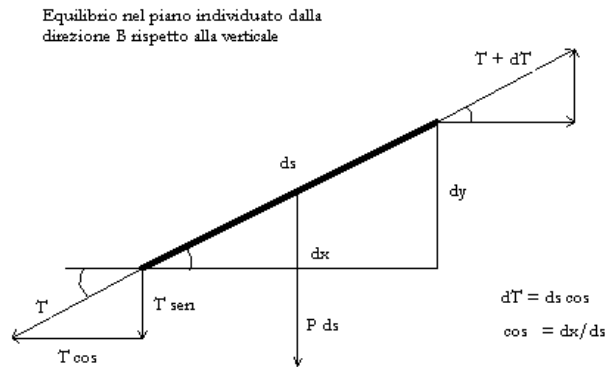
❖ **L'Equazione della Catenaria:**

Consideriamo una catenaria avente i suoi estremi/attacchi al medesimo livello, inoltre consideriamo il sistema nel piano come rappresentato nella (Fig 3.4); andiamo successivamente ad orientare il nostro sistema mediante un sistema di coordinate cartesiane nel quale avremo che l'asse delle ascisse (asse x) sia posto ad una distanza dal punto più basso della catenaria "Franco a Terra", mentre l'asse delle ordinate (asse y) passi per il punto più basso della catenaria stessa.



**Fig 3.4** – Rappresentazione del sistema considerato.

Andiamo infine a considerare un *elemento infinitesimo di conduttore*  $ds$  ( Fig 3.5), per il quale andremo ad imporre l'equilibrio delle forze.



**Fig 3.5** – Rappresentazione dell'elemento infinitesimo di conduttore  $ds$ .

Avremo scrivendo le relazione per gli assi (x,y) che:

$$\begin{cases} \text{Asse } x : -T \cdot \cos \alpha + (T + dT) \cdot \cos \alpha = 0 \\ \text{Asse } y : -T \cdot \sin \alpha + (T + dT) \cdot \sin \alpha - P \cdot ds = 0 \end{cases} \quad (3.15)$$

sviluppando andremo ad ottenere che:

$$\begin{cases} \text{Asse } x : -T \cdot \cos \alpha + T \cdot \cos \alpha + \left( \frac{d(T \cdot \cos \alpha)}{ds} \right) ds = 0 \\ \text{Asse } y : -T \cdot \sin \alpha + T \cdot \sin \alpha + \left( \frac{d(T \cdot \sin \alpha)}{ds} \right) ds - P \cdot ds = 0 \\ ds = \sqrt{(dx)^2 + (dy)^2} \end{cases}$$

da cui andremo ad ottenere che:

$$\begin{cases} \left( \frac{d(T \cdot \cos \alpha)}{ds} \right) ds = 0 \\ \left( \frac{d(T \cdot \sin \alpha)}{ds} \right) ds - P \cdot ds = 0 \end{cases}$$

successivamente portando il valore di  $P \cdot ds$  a destra e semplificando conseguentemente il valore  $ds$  otterremo:

$$\begin{cases} \left( \frac{d(T \cdot \cos \alpha)}{ds} \right) ds = 0 \\ \left( \frac{d(T \cdot \sin \alpha)}{ds} \right) = P \end{cases} \quad (3.16)$$

Dalla (3.16) otteniamo subito che il valore della  $T_x$  sarà pari alla componente del tiro orizzontale  $T_0$ , essa sarà un valore costante in tutti i punti della catenaria e pari al valore che il tiro avrà nel punto più basso della stessa, inoltre il valore ( $T_0 = T \cdot \cos \alpha$ ) rappresenta il tiro a cui si farà riferimento per le sollecitazioni.

$$Tx = T \cdot \cos\alpha = T_0 = \text{cost} \quad (3.17)$$

Quindi, fatta questa considerazione, tornando al sistema (3.16) e procedendo nell'analisi possiamo scrivere che:

$$\begin{cases} \left(\frac{d(T \cdot \cos\alpha)}{ds}\right) ds = 0 \\ \left(\frac{d(T \cdot \sin\alpha)}{ds}\right) = P \end{cases}$$

$$\begin{cases} \frac{d(T_0)}{ds} = 0 \\ \left(\frac{d(T \cdot \sin\alpha)}{ds}\right) = P \end{cases}$$

$$\begin{cases} \frac{dT}{ds} \cdot \cos\alpha - T \cdot \sin\alpha \cdot \frac{d\alpha}{ds} = 0 \\ \frac{dT}{ds} \cdot \sin\alpha - T \cdot \cos\alpha \cdot \frac{d\alpha}{ds} = P \end{cases}$$

Andandoci a ricavare il valore  $\left(\frac{dT}{ds}\right)$  dalla prima relazione/equazione otteniamo che:

$$\begin{cases} \frac{dT}{ds} = \left(\frac{T \cdot \sin\alpha}{\cos\alpha}\right) \cdot \frac{d\alpha}{ds} \\ \frac{dT}{ds} \cdot \sin\alpha - T \cdot \cos\alpha \cdot \frac{d\alpha}{ds} = P \end{cases} \quad (3.18)$$

Andando a sostituire valore  $\left(\frac{dT}{ds}\right)$  della prima relazione/equazione nella seconda relazione andremo ad ottenere che:

$$\begin{cases} \frac{dT}{ds} = \left(\frac{T \cdot \sin\alpha}{\cos\alpha}\right) \cdot \frac{d\alpha}{ds} \\ \left[\left(\frac{T \cdot \sin\alpha}{\cos\alpha}\right) \cdot \frac{d\alpha}{ds}\right] \cdot \sin\alpha - T \cdot \cos\alpha \cdot \frac{d\alpha}{ds} = P \end{cases} \quad (3.19)$$

Andando a dividere la seconda equazione per T andiamo ad ottenere:

$$\begin{cases} \frac{dT}{ds} = \left(\frac{T \cdot \sin\alpha}{\cos\alpha}\right) \cdot \frac{d\alpha}{ds} \\ \left[\left(\frac{T \cdot \sin\alpha}{\cos\alpha}\right) \cdot \frac{d\alpha}{ds}\right] \cdot \sin\alpha - T \cdot \cos\alpha \cdot \frac{d\alpha}{ds} \cdot \frac{1}{T} = P \cdot \frac{1}{T} \end{cases}$$

da cui avremo che:

$$\begin{cases} \frac{dT}{ds} = \left( \frac{T \cdot \operatorname{sen} \alpha}{\operatorname{cos} \alpha} \right) \cdot \frac{d\alpha}{ds} \\ \left( \frac{\operatorname{sen}^2 \alpha}{\operatorname{cos} \alpha} \right) \cdot \frac{d\alpha}{ds} - \operatorname{cos} \alpha \cdot \frac{d\alpha}{ds} = \frac{P}{T} \end{cases} \quad (3.20)$$

$$\begin{cases} \frac{dT}{ds} = \left( \frac{T \cdot \operatorname{sen} \alpha}{\operatorname{cos} \alpha} \right) \cdot \frac{d\alpha}{ds} \\ \left( \frac{\operatorname{sen}^2 \alpha}{\operatorname{cos}^2 \alpha} \right) \cdot \frac{d\alpha}{ds} - \frac{d\alpha}{ds} = \frac{P}{T \cdot \operatorname{cos} \alpha} \end{cases}$$

Andando a sostituire nella (3.20) il valore di  $(T \cdot \operatorname{cos} \alpha)$  con  $T_0$  avremo che:

$$\begin{cases} \frac{dT}{ds} = \left( \frac{T \cdot \operatorname{sen} \alpha}{\operatorname{cos} \alpha} \right) \cdot \frac{d\alpha}{ds} \\ \left( \frac{\operatorname{sen}^2 \alpha}{\operatorname{cos}^2 \alpha} \right) \cdot \frac{d\alpha}{ds} - \frac{d\alpha}{ds} = \frac{P}{T_0} \end{cases} \quad (3.21)$$

Raccogliendo successivamente nella seconda relazione del sistema (3.21) il valore  $\left(\frac{d\alpha}{ds}\right)$  avremo:

$$\begin{cases} \frac{dT}{ds} = \left( \frac{T \cdot \operatorname{sen} \alpha}{\operatorname{cos} \alpha} \right) \cdot \frac{d\alpha}{ds} \\ \frac{d\alpha}{ds} \cdot \left( \frac{\operatorname{sen}^2 \alpha}{\operatorname{cos}^2 \alpha} + 1 \right) = \frac{P}{T_0} \end{cases} \quad (3.22)$$

Applicando alla (3.22) le formule goniometriche possiamo andare a scrivere che:

$$\begin{cases} \frac{dT}{ds} = \left( \frac{T \cdot \operatorname{sen} \alpha}{\operatorname{cos} \alpha} \right) \cdot \frac{d\alpha}{ds} \\ \frac{d\alpha}{ds} \cdot \left( \frac{1}{\operatorname{cos}^2 \alpha} \right) = \frac{P}{T_0} \end{cases} \quad (3.23)$$

Inoltre sappiamo da prima che:

$$\begin{cases} \operatorname{cos} \alpha = \frac{dx}{ds} \\ ds = \sqrt{(dx)^2 + (dy)^2} \end{cases} \quad (3.24)$$

sviluppando tale sistema otteniamo che:

$$\begin{cases} \cos\alpha = \frac{dx}{ds} = \frac{dx}{\sqrt{(dx)^2 + (dy)^2}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2}} = \frac{1}{\sqrt{1 + (y')^2}} \\ y' = \left(\frac{dy}{dx}\right)^2 \end{cases} \quad (3.25)$$

Adesso prendendo la relazione (3.25) e sostituendola nella seconda relazione ottenuta nella (3.23) avremo la (3.26):

$$\begin{cases} \cos\alpha = \frac{dx}{ds} = \frac{dx}{\sqrt{(dx)^2 + (dy)^2}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2}} = \frac{1}{\sqrt{1 + (y')^2}} \\ \frac{d\alpha}{ds} \cdot \left(\frac{1}{\cos^2\alpha}\right) = \frac{P}{T_0} \end{cases}$$

$$\frac{d\alpha}{ds} \cdot (1 + (y')^2) = \frac{P}{T_0} \quad (3.26)$$

Ricordando inoltre la definizione di curvatura possiamo andare a scrivere che:

$$\frac{d\alpha}{ds} = \frac{y''}{[1 + (y')^2]^{\frac{3}{2}}} \quad (3.27)$$

se ora andiamo a porre a sistema le relazioni (3.26) e (3.27) andremo ad ottenere:

$$\begin{cases} \frac{d\alpha}{ds} \cdot (1 + (y')^2) = \frac{P}{T_0} \\ \frac{d\alpha}{ds} = \frac{y''}{[1 + (y')^2]^{\frac{3}{2}}} \end{cases}$$

$$\frac{y''}{[1 + (y')^2]^{\frac{3}{2}}} \cdot (1 + (y')^2) = \frac{P}{T_0} \quad (3.28)$$

da cui andiamo ad ottenere l'Equazione differenziale del secondo ordine non lineare (3.29):

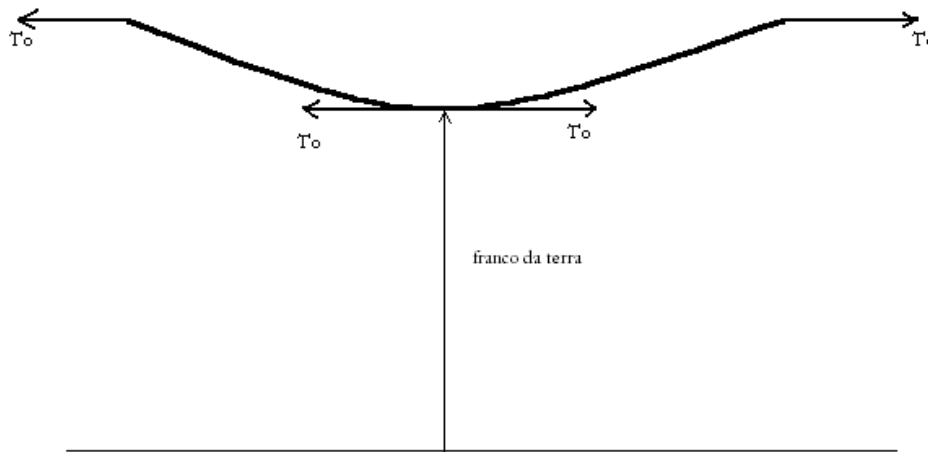
$$\frac{P}{T_0} = \frac{y''}{\sqrt{1 + (y')^2}} \quad (3.29)$$

Andando a risolvere la (3.29) per tentativi andando a porre  $y' = \sinh\left(\frac{x}{a}\right)$ ; la  $y'$  come definita, per essere soluzione dell'equazione differenziale, dovrà verificarla, sostituendo il valore imposto, ottenendo:

$$\frac{\frac{1}{a} \cdot \cosh\left(\frac{x}{a}\right)}{\sqrt{a + \sinh^2\left(\frac{x}{a}\right)}} \rightarrow \frac{1}{a} = \frac{P}{T_0} \rightarrow a = \frac{T_0}{P}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} a = \frac{T_0}{P} \approx \frac{T_x}{q} \\ T_x: \text{Componente orizzontale del tiro } T \text{ nel conduttore [N]} \\ q: \text{Forza peso per unità di lunghezza del conduttore } \left[ \frac{N}{m} \right] \end{array} \right. \quad (3.30)$$

Questa relazione mostra come all'aumentare della componente orizzontale del tiro  $T$  nel conduttore  $T_x$  vada ad aumentare il valore di  $a$ , mentre all'aumentare della forza peso per unità di lunghezza del conduttore  $q$  corrisponde una diminuzione di  $a$ . Questo lo si può vedere grazie alla (Fig 3.6) sotto riportata.



**Fig 3.6** – Rappresentazione della formulazione (5.30).

Siccome abbiamo che:

$$y' = \sinh\left(\frac{x}{a}\right) \quad \text{avremo} \quad y = a \cdot \cosh\left(\frac{x}{a}\right) + \text{cost} \quad (3.31)$$

Andiamo ad applicare alla (3.31) le condizioni iniziali secondo le quali  $y(x = 0) = a$ , ottenendo:

$$y = a + \text{cost} = a \quad \rightarrow \quad \text{cost} = 0$$

da cui andremo ad ottenere l'Equazione della Catenaria (3.32) che sarà pari a:

$$\left\{ \begin{array}{l} y = a \cdot \cosh\left(\frac{x}{a}\right) \quad [m] \\ a = \frac{T_0}{P} \approx \frac{T_x}{q} \\ T_x: \text{Componente orizzontale del tiro } T \text{ nel conduttore [N]} \\ q: \text{Forza peso per unità di lunghezza del conduttore } \left[ \frac{N}{m} \right] \end{array} \right.$$

Equazione della Catenaria:

$$y = \left(\frac{T_x}{q}\right) \cdot \left[ \cosh\left(\frac{x \cdot q}{T_x}\right) - 1 \right] [m] \quad (3.32)$$

❖ **Calcolo della Freccia:**

Il massimo valore dell'abbassamento  $y(x)$  rispetto ai punti di sostegno prende il nome di freccia  $f$  per il caso nostro, ovvero per una campata a livello cade nella mezzaria e quindi quando avremo che il valore di  $x$  sarà pari a metà della lunghezza della campata.

$$\begin{cases} y = \left(\frac{T_x}{q}\right) \cdot \left[ \cosh\left(\frac{x \cdot q}{T_x}\right) - 1 \right] [m] \\ x = \frac{L}{2} \end{cases}$$

quindi avremo che sarà pari:

$$y = \left(\frac{T_x}{q}\right) \cdot \left[ \cosh\left(\frac{x \cdot q}{T_x}\right) - 1 \right] [m] \quad (3.33)$$

Lo sforzo  $T$  "tiro" a cui è sottoposto il conduttore è di trazione, per una campata a livello minimo nella mezzaria ( $x=0$ ), in cui coincide con la sola componente orizzontale  $T_x$ , mentre per altri punti bisogna considerare anche la componente  $T_y$ , che ha il compito di bilanciare la forza peso del conduttore dal punto in esame fino alla mezzaria. Conseguentemente il tiro è massimo in corrispondenza degli attacchi e vale:

$$T_{max} = T_x \cdot \cosh\left(\frac{L \cdot q}{2 \cdot T_x}\right) = T_x + q \cdot f \quad [m] \quad (3.34)$$

La formulazione (3.34) esplica che il tiro massimo è dato dalla componente orizzontale aumentato di un peso corrispondente a quello di un tratto di conduttore di lunghezza uguale alla freccia.

Attraverso considerazioni geometriche avremo che la lunghezza dell'intero arco di catenaria della campata sarà pari a:

$$l = 2 \cdot \left(\frac{T_x}{q}\right) \cdot \sinh\left(\frac{L \cdot q}{2 \cdot T_x}\right) \quad [m] \quad (3.35)$$

Nel caso di **funi molto tese** ovvero quando  $\left(\frac{f}{L}\right) < 0,1$  avremo che le equazioni viste si andranno a semplificare, in particolare la curva della catenaria potrà essere sostituita con quella di una parabola:

$$y = \frac{1}{2} \cdot \left[\frac{q}{T_x}\right] \cdot x^2 \quad [m] \quad (3.36)$$

$$T_{max} \cong T_x + q \cdot f \quad [m] \quad (3.37)$$



$$l = L + \frac{8}{3} \cdot \left( \frac{f^2}{L} \right) \quad [m] \quad (3.38)$$

$$f = \left[ \frac{q \cdot L^2}{8 \cdot T_x} \right] \quad [m] \quad (3.39)$$

se nell'ultima relazione (3.39) andassimo a svilupparla ulteriormente e riscriverla in altre forme vedremo che:

$$\left\{ \begin{array}{l} f = \left( \frac{q \cdot L^2}{8 \cdot T_x} \right) \\ \sigma_0 = \frac{T_x}{S} \left[ \frac{N}{mm^2} \right] : \text{Tiro unitario sul conduttore} \\ p = \gamma \cdot S : \text{Peso unitario} \\ \gamma : \text{Peso specifico del materiale} \end{array} \right.$$

da cui andremo ad ottenere la (3.40):

$$f = \left( \frac{q \cdot L^2}{8 \cdot T_x} \right) = \left( \frac{q \cdot L^2}{8 \cdot \sigma_0 \cdot S} \right) = \left( \frac{\gamma \cdot S \cdot L^2}{8 \cdot \sigma_0 \cdot S} \right) = \left( \frac{\gamma \cdot L^2}{8 \cdot \sigma_0} \right) [m]$$

$$f = \left( \frac{\gamma \cdot L^2}{8 \cdot \sigma_0} \right) \quad [m] \quad (3.40)$$

Questa relazione, (3.40), mostra che sul valore della freccia non andrà ad influenzare il valore della sezione del conduttore, ma risentirà del suo peso specifico (con conseguente utilizzo di materiali leggeri), la lunghezza della campata e il tiro unitario o tensione a trazione.

Si evince inoltre come il valore della freccia non possa assumere valori qualsiasi, poiché da esse dipenderanno altre caratteristiche della linea quali la distanza verso terra (franco a terra) e la distanza fra i punti di attacco dei conduttori con gli isolatori.

#### ❖ **Campate con Attacchi a Dislivello:**

Consideriamo una catenaria avente i suoi estremi/attacchi posti a livelli differenti come rappresentato nella (Fig 3.7); andiamo successivamente ad orientare il nostro sistema mediante un sistema di coordinate cartesiane (x,y).

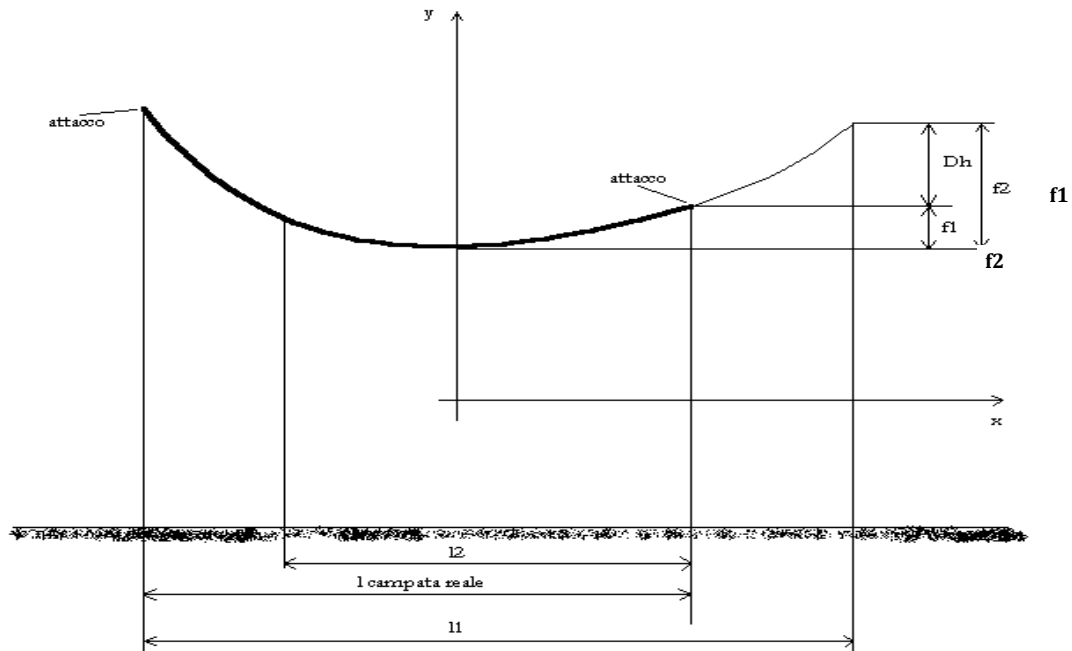


Fig 3.7 – Rappresentazione caso considerato di campate con attacchi a dislivello

Facciamo riferimento a due campate virtuali di lunghezza rispettivamente  $L_1, L_2$  e con  $\Delta h$  indichiamo la differenza di altezza fra due appoggi:

$$\Delta h = f_1 - f_2 [m] \quad (3.41)$$

$$\Delta h = \left( \frac{q \cdot L_1^2}{8 \cdot T_x} \right) - \left( \frac{q \cdot L_2^2}{8 \cdot T_x} \right) = \left( \frac{q}{8 \cdot T_x} \right) \cdot (L_1^2 - L_2^2)$$

La differenza delle lunghezze delle due campate non è altro che una differenza di quadrati e quindi tramite l'analisi matematica siamo in grado di scomporla come:

$$\begin{cases} \Delta h = \left( \frac{q}{8 \cdot T_x} \right) \cdot (L_1 - L_2) \cdot (L_1 + L_2) \\ L = L_2 + \left( \frac{L_1 - L_2}{2} \right) \end{cases}$$

da cui possiamo riscrivere il tutto secondo formulazione (3.42):

$$\begin{cases} \Delta h = \left( \frac{q}{8 \cdot T_x} \right) \cdot (L_1 - L_2) \cdot (L_1 + L_2) \\ 2L = (L_1 + L_2) \end{cases}$$

$$\Delta h = \left( \frac{q}{8 \cdot T_x} \right) \cdot (L_1 - L_2) \cdot 2L \quad [m] \quad (3.42)$$

Quindi avremo due equazioni in due incognite:

$$\begin{cases} (L_1 - L_2) = \left( \frac{8 \cdot T_x}{2 \cdot L \cdot q} \right) \cdot \Delta h \\ 2L = (L_1 + L_2) \end{cases}$$

da cui:

$$\begin{cases} (L_1 - L_2) = \left(\frac{4 \cdot T_x}{L \cdot q}\right) \cdot \Delta h \\ 2L = (L_1 + L_2) \end{cases} \quad (3.43)$$

Andando a sommare e sottraendo andremo a ricavare dalla (3.43):

$$\begin{cases} L_1 = L + 2 \left(\frac{T_x}{L \cdot q}\right) \cdot \Delta h \\ L_2 = L - 2 \left(\frac{T_x}{L \cdot q}\right) \cdot \Delta h \end{cases} \quad (3.44)$$

Vediamo come al variare delle condizioni di esercizio e di peso( a seconda che vi sia o meno il manicotto di ghiaccio oppure condizioni del vento) la posizione del punto più basso della catenaria, ovvero, le due campate virtuali potrà variare notevolmente rispetto ai valori calcolati per un determinato  $q$  e  $T_x$ .

Il metodo delle campate virtuali serve solamente per svolgere lo studio in un determinata condizione di peso e temperatura.

Si potrebbe, inoltre, andare a calcolare l'esatto valore dell'equazione del conduttore posto fra due appoggi a dislivello, ma questo richiede di risolvere un'equazione in seno e coseno iperbolici.

L'alternativa sarà quella di andare ad usare tecniche semplificate; quest'ultima alternativa consiste nelle seguenti operazioni:

- Si traccia la congiungente fra i due appoggi
- Si traccia la tangente alla curva, parallela a quella congiungente
- La catena cui ci riferiremo è quella che ha come freccia la distanza fra queste due rette

Questa tecnica semplificata sarà valida nel caso di piccolo dislivelli:  $(1 \div 2)[m]$ .

#### 3.2.2.4. Equazione del Cambiamento di Stato

Durante l'esercizio il conduttore di linea è soggetto a carichi elettrici e meccanici tali da far variare il proprio profilo lungo la campata quindi non può essere considerato come un corpo rigido, di dimensioni costanti.

Siccome i conduttori delle linee aeree sono corpi filiformi, in cui la dimensione prevalente è quella assiale, basterà considerare solo le loro variazioni in lunghezza.

Per esempio gli abbassamenti di temperatura del conduttore tendono a contrarre la fune provocandone un conseguente aumento del tiro e quindi un conseguente aumento delle sollecitazioni a trazione; inoltre un aumento di temperatura dà luogo ad una riduzione del tiro, ma anche ad un aumento della freccia, che dovrà essere analizzata in sede di progetto.

Infine bisognerà considerare rispettivamente il peso proprio, i sovraccarichi derivanti dal peso di un eventuale manicotto di ghiaccio e l'azione del vento, che può investire la campata trasversalmente con velocità elevate.

Risulterà che la modifica del profilo della campata dipenderà dalla variazione della temperatura del conduttore (corrente, condizioni metereologiche) e dal carico meccanico (vento, manicotto di ghiaccio).

Per procedere nella nostra analisi andremo a considerare due condizioni differenti ed andremo inoltre ad indicare rispettivamente:

- $\Delta t = t - t_0$  : Variazione di Temperatura
- $f_0$ : Freccia corrispondente alla condizione 0
- $f_1$ : Freccia corrispondente alla condizione 1
- $\sigma_0$ : Carico unitario nella condizione 0
- $\sigma_1$ : Carico unitario nella condizione 1
- $\mathcal{L}$ : Lunghezza nelle condizione di posa
- $\mathcal{L}_0$ : Lunghezza in condizioni generiche
- $\alpha_t$ : Coefficiente di dilatazione termica del conduttore in [ $^{\circ}K$ ]
- $E$ : Modulo di elasticità di Young del materiale conduttore  $\left[\frac{N}{mmq}\right]$

Inoltre andando ad indicare rispettivamente con:

- $\Delta\mathcal{L}_e$ : Variazione di lunghezza dovuta dall'elasticità
- $\Delta\mathcal{L}_t$ : Variazione di lunghezza dovuta dalla temperatura

Potremo quindi andare a scrivere il valore della variazione della lunghezza totale, che sarà data dalla (5.45):

$$\Delta\mathcal{L}_{TOT} = \mathcal{L} - \mathcal{L}_0 = \Delta\mathcal{L}_e + \Delta\mathcal{L}_t \quad (3.45)$$

Se andiamo inoltre a considerare l'allungamento elastico unitario  $\mathcal{E}$  e la sua variazione  $\Delta\mathcal{E}$  andando ad applicare la Legge di Hooke avremo che la variazione della lunghezza dovuta dall'elasticità sarà pari:

$$\mathcal{E} = \frac{\sigma}{E} \quad (3.46)$$

$$\Delta\mathcal{L}_e = \mathcal{L}_0 \cdot \Delta\mathcal{E} = \mathcal{L}_0 \cdot \left(\frac{\Delta\sigma}{E}\right) = \mathcal{L}_0 \cdot \left(\frac{\sigma - \sigma_0}{E}\right) \quad (3.47)$$

Considerando il valore del modulo dell'elasticità  $E$  costante, avremo che la variazione della lunghezza determinata da cause termiche sarà data:

$$\Delta\mathcal{L}_t = \mathcal{L}_0 \cdot \alpha_t \cdot \Delta t = \mathcal{L}_0 \cdot \alpha_t \cdot (t - t_0) \quad (3.48)$$

Andremo quindi ad ottenere che:

$$\mathcal{L} - \mathcal{L}_0 = (\mathcal{L}_0 \cdot \alpha_t \cdot \Delta t) + \mathcal{L}_0 \cdot \left(\frac{\sigma - \sigma_0}{E}\right) \quad (3.49)$$

Dalla (5.49) andando a raccogliere il valore ( $\mathcal{L}_0$ ) lunghezza in condizioni generiche e portando il medesimo valore presente a sinistra dell'equazione (3.49) andremo ad ottenere la formulazione esplicita l'Equazione del Cambiamento di Stato (3.50):

$$\mathcal{L} = \mathcal{L}_0 \left[1 + \left(\frac{\sigma - \sigma_0}{E}\right) + \alpha_t \cdot (t - t_0)\right] \quad (3.50)$$

Per le due distinte condizioni di funzionamento potremo andare a determinare:

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathcal{L} = 1 + \frac{8}{3} \cdot \left( \frac{f^2}{l} \right) \\ \mathcal{L}_0 = 1 + \frac{8}{3} \cdot \left( \frac{f_0^2}{l} \right) \end{array} \right. \quad (3.51)$$

inoltre:

$$\left\{ \begin{array}{l} f = \frac{l^2}{8 \cdot a} = \frac{l^2}{8 \cdot \left( \frac{T_x}{P} \right)} = \frac{l^2 \cdot P}{8 \cdot T_x} \\ f_0 = \frac{l^2 \cdot P_0}{8 \cdot T_x} \end{array} \right.$$

Ricordando che  $(T_x = \sigma \cdot S)$  rappresenta il valore della componente orizzontale del tiro e  $\sigma$  rappresenta la sollecitazione.

Andando a sostituire tali valori a sistema nell'espressione della freccia andremo ad ottenere:

$$\left\{ \begin{array}{l} f = \frac{l^2 \cdot P}{8 \cdot T_x} = \frac{l^2 \cdot P}{8 \cdot (\sigma \cdot S)} \quad \rightarrow \quad \sigma = \frac{l^2 \cdot P_0}{8 \cdot f_0 \cdot S} \\ f_0 = \frac{l^2 \cdot P_0}{8 \cdot T_0^{(0)}} = \frac{l^2 \cdot P_0}{8 \cdot (\sigma_0 \cdot S)} \quad \rightarrow \quad \sigma_0 = \frac{l^2 \cdot P_0}{8 \cdot f_0 \cdot S} \end{array} \right. \quad (3.52)$$

### 1° METODO (Abaco di Colonnetti):

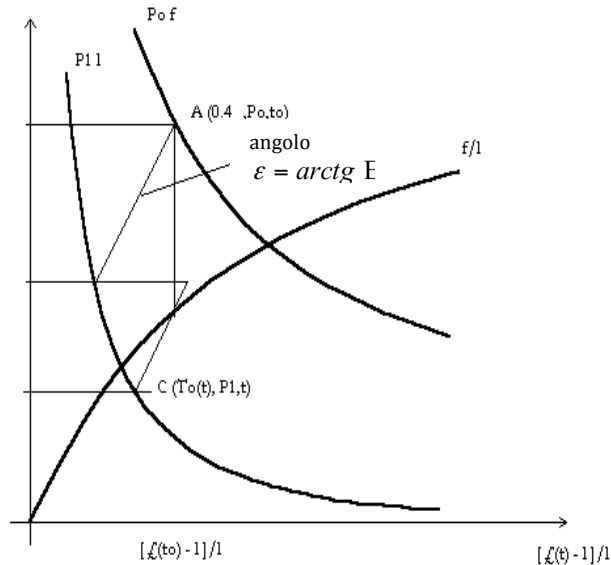
Andando a considerare e a porre a sistema rispettivamente le formulazioni dell'equazione del cambiamento di stato (3.50) con le relazioni (3.51) e (3.52) andremo ad ottenere che:

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathcal{L} = \mathcal{L}_0 \left[ 1 + \left( \frac{\sigma - \sigma_0}{E} \right) + \alpha_t \cdot (t - t_0) \right] \\ \mathcal{L} = 1 + \frac{8}{3} \cdot \left( \frac{f^2}{l} \right) \\ \mathcal{L}_0 = 1 + \frac{8}{3} \cdot \left( \frac{f_0^2}{l} \right) \\ \sigma = \frac{l^2 \cdot P_0}{8 \cdot f_0 \cdot S} \\ \sigma_0 = \frac{l^2 \cdot P_0}{8 \cdot f_0 \cdot S} \end{array} \right.$$

da cui andremo ad ottenere la (3.53):

$$\left[ 1 + \frac{8}{3} \cdot \left( \frac{f^2}{l} \right) \right] = \left[ 1 + \frac{8}{3} \cdot \left( \frac{f_0^2}{l} \right) \right] \cdot \left\{ 1 + \left[ \frac{\left( \frac{l^2 \cdot P_0}{8 \cdot f_0 \cdot S} \right) - \left( \frac{l^2 \cdot P_1}{8 \cdot f_1 \cdot S} \right)}{E} \right] + \alpha_t \cdot (t - t_0) \right\}$$

Per risolvere la formulazione (3.53) si va ad usare l'abaco di Colonnetti.



Curva A rappresenta la condizione più gravosa (ad esempio per la zona A: vento a 130 km/h temp. - 5 °C, tiro 0.4  $\sigma_r$ ); inoltre in corrispondenza di A il tiro è 0.4  $\sigma_r$  dove  $\sigma_r$  è la tensione di rottura del conduttore (determinata in prove di laboratorio di breve durata). Il carico passa da  $P_0$  a  $P_1$  alla stessa temperatura  $t_0$ . Se la temperatura passa da  $t_0$  a  $t$  restando costante il carico, si passa al punto C.

La condizione  $A(T_0, P_0, t_0)$  è caratterizzata da un certo  $P_0$ , se si diminuisce il carico a  $P_1$ , il sistema passa in  $B(T_0, P_1, t_0)$ . In B,  $\sigma_r$  è minore, inoltre, è pure diminuita la lunghezza del conduttore  $\mathcal{L}$  rispetto alla luce della campata  $l$ .

Il passaggio da A a  $C(T_0, P_1, t)$  si ha per variazioni di temperatura che da  $t_0$  si porta a  $t$ , questo comporterà una variazione del peso che da  $P_0$  passa a  $P_1$ .

## 2° METODO:

L'equazione di stato può essere posta in un'altra forma ricordando la (3.40) che:

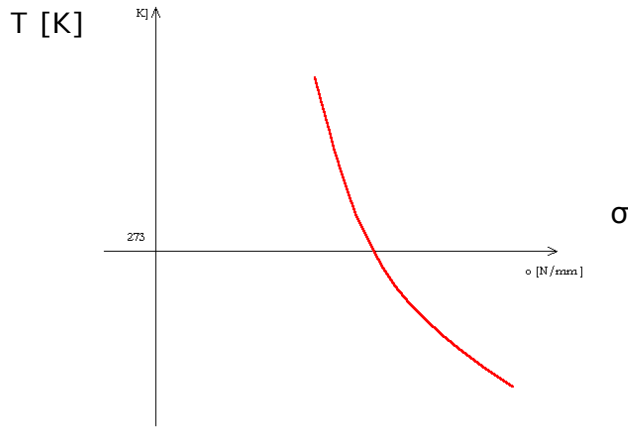
$$\begin{cases} \mathcal{L} = 1 + \frac{8}{3} \cdot \left( \frac{f^2}{l} \right) & \rightarrow f = \left( \frac{\gamma \cdot L^2}{8 \cdot \sigma_0} \right) \\ \mathcal{L}_0 = 1 + \frac{8}{3} \cdot \left( \frac{f_0^2}{l} \right) & \rightarrow f = \left( \frac{\gamma \cdot L^2}{8 \cdot \sigma_0} \right) \\ \Delta \mathcal{L}_{TOT} = \mathcal{L} - \mathcal{L}_0 = \Delta \mathcal{L}_e + \Delta \mathcal{L}_t \end{cases}$$

Andremo ad ottenere la (5.54):

$$\left( \frac{\gamma \cdot L^2}{24} \right) \cdot \left( \frac{1}{\sigma_1^2} - \frac{1}{\sigma_0^2} \right) - \left( \frac{\sigma_1 - \sigma_0}{E} \right) = \alpha_t \cdot (t - t_0) \quad (3.54)$$

Questa relazione permette di andare a determinare il tiro unitario  $\sigma_1$ , derivante da una variazione di temperatura  $(t - t_0)$  in funzione del valore iniziale  $\sigma_0$  e delle caratteristiche del materiale conduttore e della campata.

Anche per questa metodologia si possono andare ad utilizzare dei grafici sperimentali, diversi dall'Abaco di Colonnetti, detti diagrammi di cambiamento di stato, che descrivono l'andamento di  $\sigma_0$  in funzione di  $t$  per le varie tipologie di conduttori.



**Fig 3.8** – Diagramma di cambiamento di stato.

Notiamo da (Fig 3.8), che all'aumentare della temperatura il valore di  $\sigma_0$  diminuisce poichè il conduttore allungandosi perde tensione meccanica.

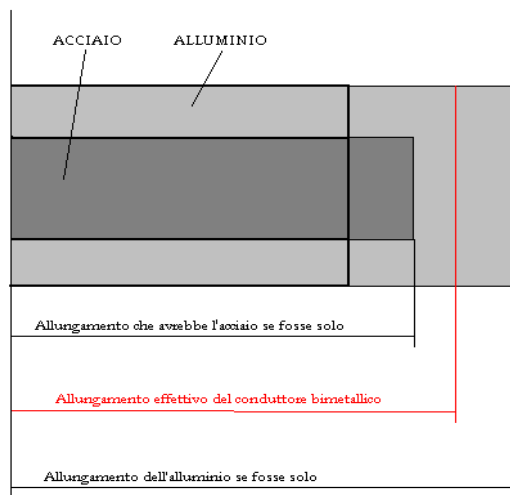
Conoscendo così la nuova  $\sigma_1$  alla temperatura  $t_1$  è possibile determinare la formulazione :

$$f_1 = \frac{\gamma \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_1}$$

Quindi si potrà determinare anche il franco da terra per vedere se rientra nella norma.

### 3.2.2.5. Modulo di Elasticità (E) e Coefficiente di Dilatazione Termica Lineare ( $\alpha$ ) di un Conduttore Bimetallico

Consideriamo come in (Fig 3.9) un conduttore bimetallico All-Acc dal quale vogliamo andare a determinare i valori del modulo dell'elasticità  $E$  ed il valore del coefficiente di dilatazione termica  $\alpha$ , i quali si andranno successivamente nell'equazione del cambiamento di stato (3.50).



**Fig 3.9**– Conduttore All-Acc considerato.

Per i conduttori bimetallici si ricaveranno rispettivamente un modulo di elasticità ed un coefficiente di dilatazione termica equivalenti/virtuali, tenendo conto che i due materiali, che vanno a comporre e costituire il conduttore in esame avranno caratteristiche differenti, inoltre andremo ad ipotizzare un'assenza di scorrimento fra l'anima e il mantello.

I conduttori utilizzati oggi giorno per linee in AT sono linee aventi un'anima di acciaio (Acc) e mantello di alluminio (All), l'anima in acciaio ha uno scopo meccanico, mentre la funzione elettrica viene svolta dal mantello in alluminio.

Siccome il conduttore viene ancorato in corrispondenza delle morse di amarra o delle morse di collegamento alle catene di isolatori avremo che lo scorrimento sarà effettivamente trascurabile, inoltre avendo ipotizzato un unico allungamento sia per l'alluminio sia per l'acciaio, per andare a determinarci il valore del coefficiente di dilatazione termica  $\alpha$  del conduttore andremo ad imporre la condizione di equilibrio, in altre parole andremo ad imporre che la forza di trazione che il mantello di alluminio andrà ad esercitare sull'anima in acciaio sarà pari alla forza di compressione che l'anima in acciaio eserciterà sul mantello di alluminio (3.55):

$$\begin{cases} (\sigma_{Acc} \cdot S_{Acc}) = (\sigma_{All} \cdot S_{All}) \\ \sigma_{Acc} < \sigma_{All} \end{cases} \quad (3.55)$$

Il coefficiente di dilatazione termica dell'acciaio è inferiore rispetto al coefficiente di dilatazione termica dell'alluminio.

Nel seguito andremo ad analizzare e vedere rispettivamente:

❖ **Calcolo del Modulo di Elasticità Equivalente (E):**

Per determinare il valore del modulo di elasticità equivalente E, dovremo andare ad imporre che lo sforzo totale dovrà risultar essere pari alla somma degli sforzi agenti singolarmente su anima e mantello, ottenendo l'equazione dell'equilibrio degli sforzi:

$$\sigma \cdot S = (\sigma_{Acc} \cdot S_{Acc}) + (\sigma_{All} \cdot S_{All}) \quad (3.56)$$

Inoltre per la Legge di Hooke avremo che:

$$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L} = \frac{\sigma}{E} \quad (3.57)$$

Inoltre per le ipotesi considerate avremo che  $\left(\frac{\Delta L}{L}\right)$  sarà uguale sia per l'acciaio che per l'alluminio per cui avremo:

$$\frac{\sigma}{E} = \frac{\sigma_{Acc}}{E_{Acc}} = \frac{\sigma_{All}}{E_{All}} \quad (3.58)$$

quindi andandoci a ricavare:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sigma_{All} = \left(\frac{\sigma}{E}\right) \cdot E_{All} \end{array} \right. \quad (3.59)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \sigma_{Acc} = \left(\frac{\sigma}{E}\right) \cdot E_{Acc} \end{array} \right. \quad (3.60)$$

$\sigma$  : Sollecitazione su conduttore bimetallico

$E$  : Modulo elasticità equivalente del conduttore bimetallico



La sollecitazione complessiva  $\sigma \cdot S$ , in cui il valore di  $(S = S_{All} + S_{Acc})$  rappresenta la sezione complessiva del conduttore bimetallico ed è data dalla somma degli sforzi agenti sulle singole parti componenti il conduttore.

$$\begin{cases} \sigma \cdot S = (\sigma_{Acc} \cdot S_{Acc}) + (\sigma_{All} \cdot S_{All}) \\ S = S_{All} + S_{Acc} \end{cases}$$

$$\sigma \cdot (S_{All} + S_{Acc}) = (\sigma_{Acc} \cdot S_{Acc}) + (\sigma_{All} \cdot S_{All})$$

ponendo a sistema quest'ultima relazione, sopra riportata, con la relazione (3.59) e (3.60) avremo che:

$$\begin{cases} \sigma \cdot (S_{All} + S_{Acc}) = (\sigma_{Acc} \cdot S_{Acc}) + (\sigma_{All} \cdot S_{All}) \\ \sigma_{All} = \left(\frac{\sigma}{E}\right) \cdot E_{All} \\ \sigma_{Acc} = \left(\frac{\sigma}{E}\right) \cdot E_{Acc} \end{cases}$$

$$\sigma \cdot (S_{All} + S_{Acc}) = \left\{ \left[ \left(\frac{\sigma}{E}\right) \cdot E_{Acc} \right] \cdot S_{Acc} \right\} + \left\{ \left[ \left(\frac{\sigma}{E}\right) \cdot E_{All} \right] \cdot S_{All} \right\} \quad (3.61)$$

da cui andremo a ricavarci il valore del modulo di elasticità equivalente del conduttore bimetallico (3.62):

$$E = \frac{(E_{Acc} \cdot S_{Acc}) + (E_{All} \cdot S_{All})}{(S_{All} + S_{Acc})} \quad (3.62)$$

Modulo di elasticità equivalente del conduttore bimetallico (3.62) è dato dalla media pesata dei moduli di elasticità dei singoli componenti utilizzando come pesi le rispettive sezioni.

#### ❖ **Calcolo Coefficiente di Dilatazione Termica Lineare ( $\alpha$ ):**

Conseguentemente ad un aumento della temperatura  $\Delta t$ , avremo che l'anima e il mantello, qualora risultassero libere di dilatarsi, si andrebbero ad allungare rispettivamente di:

$$\begin{cases} \frac{\Delta l_{All}}{l} = \alpha_{All} \cdot \Delta t \\ \frac{\Delta l_{Acc}}{l} = \alpha_{Acc} \cdot \Delta t \\ \Delta l_{All} > \Delta l_{Acc} \end{cases}$$

nella realtà, siccome risultano essere vincolati si andranno ad allungare di una quantità sotto riportate poiché il mantello andrà a tirare l'anima e quest'ultima comprimerà il mantello stesso:

$$\begin{cases} (\alpha \cdot \Delta t) > (\alpha_{Acc} \cdot \Delta t) \\ (\alpha \cdot \Delta t) < (\alpha_{All} \cdot \Delta t) \\ \sigma_{Acc} < \sigma_{All} \end{cases}$$

L'allungamento del conduttore bimetallico sarà:

$$\begin{cases} \frac{\Delta l}{l} = (\alpha - \alpha_{Acc}) \cdot \Delta t = (\alpha_{All} - \alpha) \cdot \Delta t \\ \frac{\Delta l}{l} = \frac{\sigma}{E} = \frac{\sigma_{Acc}}{E_{Acc}} = \frac{\sigma_{All}}{E_{All}} \\ \sigma_{All} = \left(\frac{\Delta l}{l}\right) \cdot E_{All} \\ \sigma_{Acc} = \left(\frac{\Delta l}{l}\right) \cdot E_{Acc} \end{cases} \quad (3.63)$$

da cui andremo a ricavarci rispettivamente:

Sforzo di compressione che l'acciaio esercita sull'alluminio:

$$\sigma_{Acc} \cdot S_{Acc} = \left(\frac{\Delta l}{l} \cdot E_{Acc}\right) \cdot S_{Acc} = (\alpha - \alpha_{Acc}) \cdot \Delta t \cdot E_{Acc} \cdot S_{Acc} \quad (3.64)$$

Sforzo di compressione che l'alluminio esercita sull'acciaio:

$$\sigma_{All} \cdot S_{All} = \left(\frac{\Delta l}{l} \cdot E_{All}\right) \cdot S_{All} = (\alpha - \alpha_{All}) \cdot \Delta t \cdot E_{All} \cdot S_{All} \quad (3.65)$$

Per cui avremo che:

$$\begin{aligned} T_{xAcc} &= T_{xAll} \\ \sigma_{Acc} \cdot S_{Acc} &= \sigma_{All} \cdot S_{All} \end{aligned}$$

Inoltre siccome gli sforzi che si trasmettono sono uguali ma di segno opposto avremo che:

$$(\alpha - \alpha_{Acc}) \cdot E_{Acc} \cdot S_{Acc} = (\alpha_{All} - \alpha) \cdot E_{All} \cdot S_{All} \quad (3.66)$$

$$\alpha \cdot [E_{Acc} \cdot S_{Acc} + E_{All} \cdot S_{All}] = (\alpha_{All} \cdot E_{All} \cdot S_{All}) + (\alpha_{Acc} \cdot E_{Acc} \cdot S_{Acc}) \quad (3.67)$$

Otteniamo il coefficiente di dilatazione termica lineare equivalente di un conduttore bimetallico (5.68):

$$\begin{cases} \alpha = \frac{[(\alpha_{All} \cdot E_{All} \cdot S_{All}) + (\alpha_{Acc} \cdot E_{Acc} \cdot S_{Acc})]}{[E_{Acc} \cdot S_{Acc} + E_{All} \cdot S_{All}]} \\ \alpha_{Acc} < \alpha < \alpha_{All} \end{cases} \quad (3.68)$$

Il coefficiente di dilatazione termica lineare del conduttore bimetallico è dato dalla media dei due coefficienti di dilatazione termica dei due componenti utilizzando come per i prodotti delle rispettive sezioni per i rispettivi moduli di elasticità; inoltre in genere i valori di  $E$ ,  $\alpha$  vengono ricavati sperimentalmente.

### 3.2.2.6. La campata virtuale e il suo utilizzo nelle variazioni di stato

Nelle pagine precedenti abbiamo effettuato analisi nel caso di una sola campata determinata mediante la posizione rigida dei punti di sostegno, inoltre aveva ipotizzato che la lunghezza della campata rimanesse invariata nel tempo; nella realtà ciò non ha carattere generale.

Andiamo quindi a considerare la (Fig 3.10) in cui viene rappresentato un tratto di linea avente due campate di lunghezza differente ( $L_1, L_2$  con  $L_1 < L_2$ ); il conduttore quindi sarà sostenuto alle estremità con gli isolatori per amarro ( $\overline{CF}, \overline{AD}$ ), mentre nella parte centrale vi sarà un isolatore di sospensione ( $\overline{BE}$ ).

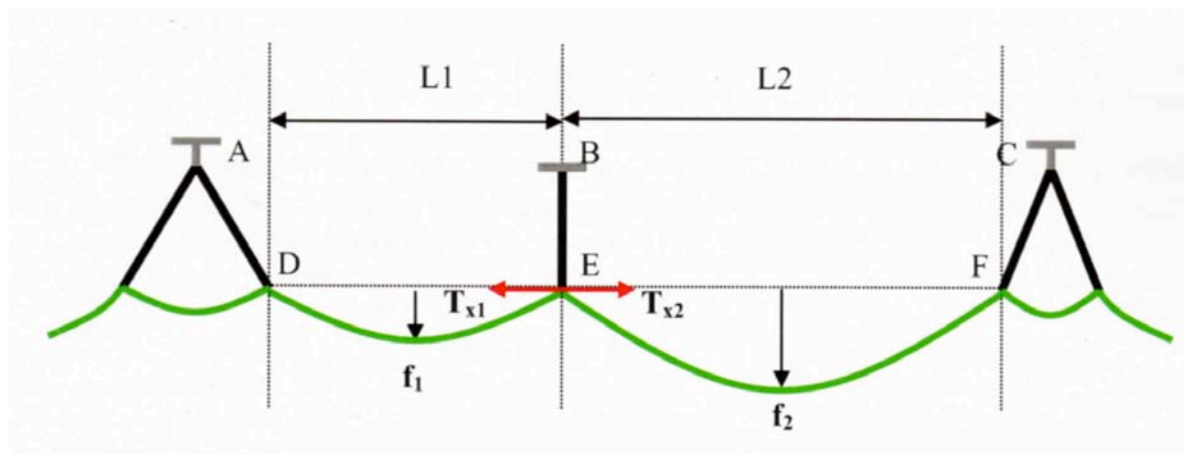


Fig 3.10 – Rappresentazione di due campate  $L_1, L_2$  con  $L_1 < L_2$  e con catene di isolatori.

In condizioni normali le catene di isolatori ( $\overline{CF}, \overline{AD}$ ) sono soggette al tiro totale provocato dalla tesatura della fune, mentre quello intermedio verrà sollecitato dalla sola forza peso del conduttore delle due semicampate contigue, questo implica che la tesatura fra le due campate verrà eseguita andando ad imporre la medesima componente orizzontale del tiro  $T_x$ , ma agente in direzione opposta nel punto E, determinando così la posizione verticale dell'isolatore ( $\overline{BE}$ ).

A causa delle variazioni di stato del conduttore le componenti orizzontali del tiro varieranno in modo tale da soddisfare le equazioni della catenaria (vd formula 3.32).

Si dimostra che le variazioni dei tiri orizzontali non si andranno a compensare nel caso di campate aventi lunghezze diverse, cioè si dimostra che qualora le lunghezze  $L_1, L_2$  rimanessero inalterate,  $T_{x1} \neq T_{x2}$ , la differenza darebbe luogo ad una coppia che tenderebbe a spostare rispettivamente i punti D, E e F dalla loro posizione originaria, ridisegnando in tale maniera le lunghezze  $L_1, L_2$  e il profilo stesso della campata.

Nella realtà le posizioni assunte dai punti D, E e F non possono variare in maniera significativa poiché sono vincolati solamente dai possibili spostamenti delle catene di isolatori, legati all'equilibrio dei momenti rispetto i punti di attacco A, B e C.

Considerando il comportamento dinamico degli isolatori durante le variazioni di stato assieme alle diverse lunghezze delle campate renderà troppo laboriosa la trattazione aritmetica su ogni campata così, almeno per quanto riguarda le installazioni tradizionali, ovvero tutte quelle linee aventi temperature massime di esercizio permanente di circa  $80[^\circ C]$ . Tale studio verrà semplificato andando ad introdurre la “Teoria della Campata Virtuale” basata rispettivamente sulle seguenti ipotesi:

- La componente orizzontale del tiro si può assumere costante lungo un tratto della linea ogni qualvolta la variazione tra le lunghezze di due campate contigue non sia

elevata, ovvero abbia un valore tale da causare una differenza poco significativa del tiro orizzontale.

- I punti di sospensione di una campata si possono considerare alla stessa quota ed avente posizione fissa, quando la lunghezza della campata sia superiore rispetto al dislivello degli attacchi e alla variazione della lunghezza dovuta al comportamento dinamico delle catene di isolatori.

Mediante tali ipotesi si andrà a determinare la “*Campata Virtuale*” che è definita dalla seguente relazione:

*Campata Virtuale:*

$$L_v = \sqrt{\frac{\sum L_i^3}{\sum L_i}} [m] \quad (3.69)$$

$L_i$  : Lunghezza della campata  $i$  – esima del tratto di linea considerato

In corrispondenza della campata virtuale consegue la “*Freccia Virtuale*”, tramite la quale l’abbassamento del conduttore di una specifica campata avente lunghezza  $i$ -esima lungo il tratto di linea in esame valga:

*Freccia Virtuale:*

$$f_v = \frac{q \cdot L_v^2}{8 \cdot T_x} [m] \quad (3.70)$$

$$f_i = \frac{q \cdot L_i^2}{8 \cdot T_x} = f_v \cdot \left( \frac{L_i^2}{L_v^2} \right) [m] \quad (3.71)$$

L’utilizzo di questa teoria risulta essere di grande utilità e semplificazione, in quanto una volta che si va a determinare il valore della Freccia Virtuale  $f_v$  dopo una certa variazione di stato del conduttore del modello numerico si può andare a determinare il valore della freccia e la lunghezza del conduttore di ciascuna campata tramite la formulazione (3.71).

La teoria viene largamente utilizzata per lo studio delle linee tradizionali, ovvero quelle con temperatura massima di esercizio inferiore agli 80 [°C], quando la temperatura va ad aumentare le eccessive dilatazioni faranno venir meno le ipotesi su cui si basa la validità della campata virtuale e i suoi risultati potranno essere considerati attendibili.

## L'UPRATING DELLE LINEE ELETTRICHE AEREE

### 4.1. Definizione

Quando si parla di *Uprating* di una linea elettrica aerea si intendono tutti quei processi atti a riqualificare le caratteristiche di esercizio della linea, al fine di aumentare le prestazioni della linea stessa, ovvero di aumentarne la sua capacità di trasporto energetica.

I metodi di riqualificazione della linea sono molteplici e differiscono in maniera significativa, per tale motivazione andremo a focalizzarci solamente sulla metodologia, che prevede la sostituzione dei conduttori originali/standard con altri di concezione tecnologica innovativa; quest'ultimi permetteranno di poter operare in condizioni sfavorevoli/proibitive rispetto a quelli standard e di poter rispondere/soddisfare le esigenze richieste.

Nel caso di *Uprating* che considereremo, ovvero la sostituzione dei conduttori, dovremo tenere in considerazione alcuni aspetti quali:

- **Compatibilità:** i nuovi conduttori dovranno essere compatibili con il sistema, inoltre tale compatibilità dovrà essere garantita e verificata per tutto il tempo di vita della linea.
- **Carico Meccanico:** sostituendo i nuovi conduttori nella linea ne conseguirà una variazione/aumento del carico meccanico sulle strutture di sostegno da cui ne consegue una necessità di rafforzamento di quest'ultime ed in alcuni casi l'inserimento di altri sostegni lungo la linea preesistente.
- **Profilo del Conduttore:** in sede di verifica delle distanze di isolamento elettrico, il disegno del profilo del conduttore dovrà considerare la possibilità di variazione durante l'esercizio e il conseguente decadimento qualitativo dei materiali nel tempo utile di vita.

Abbiamo visto come il massimo valor di corrente circolante lungo la linea "*Ampacity*" (3.4) sia in relazione alla temperatura del conduttore e ai loro effetti sulla campata, insieme ad eventuale sovraccarico meccanico.

I modelli tradizionali di valutazione accennati sono attendibili fintanto che la temperatura di esercizio dei conduttori rimane in un intorno di 80 [°C], infatti oltre tale valore di temperatura nell'analisi verranno introdotti degli errori tali da non poter essere trascurati e quindi ne verrà meno l'attendibilità dei risultati.

Prima di procedere all'analisi dei nuovi conduttori atti all'*Uprating* della linea andremo ad approfondire le origini degli errori e le eventuali modifiche che si potranno andare ad applicare ai modelli tradizionali.

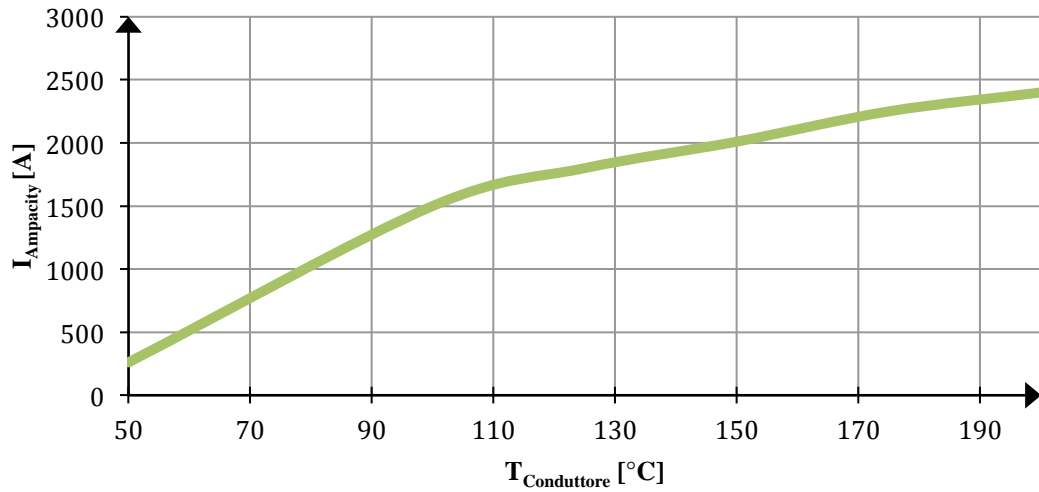
### 4.2. Il "Thermal Rating" alle temperature elevate

Come visto ed analizzato al paragrafo (3.2.2.2.), una volta fissate le condizioni metereologiche e la temperatura massima di esercizio dei conduttori si può andare a determinare il valore dell'*Ampacity* mediante formulazione (3.4).

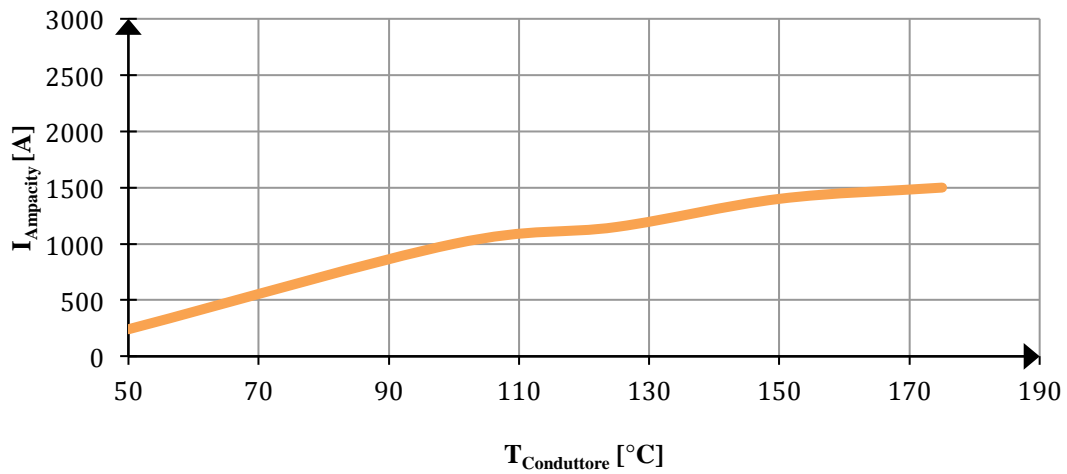
Mentre nel capitolo precedente avevamo ipotizzato che il bilancio termico del conduttore avvenisse in regime stazionario, verificato fin tanto che la temperatura del conduttore si mantenesse sotto valori di 80 [°C], ora andremo ad ipotizzare che il conduttore possa assumere

temperature elevate e andremo ad analizzare le relazioni qualitative di un conduttore ACSR, considerato in tre sezioni differenti e nel caso meteorologico sfavorevole (Fig. 4.1 a,b,c).

**a) Conduttore ACSR con  $S= 800 \text{ [mm}^2\text{]}$**



**b) Conduttore ACSR con  $S= 400 \text{ [mm}^2\text{]}$**



c) Conduttore ACSR con  $S= 200 \text{ [mm}^2\text{]}$

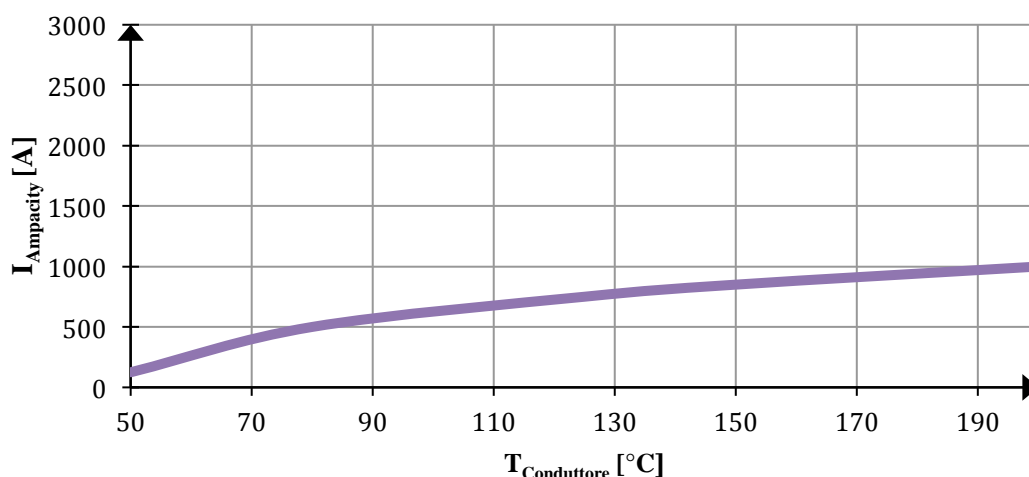


Fig 4.1a) b) c) – Rappresentazione Ampacity in funzione della temperatura conduttore ACSR.

Dai grafici in (Fig 4.1) notiamo come un valore di Ampacity pari a 1000 [A] può essere sostenuto solo dal conduttore ACSR avente sezione  $S$  pari a  $800 \text{ [mm}^2\text{]}$  (Fig 4.1a), il quale si porta ad un valore di temperatura di  $70 \text{ [}^\circ\text{C]}$ , mentre per gli altri due casi, rispettivamente (Fig 4.1b) e (Fig 4.1c) ad un valore di Ampacity si portano a valori di temperatura proibitivi (Fig 4.2).

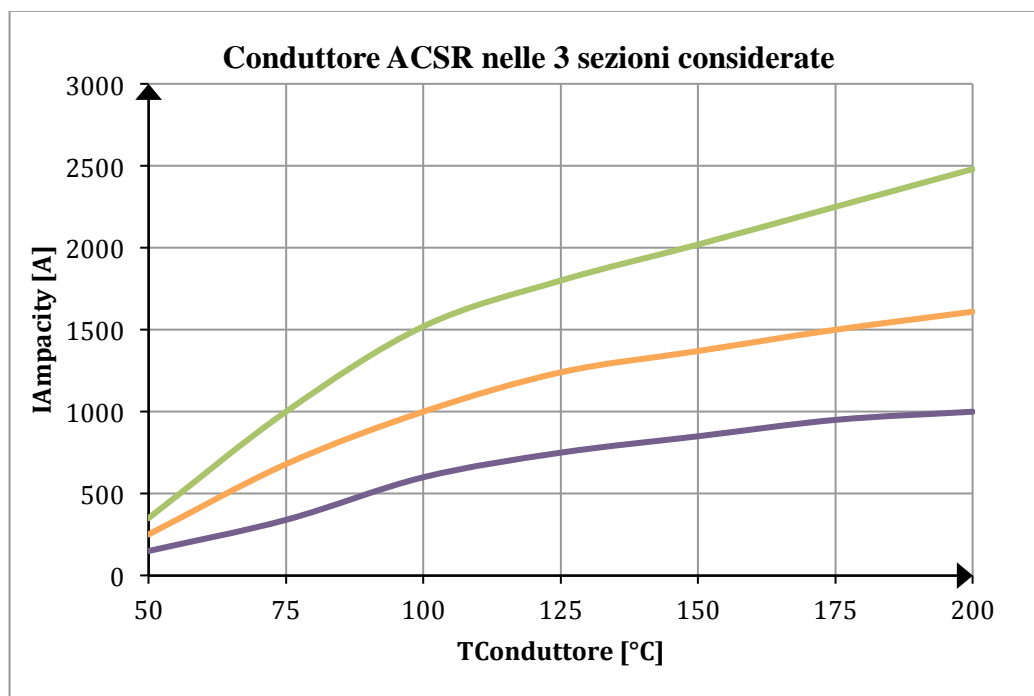


Fig 4.2 – Ampacity in funzione della temperatura del conduttore nelle tre sezioni considerate.

Nei casi in cui la temperatura si manterrebbe su modesti anche dopo un incremento del valore di Ampacity ( $\sim 90 \text{ [}^\circ\text{C]}$ ) sarà comunque possibile andare a potenziare la linea senza previa sostituzione dei conduttori, questo grazie alle azioni di tesatura delle corde e l’innalzamento dei punti di attacco dei conduttori.

Purtroppo per un incremento di Thermal Rating senza sostituzione dei conduttori può determinare valori elevati di temperatura e quindi per ottenere risultati concreti nella maggior

parte dei casi risulta essere indispensabile il rimpiazzo dei conduttori con altri più termoresistenti/adatti.

#### 4.2.1. Limiti del Bilanciamento termico e sue correzioni

La non linearità della caratteristica di resistività e temperatura è la principale causa di insorgenza di errore nei calcoli atti alla determinazione del valore dell'Ampacity.

##### ❖ **Caratteristica di Resistività e Temperatura:**

La relazione che intercorre fra la resistività e la temperatura è stata esplicitata e formulata precedentemente nella relazione (4.7) che ora riprendiamo:

$$\left\{ \begin{array}{l} \rho(T) = \rho(20) \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \quad [\Omega m] \quad (4.7) \\ \rho(20): \text{Resistività alla temperatura di } 20^\circ\text{C} \\ \rho(T): \text{Resistività alla temperatura } T \\ \Delta T: \text{Differenza di temperatura fra } T \text{ e } 20^\circ\text{C} \\ \alpha: \text{Coefficiente di temperatura} \end{array} \right.$$

Tale relazione risulta essere valida fino a che la temperatura del conduttore si mantiene su valori inferiori rispetto ai 120 [°C]. oltre i quali la curva risulterà essere non lineare.

Le leghe di alluminio utilizzate per la maggior parte dei conduttori utilizzati per linee elettriche aeree presentano proprietà elettriche che rispecchiano i dati sotto riportati in (Tab 4.1) in cui sono riportati i valori delle caratteristiche elettriche e termiche di interesse nelle applicazioni elettriche relative ai principali metalli utilizzati per le corde conduttrici.

**Tab 4.1** – Caratteristiche elettriche e termiche dell'alluminio e le sue leghe.

Materiale	Densità [ $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3 \cdot 10^3}$ ]	Temperatura di Fusione [°C]	Coefficiente Dilatazione Termica [°C · 10 <sup>-6</sup> ]	Resistività a 20°C [ $\frac{\Omega\text{mm}^2}{\text{m}}$ ]	Coefficiente Temperatura [°C · 10 <sup>-3</sup> ]
Alluminio Ricotto (1350-O)	2,70	660	22,9	0,02712	4,04
Alluminio Incrudito (1350-H19)	2,70	660	22,9	0,02817	4,04
Alredy (62101-T81)	2,70	600÷650	23	0,03284	3,47

Vediamo che fino a che la temperatura sta al di sotto dei 120 [°C] avremo che varrà la (3.7) con dati inseriti in tabella sopra riportata; mentre per temperature superiori ai 120 [°C] ed inferiori ai 250 [°C] la resistività sarà data da:

##### **Alluminio Ricotto (1350-O):**

$$\begin{aligned} \rho(T) &= \rho(20) \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \\ &= (0,0262) \cdot [(1,092) + (4,46 \cdot 10^{-3}) \cdot T + (1,8 \cdot 10^{-6}) \cdot T^2] \end{aligned}$$



#### **Alluminio Incrudito (1350-H19):**

$$\begin{aligned}\rho(T) &= \rho(20) \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \\ &= (0,0262) \cdot [(0,937) + (4,46 \cdot 10^{-3}) \cdot T + (1,8 \cdot 10^{-6}) \cdot T^2]\end{aligned}$$

#### **(62101-T81):**

$$\begin{aligned}\rho(T) &= \rho(20) \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \\ &= (0,0262) \cdot [(1,116) + (4,46 \cdot 10^{-3}) \cdot T + (1,8 \cdot 10^{-6}) \cdot T^2]\end{aligned}$$

Ad una temperatura prossima ai 200 [°C] con la relazione data dalla (3.7) la resistività dell'alluminio incrudito vale  $0,04866 \left[ \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}} \right]$ , mentre per l'alluminio ricotto si va ad ottenere un valore pari a  $0,04793 \left[ \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}} \right]$ , quindi di fatto il metodo tradizionale va a sovrastimare la resistività del 1,5 [%] con conseguente riduzione del valore dell'*Ampacity*.

Un incremento del 1,5 [%] della resistività corrisponde ad un incremento termico pari all'incirca di 4 [°C] della stessa lega; ne consegue che l'aumento dell'*Ampacity* calcolata con la resistività alle alte temperature (tre calcoli paragrafo sopra) sarà modesto, circa del  $(2 \div 4 \text{ [%]})$  con temperature pari a circa  $(140 \div 250 \text{ [°C]})$ .

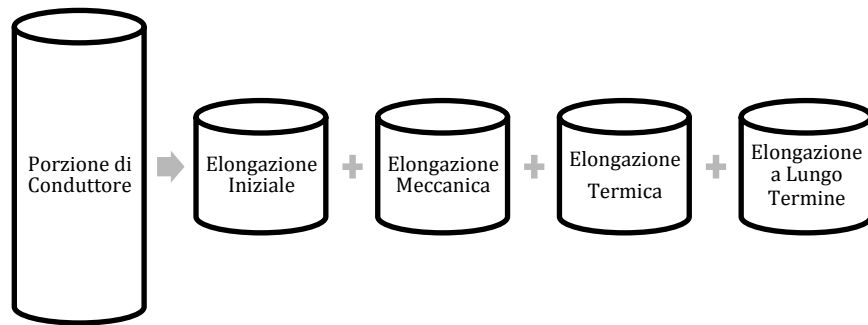
### **4.3. Abbassamento del conduttore alle alte temperature**

Abbiamo visto nel capitolo precedente un modello numerico che ci permetteva di prevedere il profilo della campata, più precisamente il valore del tiro e della freccia, a seconda delle condizioni di carico meccanico e termico a cui la linea era soggetta.

Nei conduttori possiamo distinguere le seguenti elongazioni:

1. **Elongazioni Meccaniche:** causata dall'aumento del tiro nel conduttore e qualora fosse opportunamente preventivato ed inferiore al valore del limite elastico, tali elongazioni risulterebbero essere reversibili.
2. **Elongazioni Termiche:** determinate dall'elongazione dei materiali che compongono la corda conduttrice, considerando le temperature massime raggiunte dai conduttori: 200[°C], possono essere considerate reversibili.
3. **Elongazioni Iniziali:** causate dall'assestamento del conduttore una volta tesato e si verificano nei primi periodi post-tesatura delle campate; inoltre tali elongazioni possono essere considerate di tipo irreversibile.
4. **Elongazioni Finali:** sono quelle elongazioni derivanti rispettivamente dai grandi carichi meccanici e termici, dall'invecchiamento del conduttore e dallo strisciamento del conduttore ad alte temperature "*Long Term Creep*", ovvero l'attrito interno ed esterno che si presenta negli elementi che vanno a comporre la corda durante i movimenti meccanici in fase di elongazione-contrazione. Tali elongazioni si verificano dopo lunghi periodi di esercizio della linea e sono di tipo irreversibili.

Sotto in (Fig 4.3) viene riportata una rappresentazione dell'elongazione di una porzione di conduttore avente una determinata lunghezza di fabbricazione alla quale si andranno ad aggiungere le varie elongazioni.



**Fig 4.3** – Rappresentazione dell’elongazione di un conduttore.

Per effetto delle singole elongazioni avremo che il profilo della campata varierà qualitativamente come in (Fig 4.4).

Per la verifica delle massime sollecitazioni meccaniche faremo riferimento alla curva dell’abbassamento iniziale a 15[°C] corrispondente al primo periodo di vita della linea “*Initial Sag*” utilizzando un valore “iniziale” del modulo di elasticità; con il passare del tempo si dovrà andare a tenere conto della curva rappresentante l’abbassamento finale a 15[°C] “*Final Sag*” a cui verrà associato un valore finale del modulo di elasticità della corda.

In questo periodo di tempo il modulo dell’elasticità andrà diminuendo in maniera irreversibile e si avranno elongazioni plastiche “*Long Term Creep*”; nella (Fig 4.4) si evidenzia come l’abbassamento determinato dalla massima temperatura di esercizio del conduttore vada ad incidere fortemente fino a determinare la minima distanza di isolamento elettrico, quindi ci andremo a focalizzare su questa tipologia di elongazioni.

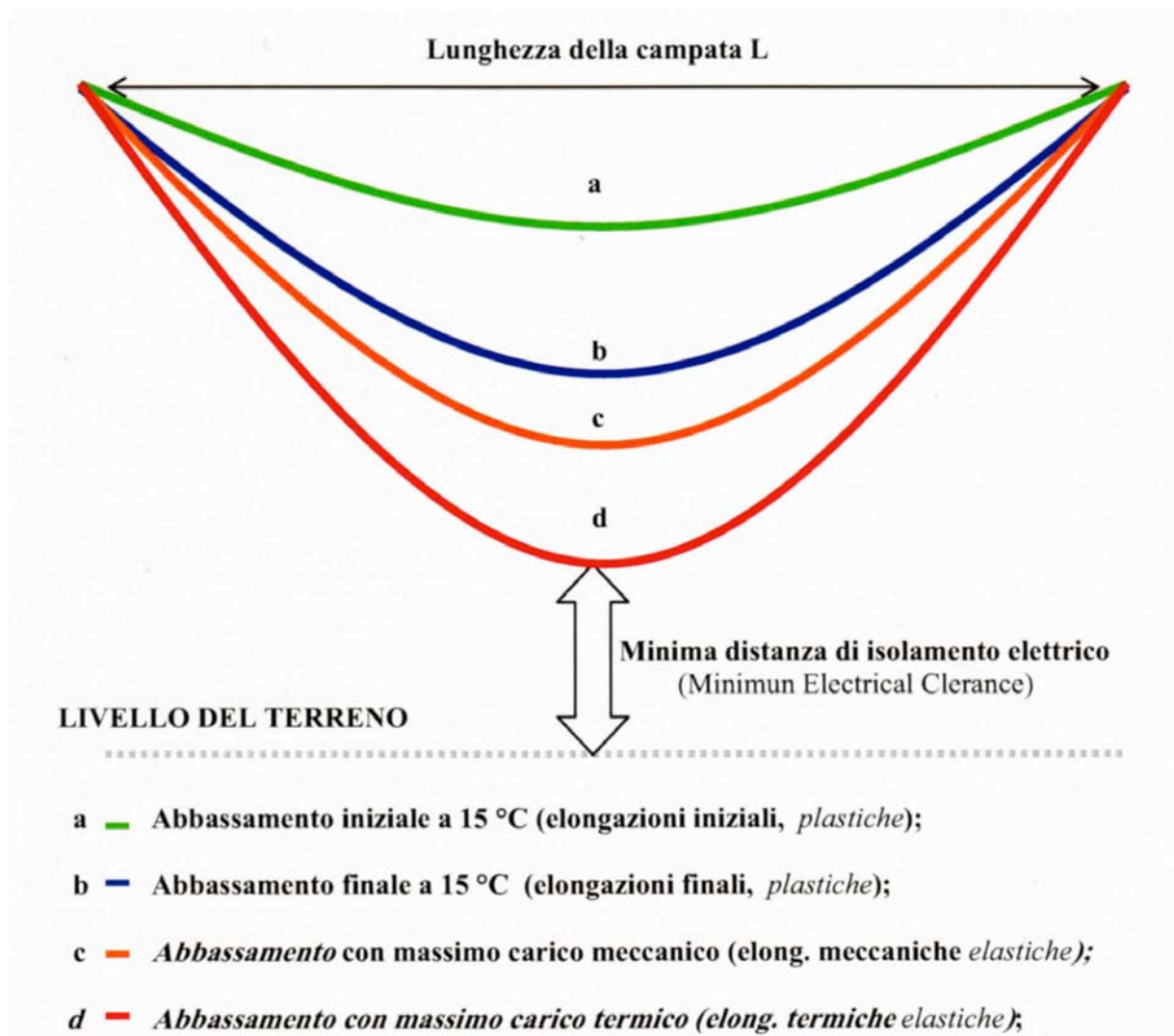


Fig 4.4 – Profilo della campata per effetto delle diverse elongazioni.

#### 4.3.1. Correzioni sull'abbassamento del conduttore ad elevate temperature

Il modello tradizionale presenta varie fonti di errore per la stima dell'abbassamento del conduttore ad elevate temperature e le cause generatrici possiamo attribuirle rispettivamente a:

- Disomogeneità della temperatura nel conduttore
- Variazione del modulo di elasticità e del coefficiente di espansione termica
- Riduzione della resistenza a trazione alle alte temperature
- Linee con campate aventi lunghezze differenti
- “Temperature di Ginocchio” nei conduttori non omogenei

Nel seguito andremo ad analizzarle nello specifico:

##### 1. Disomogeneità della temperatura nel conduttore:

Per convenzione la determinazione dell'abbassamento avviene ipotizzando che il conduttore sia isoterma in base alla temperatura superficiale del conduttore, di fatto fra la temperatura esterna e il cuore del conduttore vi è un certo salto termico, infatti generalmente la temperatura interna del conduttore risulta essere superiore rispetto a quella

presente all'esterno e la differenza fra le due dipende dalla composizione e la geometria del conduttore e dal valore della densità di corrente  $J$ .

Per andare a correggere i risultati, presenti su corde omogenee basterà andare a determinare il valore della temperatura media da utilizzare per le variazioni di stato; nel caso in cui il conduttore fosse munito di un'anima in acciaio la correzione risulterà essere più complicata poiché il salto termico non risulterà essere distribuito equamente in direzione radiale, questo deriva dalle diverse proprietà fisiche e termiche tra l'acciaio e il materiale conduttore.

## 2. Variazione del modulo di elasticità e coefficiente di espansione termica:

Se dovessimo seguire/considerare il modello tradizionale dovremo considerare il modulo di elasticità e il coefficiente di espansione termica costanti, ma nella realtà il coefficiente di espansione termica dipende dal tiro e dal modulo di elasticità della corda, inoltre il suo valore aumenterà al diminuire del modulo di elasticità e al crescere del valore della tensione del conduttore.

Per anime dei conduttori in acciaio ad elevato contenuto di carbone HS (High Streght) e EHS (Extra High Streght) il modulo di elasticità diminuirà di circa il 6,5[%] /100 [°C] mentre il corrispettivo dell'alluminio calerà del 5 [%] / 100 [°C].

Visto l'elevato valore del modulo di elasticità dell'acciaio rispetto a quello dell'alluminio, se andassimo a trascurare la riduzione del modulo di elasticità avremo che la sottostima dell'abbassamento per temperature elevate incrementerà al crescere della percentuale di acciaio presente nella corda.

Facendo riferimento ad una campata lunga 300 [m] avente conduttore ACSR 520/54+19 e diametro  $D$  pari a 0,0315 [m] e considerando la variazione descritta del modulo di elasticità avremo in (Tab 4.2) che:

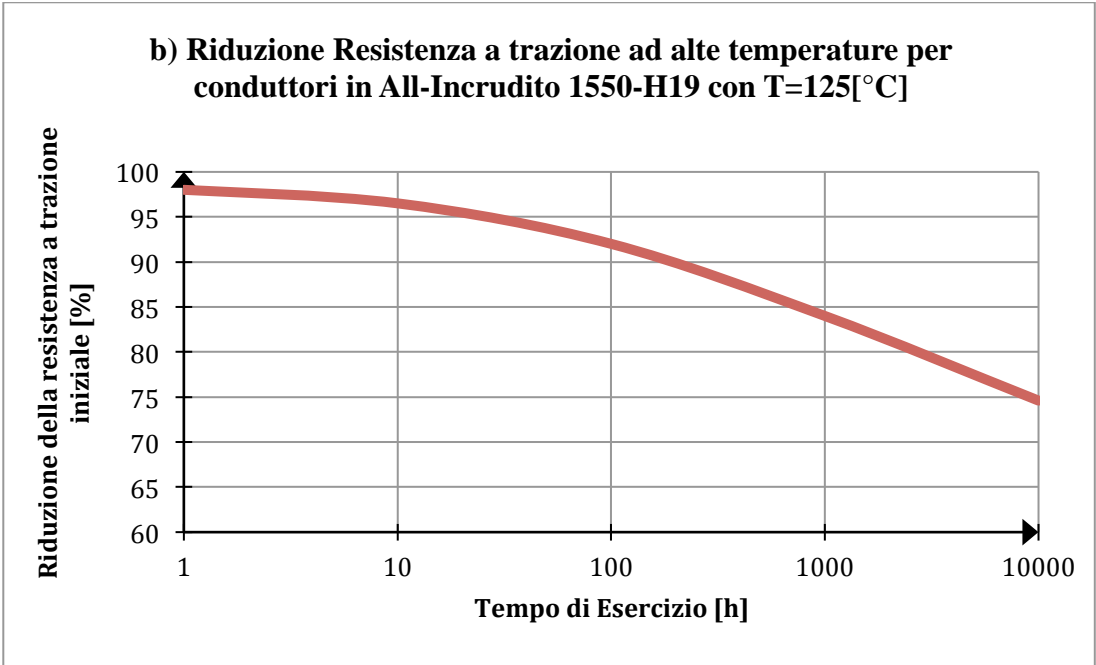
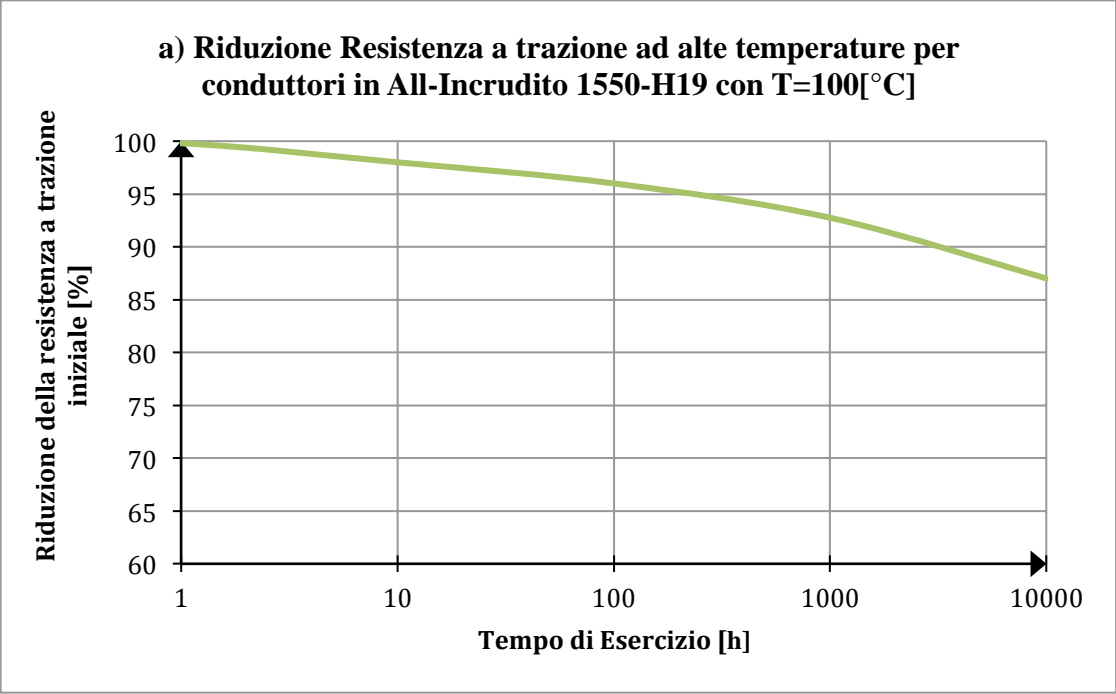
**Tab 4.2** – Valori per conduttore ACSR 520/54+19 e diametro  $D$  pari a 0,0315 [m].

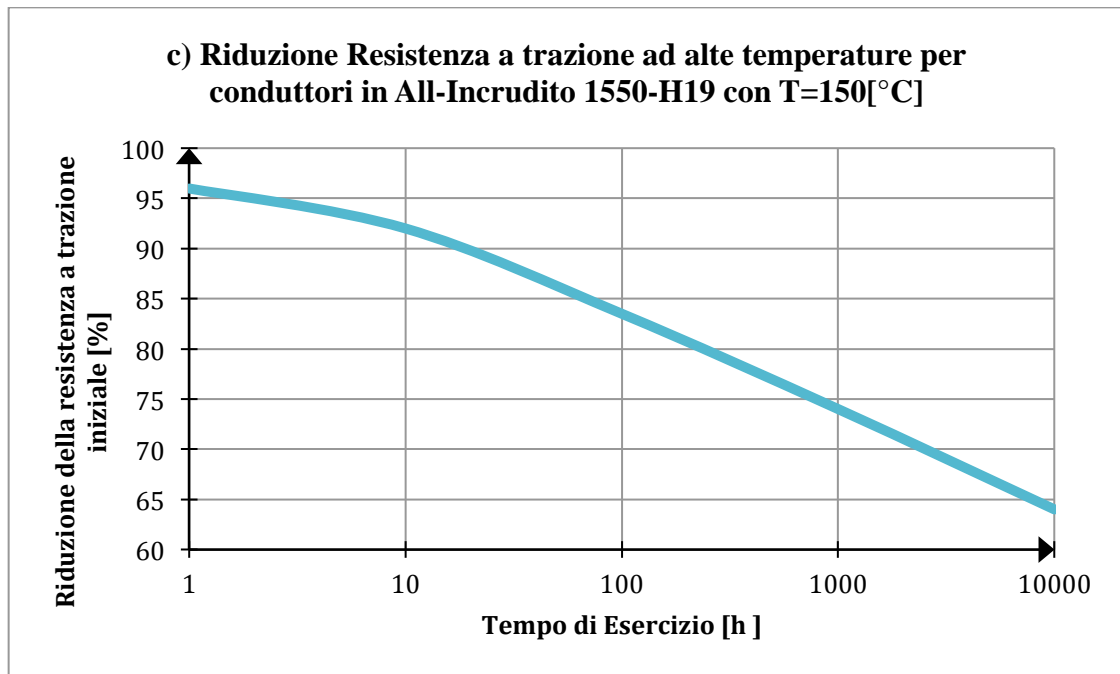
Temperatura Conduttore [°C]	Freccia [m]	Tensione		Modulo Elasticità [N/mm <sup>2</sup> ]
		[N]	%RSB	
15	6,42	33700	20,0	66700
120	9,98	21788	12,9	66700
120	10,10	21842	12,5	63365-5%

## 3. Riduzione della resistenza a trazione alle alte temperature:

I trefoli di alluminio, che determinano la parte conduttrice della corda, all'aumentare della temperatura vanno a modificare le proprie caratteristiche meccaniche, in particolare mediante il processo di "Annealing" ovvero di ricottura essi iniziano a ridurre la propria resistenza a trazione.

In (Fig 4.5) viene analizzato il comportamento nel caso di alluminio incrudito 1550-H19, il quale viene impiegato per la realizzazione dei conduttori AAC e ACSR, espresso in funzione del suo tempo di mantenimento e della sua temperatura di esercizio.





**Fig 4.5 a) b) c)** –Decremento resistenza a trazione ad alte temperature per conduttore in All incrudito 1550-H19.

Vediamo che se il conduttore AAC presentasse temperatura pari a 100 [°C] per un arco di tempo prossimo alle 400 [h] ovvero per 17 giorni si avrebbe un conseguente decremento del valore della resistenza a trazione di un valore prossimo al 5[%], però qualora la temperatura del conduttore aumentasse si avrebbe un aumento della velocità di ricottura e il tempo atto ad eliminare il 5 [%] della resistenza di trazione diminuirebbe a 30 [h] con corrispettiva temperatura di 125[°C]e meno di 1[h] con temperatura prossima ai 150 [°C]. Notiamo come la perdita della resistenza di trazione possa essere determinata andando a far circolare correnti elevate in tempi brevi, infatti la ricottura del materiale necessita di valori elevati di temperatura ma al tempo stesso che tale temperatura possa mantenersi inalterata nel tempo, limitando quest'ultimo si potranno evitare almeno in parte i decrementi delle caratteristiche meccaniche.

In alcuni conduttori, per esempio ACSR, la presenza di un anima in acciaio determina migliorie sul comportamento meccanico poiché l'acciaio ha un'elevata resistenza al carico termico-temporale rispetto all'alluminio.

Mentre la resistenza a trazione dell'acciaio non risente di significativi accorgimenti o modifiche fino a temperature prossime ai 300 [°C] con l'aumentare della temperatura, quella dei trefoli di alluminio diminuisce sensibilmente per temperature superiori ai 90[°C] da ciò ne conseguirà che la resistenza a trazione di un ACSR ad elevate temperature sarà legata alle prestazioni derivanti dall'acciaio visto il cedimento meccanico dell'alluminio.

Quindi la diminuzione della resistenza a trazione comporterà un minore carico di rottura e quindi dovrà essere valutata in sede di progetto al fine che non si vada a sollecitare meccanicamente la corda oltre le soglie consentite (in genere 30÷40 [%] RBS).

#### **4. Linee compatte di lunghezze diverse:**

Nel caso di linee compatte con lunghezze diverse si ha che la freccia di una specifica campata viene determinata mediante l'utilizzo della Campata Virtuale; consideriamo ora il caso di un conduttore avente temperatura di esercizio elevate; come conseguenza della elongazione termica del conduttore si verificherà che in ciascuna campata avverrà una riduzione orizzontale, che risulterà essere proporzionale alla lunghezza della corrispettiva campata, ma per ipotesi stiamo considerando campate di lunghezza diversa anche qualora

le variazioni dei tiri risulteranno essere diverse e specifiche per ogni campata; ne deriverà che in ogni punto di sospensione del conduttore si andrà a creare una differenza dei tiri orizzontali che andrà a spostare il punto stesso.

Le linee aeree in AT e AAT sono di norma equipaggiate con catene di isolatori in cui l'estremità inferiore risulta essere fissata al conduttore, mentre l'estremità superiore risulta essere fissata alla struttura di sostegno; questa tipologia di connessione meccanica sarà tale da permettere e garantire il sostegno meccanico, tuttavia permette all'estremità inferiore dell'isolatore di poter compiere "piccoli" spostamenti.

Quindi a causa delle variazioni di stato del conduttore avremo che, nelle linee aventi campate di lunghezza differente e munite di catene di isolatori, si potranno generare spostamenti direzionali dei medesimi isolatori "Effetto Ruling Span".

Nella (Fig 4.6) viene rappresentato un isolatore che divide due campate contigue: campata 1 e campata 2, aventi queste lunghezze diverse in particolare si avrà che  $L_1 < L_2$ , inoltre a causa dell'incremento della temperatura di esercizio si troverà con il proprio asse inclinato rispetto la posizione di progetto.

Andando ad imporre l'equilibrio dei momenti rispetto il punto 0 avremo che:

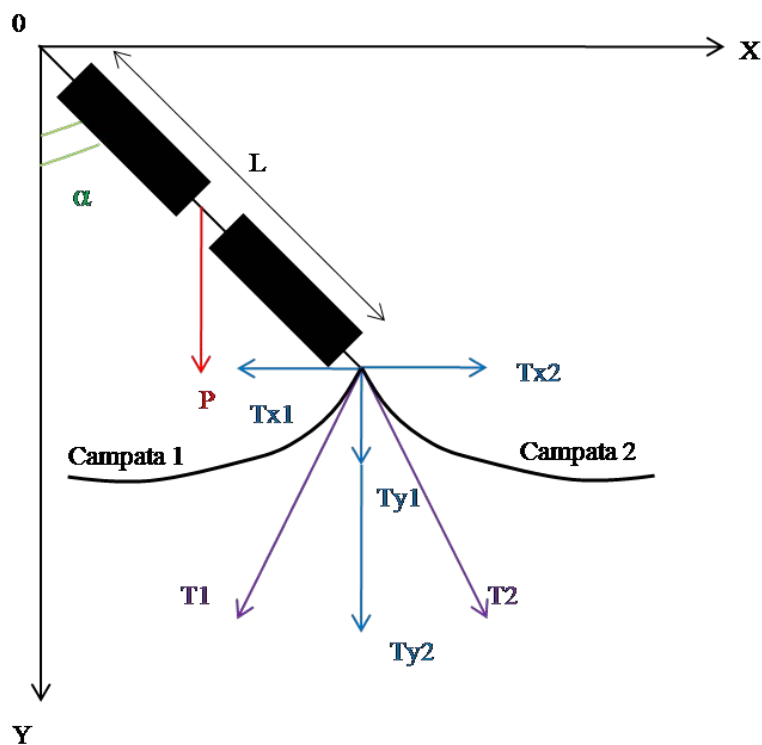


Fig 4.6 –Rappresentazione delle forze agenti su un isolatore in sospensione.

La nuova configurazione di equilibrio statico dell'isolatore dovrà rispettare l'equilibrio dei momenti rispetto il punto di ancoraggio con la struttura atta al sostegno (punto 0 della rappresentazione); l'ampiezza dell'angolo tra l'asse dell'isolatore e la condizione della direzione di progetto  $\alpha$  (scostamento della nuova direzione rispetto a quella di progetto) sarà indice del grado di disugualianza tra tiri orizzontali.

Le osservazioni fatte possono essere sintetizzate dicendo che all'aumentare della temperatura di esercizio dei conduttori le catene di isolatori tenderanno ad orientarsi dalla campata più corta verso la campata più lunga, incrementando così ulteriormente l'abbassamento lungo alcune campate, precisamente su quella più lunga.

Siccome l'analisi matematica sulla dinamica risulterebbe essere troppo articolata ci affideremo all'utilizzo e alla precisione dei software, i quali ci forniranno i risultati ricercati, fra questi il più diffuso è il "Software Sag10 della Aluminium Company of America Sag and Tension Data".

### 5. Temperatura di ginocchio nei conduttori non omogenei:

In un conduttore non omogeneo si possono verificare situazioni anomale derivanti dal fatto che esso possiede caratteristiche termiche differenti. Considerando per esempio un conduttore ACSR esso avrà un coefficiente di espansione termica dell'alluminio, che sarà quasi il doppio rispetto a quello dell'acciaio:

$$\begin{cases} \alpha_{All} = 22,9 \cdot 10^{-6} [^{\circ}C^{-1}] \\ \alpha_{Acc} = 11,5 \cdot 10^{-6} [^{\circ}C^{-1}] \\ \alpha_{All} \sim 2 \cdot \alpha_{Acc} \end{cases}$$

Ne risulta che a parità di incremento termico i trefoli di alluminio si allungheranno due volte rispetto all'allungamento di quelli dell'anima di acciaio, conseguentemente si avrà una certa temperatura "Temperatura di Ginocchio" per la quale i trefoli di alluminio non saranno più soggetti a trazione, ma l'intero tiro del conduttore graverà solo sull'anima d'acciaio. In tale maniera si avrà che per incrementi termici inferiori alla temperatura di ginocchio l'abbassamento del conduttore lungo la campata dipenderà dalle caratteristiche meccaniche e termiche di ambedue i materiali componenti, quando la temperatura di ginocchio verrà raggiunta, la resistenza a trazione e il coefficiente di espansione da considerare per l'abbassamento del conduttore risulteranno essere solo quelli dell'acciaio. Inoltre bisognerà tenere conto che ad un aumento della temperatura si avrà che l'alluminio verrà compresso, gravando sull'anima in acciaio in termini di incremento della sollecitazione a trazione; tuttavia l'ulteriore abbassamento risulterà essere maggiormente contenuto dato che il conduttore presenterà un coefficiente di espansione termico dimezzato. La temperatura di ginocchio non è unica, infatti in un intervallo di 20 [°C] si avrà l'annullamento del tiro nell'alluminio, generalmente il suo valore diminuirà all'aumentare del contenuto di alluminio nella corda e al ridursi della lunghezza della campata.

In (Tab 4.3) vengono espressi i valori delle temperature di ginocchio dei conduttori aventi anima in acciaio in base alla sezione e alla lunghezza della campata; vediamo come in alcuni casi il suo valore sarà prossimo a quello ambientale che si presenta nel periodo estivo.

Tab 4.3 – Valori della temperatura di ginocchio per un conduttore ACSR.

ACSR		Sezione Acciaio [mm <sup>2</sup> ]	Lunghezza Campata [m]	T. Ginocchio [°C]	
Nome	Composizione			Compressione nulla nell'All	20 [N/mm <sup>2</sup> ] di compressione nell'All
Tern	45/7	28	300	150	156
Condor	54/7	53	300	100	112
Drake	26/7	66	300	70	88
Mallard	30/7	92	300	32	52
Drake	26/7	66	450	74	100
Drake	26/7	66	200	55	71
Drake	26/7	66	100	42	50



#### 4.3.2. Conclusioni sull'abbassamento del conduttore alle temperature elevate

Abbiamo detto che esistono diverse cause che possono provocare errori nel modello tradizionale per la stima dell'abbassamento del conduttore ad alte temperature e siamo andati, in precedenza, ad elencarle ed analizzarle; di seguito in (Tab 4.4) andiamo a riportare un esempio numerico in cui si nota l'entità dell'errore e le correzioni applicate sul calcolo dell'abbassamento.

**Tab 4.4** – Rappresentazione valori esempio numerico considerato.

<b>CARATTERISTICHE DEI CONDUTTORI E CONDIZIONI DI POSA</b>			
	<b>ACSR Drake</b>	<b>ACSR Condor</b>	<b>ACSR Tern</b>
Area dell'alluminio in [mm <sup>2</sup> ]	403	403	403
Area dell'acciaio in [mm <sup>2</sup> ]	66	53	28
Tensione finale a 20[°C] in [N]	25800	23150	19100
Campata virtuale in [m]	250	250	250
Abbassamento (freccia) a 20 [°C] in [m]	4,84	5,06	5,36

<b>STIMA DELL'ABBASSAMENTO A 120 [°C] CON IL METODO TRADIZIONALE</b>			
	<b>ACSR Drake</b>	<b>ACSR Condor</b>	<b>ACSR Tern</b>
Senza effetto del ginocchio	7,76 [m]	7,78 [m]	8,53 [m]
Senza compressione nell'alluminio	7,00 [m]	7,78 [m]	8,53 [m]
20 [N/mm <sup>2</sup> ] max di compressione	7,32 [m]	7,73 [m]	8,53 [m]

<b>ERRORI SUPPLEMENTARI COMMESSI A 120 [°C]</b>			
	<b>ACSR Drake</b>	<b>ACSR Condor</b>	<b>ACSR Tern</b>
Differenza di temperatura fra superficie esterna ed anima	+ 0,03 [m]	+ 0,05 [m]	+ 0,06 [m]
Variazione del modulo di elasticità con la temperatura	+ 0,02 [m]	+ 0,011 [m]	+ 0,06 [m]
Elongazione del modulo di elasticità con la temperatura	/	/	+ 0,50 [m]
Effetto della campata virtuale con campata corta 200 [m]	-1,0 [m]	-0,9 [m]	-0,8 [m]
Effetto della campata virtuale con campata corta 350 [m]	+0,6 [m]	+0,5 [m]	+0,5 [m]

Notiamo dall'esempio fatto che la sorgente principale di errori avviene mediante l'utilizzo della campata virtuale in modo particolare nel caso della determinazione delle frecce nelle campate che differiscono da quella di riferimento; inoltre possiamo affermare che gli abbassamenti verranno sovrastimati nel caso di campate corte e viceversa sottostimati per campate lunghe. All'aumentare della percentuale di alluminio nella corda risulteranno essere significative le elongazioni per strisciamento alle alte temperature, infine si dovranno "sistemare" i risultati a causa della disomogeneità e a causa della variazione del modulo di elasticità con la temperatura.

## CONDUTTORI PER L'UPRATING DELLE LINEE ELETTRICHE AEREE

---

### 5.1. Introduzione

Recenti analisi statistiche, condotte su linee elettriche aeree preesistenti, hanno evidenziato che nella maggior parte delle linee poste sotto analisi erano munite/utilizzavano conduttori ACSR tradizionali, i quali operavano a temperature inferiori agli (85÷100 [°C] ) in condizioni ordinarie, mentre in condizioni speciali il limite termico si alzava di circa (85÷100 [°C] ).

La necessità di andare ad effettuare un “*Uprating*” sulle reti di trasmissione si evince dalle azioni di incremento della capacità di trasporto delle linee elettriche preesistenti attuate dalle società o enti che le gestiscono, ad esempio nel caso italiano la linea elettrica nazionale viene gestita da TERNA S.p.a, società per azioni costituita dal GSE.

Questi processi di potenziamento delle reti di trasmissione hanno, inoltre, comportato modifiche sui criteri di valutazione “Rating” descritti nelle rispettive convenzioni operative; in generale si tenderà a:

- Aumentare la temperatura di esercizio dei conduttori
- Migliorare le condizioni meteorologiche che di riferimento, basandosi sui dati derivanti dalle analisi statistiche

Un metodo efficace di potenziamento della linea elettrica può essere rappresentato dalla sostituzione dei conduttori, infatti esistono molte varietà, ovviamente la scelta di andar a sostituire il nuovo conduttore a scapito di quello installato e da sostituire avverrà mediante una valutazione precisa e singolare su ciascuna applicazione.

I conduttori aventi sezioni maggiori garantiscono un aumento del valore dell’Ampacity, ma allo stesso tempo determinano sulle strutture di sostegno, data la loro maggior sezione, carichi meccanici superiori e quindi la conseguente necessità di andare a rinforzare le strutture di sostegno; invece se consideriamo i “nuovi” conduttori, quest’ultimi hanno sezioni prossime a quelle dei conduttori originali, ma detengono la caratteristica di poter andare ad operare ad elevate temperature e quindi si evita di andar a rinforzare i sostegni delle strutture ergo permettono un significativo risparmio economico.

Nelle prossime pagine andremo ad addentrarci nella valutazione dei conduttori atti alla sostituzione di quelli tradizionali in modo da capire quale tipologia risulterà essere più consona per determinare un aumento dell’Ampacity della linea elettrica aerea e al tempo stesso mantenere inalterate le strutture atte al sostegno e alcune caratteristiche meccaniche della linea.

#### 5.1.1. IACS

L’acronimo IACS “International Annealed Copper Standard” è un valore standard, stabilito empiricamente nel 1914 dal dipartimento del commercio degli Stati Uniti; tale valore è stato derivato per la conducibilità elettrica del rame nei dispositivi presenti nel mercato.

Il valore della resistenza media dei campioni è stato determinato in 0,15292 Ohm alla temperatura di 20 [°C] per una sezione trasversale uniforme di rame pari a 1 metro di lunghezza con una massa di 1 grammo; tutto questo è stato fatto per omogenizzare e dare uno standard globale per la conduttività del rame presente in commercio.

## 5.2. Materiali utilizzati per i conduttori

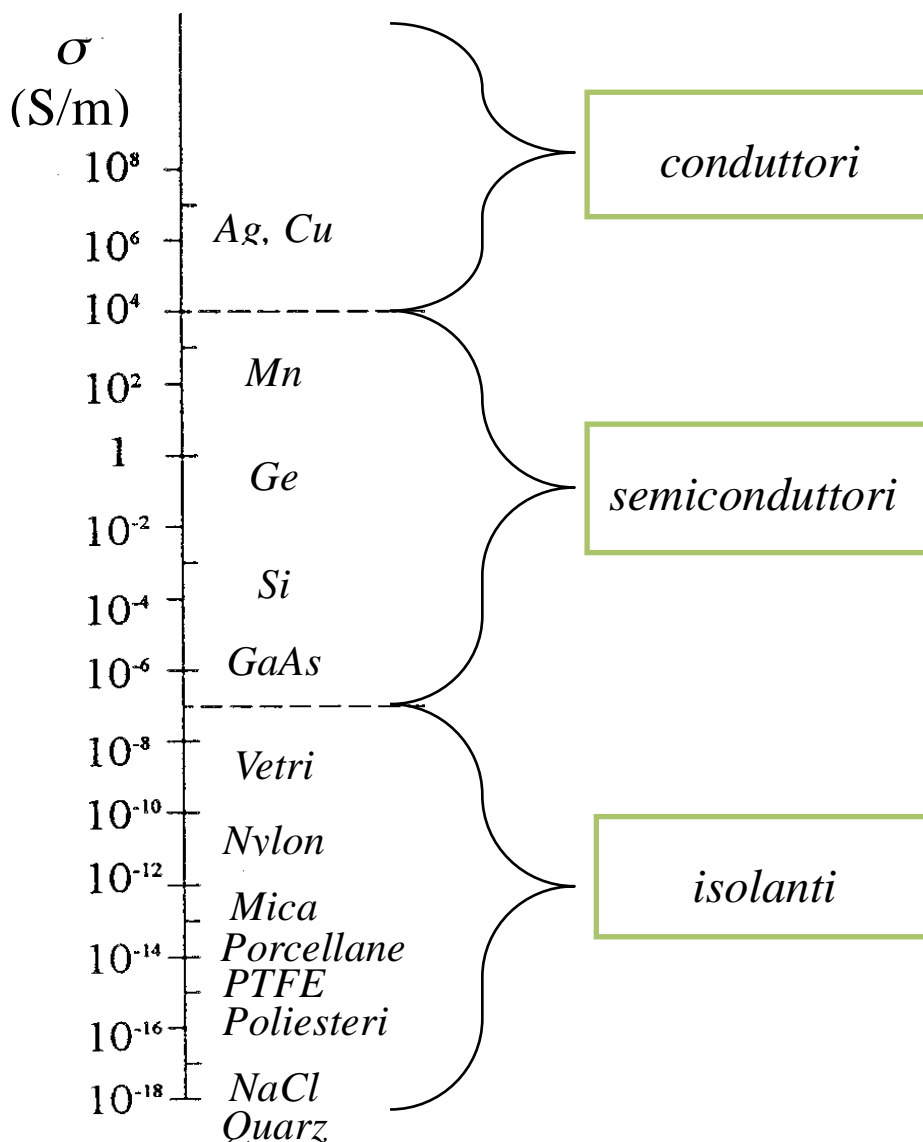
Il parametro che caratterizza un materiale nei confronti dei fenomeni di trasporto della corrente elettrica è la conducibilità elettrica (5.1):

$$\text{Conducibilità Elettrica: } \sigma \quad \left[ \frac{S}{m} \right] \quad (5.1)$$

o il suo inverso, ovvero la resistività elettrica (5.2):

$$\text{Resistività Elettrica: } \rho = \frac{1}{\sigma} [\Omega m] \quad (5.2)$$

### Conducibilità a Temperatura Ambiente di alcuni materiali



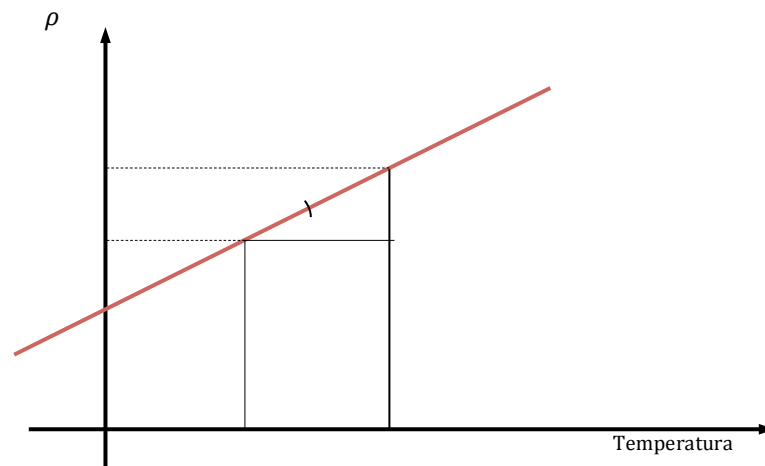
La conducibilità  $\sigma$  o la resistività  $\rho$  di un materiale dipendono da alcuni parametri quali:

- Temperatura
- Sollecitazione Dielettrica

- Sollecitazione Meccanica
- Composizione Chimica

Nei materiali conduttori utilizzati in elettrotecnica viene considerata solamente la dipendenza di  $\sigma$  o di  $\rho$  dalla temperatura; tale dipendenza risulta essere pressochè lineare valutandola in un intervallo di temperatura ampio (vedi: Fig 5.1); inoltre da essa potremo scrivere la relazione lineare (5.3) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \rho_2 = \rho_1 \cdot \alpha(\theta_2 - \theta_1) \\ \alpha : \text{Coefficiente di Temperatura} \end{array} \right. \quad (5.3)$$



**Fig 5.1** – Andamento della resistività elettrica in funzione della temperatura.

Le proprietà determinanti per la scelta di un conduttore sono le seguenti:

- *Resistività Elettrica* e sua conseguente dipendenza dalla temperatura
- *Proprietà Meccaniche*: resistenza alla trazione, modulo di elasticità, allungamento, resistenza a torsione e al piegamento
- *Proprietà Tecnologiche*: malleabilità, duttilità
- *Proprietà Termiche*: conducibilità, coefficiente di dilatazione termica

I materiali più utilizzati nell'industria elettrica sono quasi esclusivamente il rame e l'alluminio e conseguente le loro leghe; si evidenziano di seguito le principali caratteristiche di ciascun materiale:

❖ **Rame [Cu]:**

Il rame costituisce il materiale largamente più usato come conduttore elettrico; ciò è dovuto alle sue ottime caratteristiche, fra cui:

- Elevata conducibilità elettrica, seconda soltanto a quella dell'argento.
- Ottime proprietà tecnologiche, ed in particolare: elevata trafilabilità anche in fili molto sottili, facilità di laminazione a caldo e a freddo, saldabilità ecc.
- Elevate caratteristiche meccaniche che si mantengono anche a basse temperature.
- Resistenza all'ossidazione a contatto con l'atmosfera, nel senso che l'ossidazione progredisce in profondità solo se l'ossido formato in superficie

viene asportato (il rame è attaccato chimicamente dallo zolfo, per cui nei cavi isolati in gomma occorre usare rame stagnato).

- Facilità di riutilizzare i rottami.

#### **Leghe di Rame:**

- **Otoni** (Cu-Zn 10 ÷ 35 %) - largamente usati per la loro grande lavorabilità.
- **Bronzi fosforosi** (Cu-Sn 2 ÷ 10 %) – buone proprietà meccaniche e discreta conducibilità elettrica (circa 15 % IACS).
- **Leghe Rame-Berillio** – ottime proprietà meccaniche (carico di rottura 105 ÷ 155 kg/mm<sup>2</sup>) e buona conducibilità elettrica (23 ÷ 26 % IACS); usato per contatti, molle e parti sollecitate a fatica.

#### ❖ **Alluminio [Al]:**

L'alluminio è, allo stato attuale, l'unica seria alternativa al rame come conduttore elettrico nelle applicazioni industriali.

I suoi vantaggi fondamentali sono la leggerezza ed il costo considerevolmente inferiore a quello del rame (l'alluminio è il metallo più diffuso sulla crosta terrestre).

Caratteristiche peculiari dell'alluminio sono:

- Resistività maggiore di quella del rame: a parità di resistenza elettrica la sezione di un conduttore di alluminio è del 65% superiore a quella di un conduttore in rame.
- Caratteristiche meccaniche considerevolmente inferiori a quelle del rame.
- Temperatura di fusione piuttosto bassa (658 °C) e difficoltà di saldatura (dovute all'alta temperatura di fusione dell'ossido, di oltre i 2000 °C).
- Ottime proprietà tecnologiche; in particolare è ottimo per l'ottenimento di forme per fusione o pressofusione.
- Difficoltà di saldatura.
- Metallo molto malleabile, e come tale può essere facilmente sottoposto a tutte le lavorazioni plastiche, sia a caldo che a freddo; tuttavia qualche difficoltà si ha nella trafilatura, per cui non è molto adatto per la realizzazione di fili sottili ottenuti con questo metodo.
- A contatto con l'atmosfera si ricopre di uno strato di ossido isolante (allumina) - il che può essere un vantaggio - che però tende ad incrinarsi.

#### **Leghe di Alluminio:**

- **Aldrey** (Al 98,5-99 % con piccole aggiunte di Si e Mg) – ha una conducibilità elettrica leggermente inferiore (circa 15 %) a quella dell'Al puro, ma una resistenza meccanica molto superiore (carico di rottura 30 ÷ 35 kg/mm<sup>2</sup>) ed una superiore resistenza alla corrosione – Utilizzato soprattutto come conduttore nelle linee aeree.
- **Anticorodal**(Al-Si1%-Mg06%-Mn0,3%) – particolare resistenza alla corrosione, utilizzato per accessori e connessioni di linea.

### **5.2.1. Materiali utilizzati per la conduzione elettrica**

Il materiale più impiegato nelle linee elettriche aeree è l'alluminio e le sue leghe; sotto in (Tab 5.1) sono riportate le principali caratteristiche dell'alluminio e delle sue leghe.

**L'alluminio 1350-H19** ha elevata purezza e viene incrudito mediante lavorazione a freddo (H19=extra-crudo) e viene impiegato per conduttori ACSR e AAC; la sua temperatura massima

di esercizio permanente, determinata dal cedimento delle prestazioni meccaniche “ricottura”, è limitata a 90 [°C].

L’**alluminio 1350-O** è alluminio 1350 ricotto, infatti la lettera O indica che l’alluminio è ricotto completamente; dopo la ricottura la struttura cristallina risulta essere ordinata e possiede una maggior conducibilità elettrica.

Tuttavia ad un incremento di conducibilità elettrica corrisponde una diminuzione della resistenza a trazione, infatti il carico di rottura si va a ridurre di un fattore pari a circa 2,6; inoltre gli incrementi termici influiscono poco sulla resistenza a trazione, infatti la temperatura massima di esercizio risulta essere elevata e pari rispettivamente a 200 [°C] nel caso di regime permanente e a 250 [°C] in condizioni speciali o di emergenza.

**Tab 5.1** – Principali caratteristiche dell’alluminio e delle sue leghe.

Tipologia di Alluminio		Conducibilità [%IACS]	Carico di Rottura [N/mm <sup>2</sup> ]	Temperatura massima di esercizio [°C]	
				Permanente	Emergenza
HD [A1] (Incrudito)	<b>1350-H19</b>	61,2	159 ÷ 200	90	120
FA Fully Annealed (Ricotto)	<b>1350-O</b>	63	59 ÷ 97	200	250
Aldrey	<b>6201-T81</b>	52,5	317 ÷ 331	110	140
TR Thermal Resistant (Termoresistente)	<b>TAL</b>	60	159 ÷ 176	150	180
ETR (Extra Thermal Resistant) (Extra Termoresistente)	<b>ZTAL</b>	60	159 ÷ 176	210	240

L’ **Aldrey** è una lega di alluminio (Al) magnesio (Mg) e silicio (Si) trattata termicamente, infatti la lettera T indica trattamento di tempra; tale lega ha la seguente composizione: magnesio Mg pari 0,5 [%], silicio Si pari a 0,3 [%], ferro Fe pari a 0,2[%] e la rimanente composizione è tutta data da alluminio Al.

Grazie a questa miscela si ha che la conducibilità elettrica si mantiene al 90% rispetto a quella dell’alluminio crudo, ma il carico risulta essere raddoppiato, inoltre tale lega permette di poter operare a temperature superiori di circa 20 [°C] rispetto alla temperatura nel caso di alluminio crudo.

La lega di alluminio **TAL** è termoresistente pur mantenendo le caratteristiche elettriche e meccaniche dell'alluminio crudo, inoltre tale lega presenta una temperatura massima di esercizio più elevata.

La resistenza termica deriva dalla presenza dell'elemento zirconio (Zr), il quale si oppone alla ricristallizzazione dell'alluminio alle alte temperature e quindi va ad interporli/ostacolare la ricottura.

Analogamente considerando la lega di alluminio extra-termoresistente **ZTAL** essa mantiene le medesime caratteristiche della lega di alluminio TAL e quindi simili a quelle dell'alluminio crudo, ma il fenomeno della ricottura si verifica per temperature superiori, con capacità di esercizio fino a 210 [°C] a regime permanente e fino a 240 [°C] in caso di condizioni eccezionali.

### 5.2.2. Materiali utilizzati per il sostegno meccanico

Il materiale più impiegato è l'acciaio e le sue leghe, inoltre per evitare fenomeni corrosivi si va a proteggerli con sottili film .

Sotto viene riportata la (Tab 5.2) in cui sono indicate le principali caratteristiche meccaniche e termiche dell'acciaio e sue leghe.

**Tab 5.2** – Principali caratteristiche dell'acciaio e sue leghe utilizzate per le anime.

<b>Tipologia di Acciaio</b>	<b>Carico di Rottura [N/mm<sup>2</sup>]</b>	<b>Modulo di Elasticità [GPa]</b>	<b>Coefficiente di espansione termica [°C<sup>-1</sup> 10<sup>-6</sup>]</b>
HS [S2] Acciaio Zincato ad Elevata Resistenza Meccanica	1230 ÷ 1320	206	11,5
EHS [S3] Acciaio Zincato ad Extra-Elevata Resistenza Meccanica	1765	162	13,0
Acciaio HS 95% Zinco, 5% Alluminio Bezinal	1520 ÷ 1620	Iniziale 206 Finale 186	11,5
Acciaio EHS Ricoperto con 20,3% All IACS AC AL Clad	1103 ÷ 1344	162	13,0
Acciaio Invar zincato	1030 ÷ 1080	162	2,8 ÷ 3,6

Quando si va ad utilizzare lo zinco come mantello protettivo, si possono avere problemi ad alte temperature, infatti già a 120 [°C] si possono innescare processi che possono andare a minare o addirittura a neutralizzare la zincatura e con essa la protezione dell'anima in acciaio; per tale motivo si tende ad impiegare l'alluminio o sue leghe come protezione alle alte temperature.



L'acciaio Invar è composto da nichel e ferro a basso tenore di carbonio, sebbene la resistenza a trazione vada a diminuire la presenza del nichel fa sì che tale tipologia di acciaio (Invar) possieda un coefficiente di espansione termica pari ad un terzo dell'acciaio zincato.

### 5.3. Conduttori

La scelta dei conduttori rappresenta un punto chiave nella realizzazione di una linea elettrica in quanto essi incidono del 30 % sull'investimento totale; inoltre la scelta ottimale scaturisce da un compromesso fra le proprietà elettriche e meccaniche e fra costo investimento e perdite di energia nell'arco di vita della linea.

I conduttori delle linee elettriche aeree sono solitamente costituiti da fili cilindrici metallici nudi (cioè non rivestiti da materiale isolante), dotati di elevata flessibilità e posti ad una certa distanza dal suolo, quest'ultima risulta essere in funzione della tensione di esercizio della linea. Rare sono oramai le soluzioni che prevedono un unico filo, infatti la maggior parte dei conduttori "corde" sono costituiti da più fili elementari *trefoli* che vengono avvolti elicoidalmente attorno allo strato più interno (anima) in strati sinistrorsi o destrorsi questo perché risultano essere più flessibili e più semplici nelle fasi di tesatura e montaggio.

Il numero di fili che vengono avvolti risulta essere sempre un multiplo di 6, quindi tali corde potranno essere composte da 7 (1 centrale + 6), 13 (1 centrale + 12), 19, ... trefoli elementari.

Inoltre la composizione di un conduttore è indicata attraverso il numero di fili costituenti la corda per il loro diametro espresso in millimetri (esempio 7 x 3,00).

Un buon conduttore deve presentare alcune caratteristiche quali:

- Un basso valore della resistività elettrica in modo da avere una resistenza elettrica ridotta.
- Un basso valore di peso specifico in modo tale da avere un peso totale dei conduttori contenuto.
- Un adeguato valore del carico di rottura meccanico legato agli sforzi a cui il conduttore risulterà essere soggetto.

Al fine di utilizzare la tipologia di conduttore più adeguata per ogni applicazione, andremo a considerare diversi aspetti, in modo particolare porremo particolare attenzione su tali parametri:

- Resistenza Elettrica.
- Resistenza Meccanica.
- Geometria.
- Peso.
- Temperatura di Esercizio.
- Tempo di Vita Utile.
- Portata sia in condizioni ordinarie che speciali.
- Costo.

Quando il conduttore sarà composto interamente da un unico materiale lo andremo a definire come: *conduttore omogeneo*, mentre definiremo *conduttore non-omogeneo* quel conduttore che sarà formato da più materiali differenti fra loro.

Nelle pagine seguenti andremo ad analizzare varie tipologie di conduttore impiegati nelle linee elettriche aeree; questi vari conduttori li andremo a distinguere in due differenti gruppi:

1. Conduttori Operanti a Temperature Inferiori a 100 [°C].
2. Conduttori Operanti a Temperature Superiori a 100 [°C] o anche detti "*HTLS Conductor*".

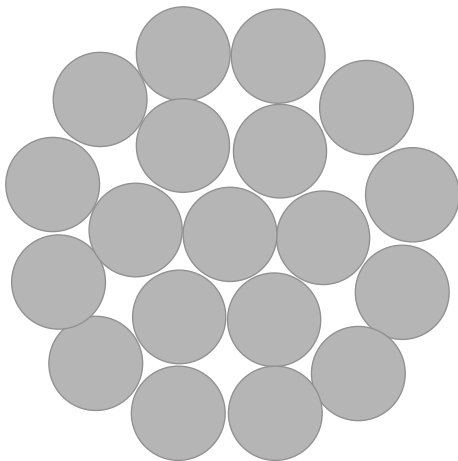
#### 5.4. Conduttori Operanti a temperature inferiori ai 100[°C]

Tradizionalmente si contraddistinguono quattro differenti tipologie di conduttori applicati alle linee elettriche aeree:

- Conduttori Omogenei in rame (utilizzati raramente nelle linee in BT e MT).
- Conduttori Omogenei in alluminio AAC “*All Aluminium Conductor*”.
- Conduttori Omogenei in lega di alluminio AAAC “*All Aluminium Alloy Conductor*”.
- Conduttori Non Omogenei (bimetallici) in alluminio rinforzato con acciaio ACSR. “*Aluminium Conductor Steel Reinforced*”
- Conduttori Omogenei in alluminio rinforzati con lega di alluminio ACAR.

##### 5.4.1. Conduttore omogeneo in alluminio AAC

Il conduttore AAC (Fig 5.2), acronimo di “*All Aluminium Conductor*”, è composto totalmente (omogeneo) da alluminio [Al] ed è molto utilizzato per linee aeree di distribuzione e di trasmissione con campate corte in cui sia richiesto un elevato transito di corrente, inoltre viene utilizzato per la conduzione elettrica delle linee aeree per il loro modesto peso specifico e quindi sia per il loro basso costo, tuttavia risulta essere svantaggioso per caratteristiche meccaniche ed elettriche rispetto ai conduttori omogenei in rame [Cu].

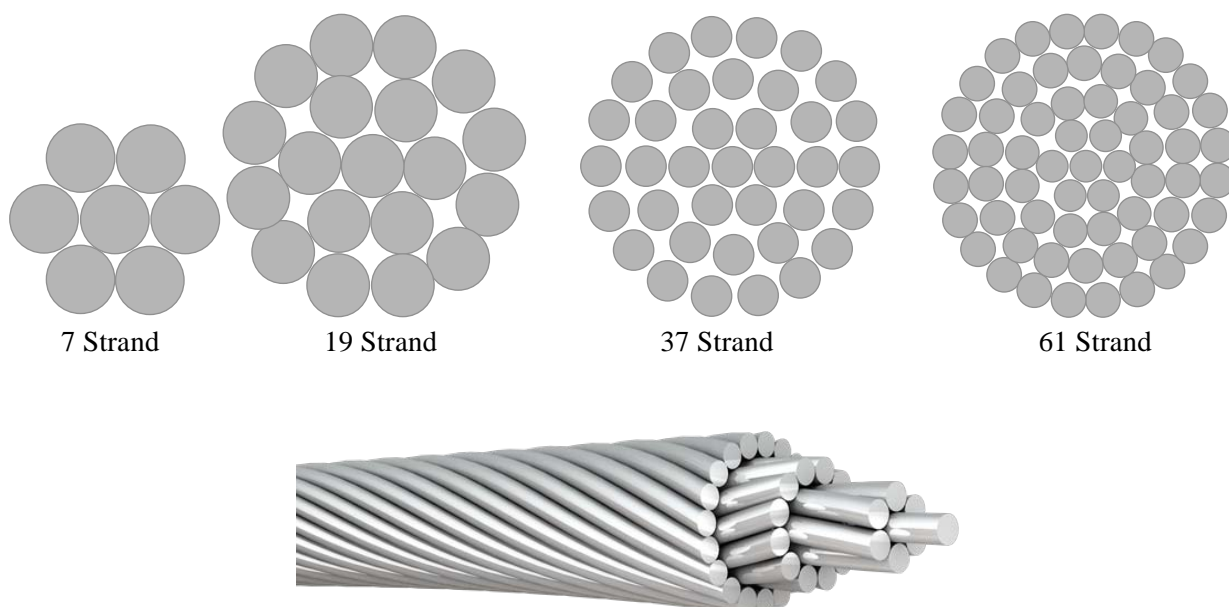


Caratteristiche
<ul style="list-style-type: none"><li>• Buona Resistenza alla corrosione</li><li>• Buona Conducibilità elettrica</li><li>• Moderata Resistenza a trazione</li><li>• Alluminio 99,5% 1350 H19</li><li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 90 [°C]</li><li>• Resistività Max a 20°C: <math>2,8264 \cdot 10^{-5}</math> [<math>\Omega\text{m}</math>]</li><li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6}</math> [<math>1 / ^\circ\text{C}</math>]</li><li>• <b>Buona Conducibilità elettrica: 61,2 % IACS</b></li></ul>

Fig 5.2 - Sezione di un AAC.

Questo conduttore omogeneo è composto da alluminio, con contenuto minimo di esso del 99,5 %, il quale si ossida rapidamente a contatto con l'aria creando un sottile strato “*film*” protettivo di ossido di alluminio  $\text{Al}_2\text{O}_3$ .

Questa corda è composta da un certo numero di trefoli in alluminio ad alta purezza (1350-H19) e con titolo minimo del 99,50 %, la rimanente percentuale di composizione è costituita da ferro [Fe < 0,30 %], da silicio [Si < 0,15%], da rame [Cu < 0,02%] e da altre impurità, le quali sono inferiori allo 0,03 %.



**Fig 5.3** – Composizioni tipiche dell’AAC e corrispondente rappresentazione in tridimensionale.

Tali trefoli sono avvolti elicoidalmente in più strati ad un filo centrale, inoltre il senso di avvolgimento dei trefoli risulta essere invertito strato per strato (Fig 5.3).

L’alluminio viene incrudito a freddo, da questo deriva la sigla (H-19), affinché vengano incrementate le prestazioni meccaniche anche se questo processo ne va a scapito della conducibilità elettrica.

Questi conduttori omogenei vengono utilizzati sia nelle zone urbane, in cui le campate sono brevi, sia nelle zone prossime alla costa a motivo della loro elevata resistenza a corrosione.

Le principali caratteristiche elettriche e meccaniche degli AAC vengono regolamentate dalle Norme CEI, sotto viene riportata la (Tab 5.3 ) in cui sono elencate le caratteristiche dei conduttori omogenei in alluminio AAC secondo Norme CEI-UNEL 01435.

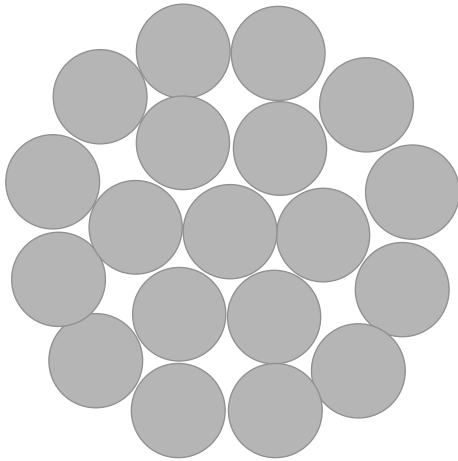
**Tab 5.3** – Tabella CEI-UNEL 01435 per corde di Alluminio Crudo.

Grandezza	N°fili x d n x mm	Sezione Teorica mm <sup>2</sup>	Diametro Esterno mm	Massa Teorica Kg/km	Carico Rottura da N	Resistenza Teorica a 20°C Ω/km
25/7	7 x 2,14	25,18	6,42	68,00	431,0	1,137
35/7	7 x 2,50	34,36	7,5	94,10	575,0	0,8332
50/7	7 x 3,00	49,48	9	135,5	79,0	0,5786
70/19	19 x 2,14	68,34	10,7	188,0	1169	0,4210
95/19	19 x 2,50	93,27	12,5	256,6	1559	0,3085
120/19	19 x 2,90	125,5	14,5	345,3	2003	0,2292
240/37	37 x 2,90	244,4	20,3	673,8	3900	0,1180
500/61	61 x 3,20	490,6	28,8	1355	7285	0,05690
800/61	61 x 4,00	766,5	36,0	2118	10970	0,03770

#### 5.4.2. Conduttore omogeneo in lega di alluminio AAAC

Il conduttore AAAC (Fig 5.4), acronimo di “All Aluminium Alloy Conductor” è un conduttore omogeneo avente trefoli in lega di alluminio-magnesio-silicio (Al-Mg-Si); tale lega viene

anche denominata “Aldrey” (6201-T81) ed è composta in percentuale dai seguenti elementi: 99,1% di alluminio [Al], 0,5% di magnesio [Mg] e da uno 0,4% di silicio [Si].



<b>Caratteristiche</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elevata resistenza alla corrosione</li> <li>• Bassa Conducibilità elettrica</li> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: ~ 100 [°C]</li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6}</math> [ 1 / °C ]</li> <li>• Resistività Max a 20°C per tipo A: <math>3,2840 \cdot 10^{-5}</math> [<math>\Omega\text{m}</math>]</li> <li>• Resistenza Max a 20°C per tipo B: <math>3,2530 \cdot 10^{-5}</math> [<math>\Omega\text{m}</math>]</li> <li>• <b>Conducibilità elettrica ridotta: 52,5 % IACS</b></li> </ul>

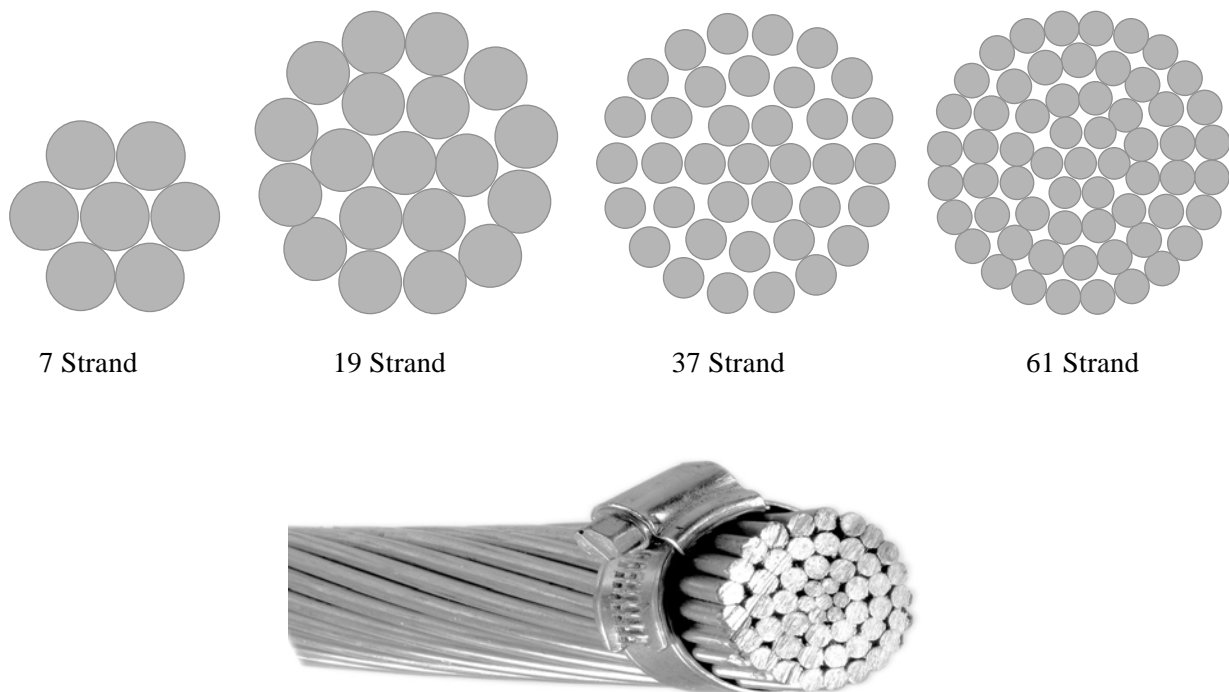
Questa miscela determina una diminuzione del 10% della conducibilità elettrica, ma al tempo stesso si ha che il carico di rottura triplica a causa della presenza del magnesio e del trattamento di tempra (T81).

Il conduttore omogeneo AAAC viene impiegato nelle linee di trasmissione aventi campate modeste in cui è richiesta un'elevata resistenza alla corrosione, oppure sono utilizzati per andar a sostituire i conduttori ACSR; inoltre esso non è di nuova concezione ma è in commercio da molto tempo ed il suo utilizzo nelle linee di vecchia generazione è limitato agli 80 [°C] in analogia con i conduttori ACSR, come detto in precedenza.

Il conduttore omogeneo AAAC viene impiegato nelle linee di trasmissione aventi campate modeste in cui è richiesta un'elevata resistenza alla corrosione, oppure sono utilizzati per andar a sostituire i conduttori ACSR; inoltre esso non è di nuova concezione ma è in commercio da molto tempo ed il suo utilizzo nelle linee di vecchia generazione è limitato agli 80 [°C] in analogia con i conduttori ACSR, come detto in precedenza.

Questa tipologia di conduttori sono caratterizzati dall'avere un miglior rapporto fra la resistenza meccanica e il peso e maggior conduttività elettrica a parità di diametro, rispetto al conduttore omogeneo in alluminio AAC.

Normalmente vengono impiegati nelle zone costiere e nelle aree in cui i fenomeni corrosivi sono molto sentiti.



**Fig 5.5** – Composizioni tipiche dell’AAAC e corrispondente rappresentazione in tridimensionale.

Il vantaggio di questa tipologia di conduttore sta nella considerazione precedente, ovvero il suo vantaggio risiede nel fatto che l’AAAC presenta caratteristiche termiche ed elettriche intermedie fra un conduttore AAC e un conduttore ACSR; infatti questi conduttori omogenei in lega di alluminio possono essere impiegati fino a temperature prossime a circa 100[°C], e anche se questo determina un incremento di soli 20 [°C] rispetto al limite termico convenzionale, si potranno andare a ricavare incrementi significativi di *Ampacity*.

Inoltre questi conduttori presentano un rapporto resistenza a trazione e peso migliore rispetto agli ACSR e qualora l’AAAC venisse impiegato con la medesima percentuale di carico di rottura (RBS %) potrà operare a temperature superiori, incrementare i valori di *Ampacity* e allo stesso tempo non eccedere nell’abbassamento della freccia.

Le principali caratteristiche elettriche e meccaniche degli AAAC vengono regolamentate dalle Norme CEI, sotto viene riportata la (Tab 5.4 ) in cui sono elencate le caratteristiche dei conduttori omogenei in lega di alluminio AAAC secondo Norme CEI-UNEL 01436.

**Tab 5.4** - Tabella CEI-UNEL 01436 per corde in lega alluminio.

Grandezza	N°fili x d n x mm	Sezione Teorica mm <sup>2</sup>	Diametro Esterno mm	Massa Teorica Kg/km	Carico Rottura da N	Resistenza Teorica a 20°C Ω/km
35/7	7 x 2,52	34,91	7,56	95,60	995,0	0,9429
50/7	7 x 3,00	49,48	9	135,5	1410	0,6653
70/19	19 x 2,14	68,34	10,7	188,0	1948	0,4840
95/19	19 x 2,52	94,76	12,6	260,7	2701	0,3491
120/19	19 x 2,90	125,5	14,5	345,3	3577	0,2636
150/37	37 x 2,25	147,1	15,75	405,6	4193	0,2253
185/37	37 x 2,52	184,5	17,64	508,8	5259	0,1797
200/37	37 x 2,60	196,4	18,2	541,6	5599	0,1688
240/37	37 x 2,90	244,4	20,3	673,8	6965	0,1357
300/61	61 x 2,52	304,2	22,68	840,6	8671	0,1092
400/61	61 x 2,90	402,9	26,1	1113	11480	0,08247

### 5.4.3. Conduttore bimetallico in alluminio rinforzato con acciaio ACSR

Il conduttore ACSR (Fig 5.6 a,b), acronimo di “*Aluminium Conductor Steel Reinforced*” è un conduttore non omogeneo in alluminio rinforzato con acciaio, più precisamente è un conduttore bimetallico munito un certo numero di trefoli in acciaio zincato aventi elevata resistenza meccanica (HS), tali trefoli in alluminio 1350-H19 sono avvolti in più strati elicoidalmente ad un filo centrale “*anima*” in acciaio, inoltre il senso di avvolgimento dei trefoli risulta essere invertito strato per strato (analogo agli AAC). La parte in acciaio può variare dal 6% al 40% della sezione del conduttore.

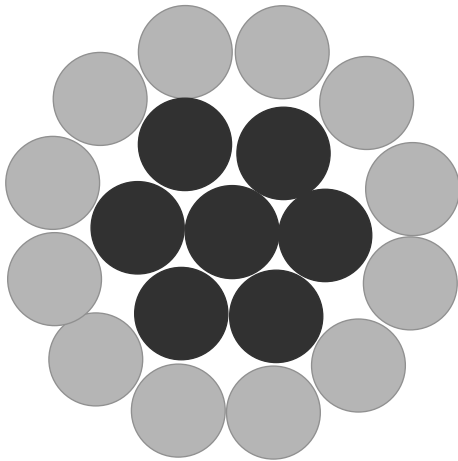


Fig 5.6a – Sezione di un ACSR.



Fig 5.6b – Rappresentazione tridimensionale di un ACSR.

Viene impiegato l'acciaio per costituire l'anima poiché quest'ultimo elemento garantisce la resistenza meccanica del conduttore.

Queste tipologie di conduttori vengono impiegate per linee elettriche aeree di trasmissione, singolarmente per ciascuna fase in AT oppure per fasci in AAT; in Italia le linee risultano essere trinate e in AAT, ovvero si hanno tre conduttori per ciascuna fase, i quali sono disposti ai vertici di un triangolo equilatero con vertice rivolto verso il basso.

Per la determinazione della sezione conduttrice e della resistenza elettrica si andrà a considerare solo la sezione in alluminio, dato che la corrente condotta nell'anima risulta essere di valore trascurabile a causa sia dell'elevata resistività elettrica di quest'ultimo sia a causa dell'effetto pelle, il quale tende a convogliare le correnti nelle zone periferiche della c

Caratteristiche
<ul style="list-style-type: none"><li>• Elevata Resistenza alla corrosione</li><li>• Eccellente resistenza a trazione</li><li>• Moderata Conducibilità elettrica</li><li>• Temperatura Max in esercizio continuo: <math>\sim 75</math> [°C]</li><li>• Coefficiente. Esp. Lineare: <math>11 \cdot 10^{-6}</math> [ <math>1 / ^\circ\text{C}</math> ]</li><li>• <b>Conducibilità elettrica moderata: 61,2 % IACS</b></li></ul>

Data l'elevata resistenza meccanica, questi conduttori vengono impiegati per linee di attraversamento fiumi, linee molto alte rispetto al suolo oppure vengono installati con campate molto lunghe.

Per quanto, invece, concerne le considerazioni meccaniche verranno presi in esame ambedue i materiali, infatti sia la resistenza a trazione che il coefficiente di espansione termica dell'ACSR dipendono da entrambi i materiali.

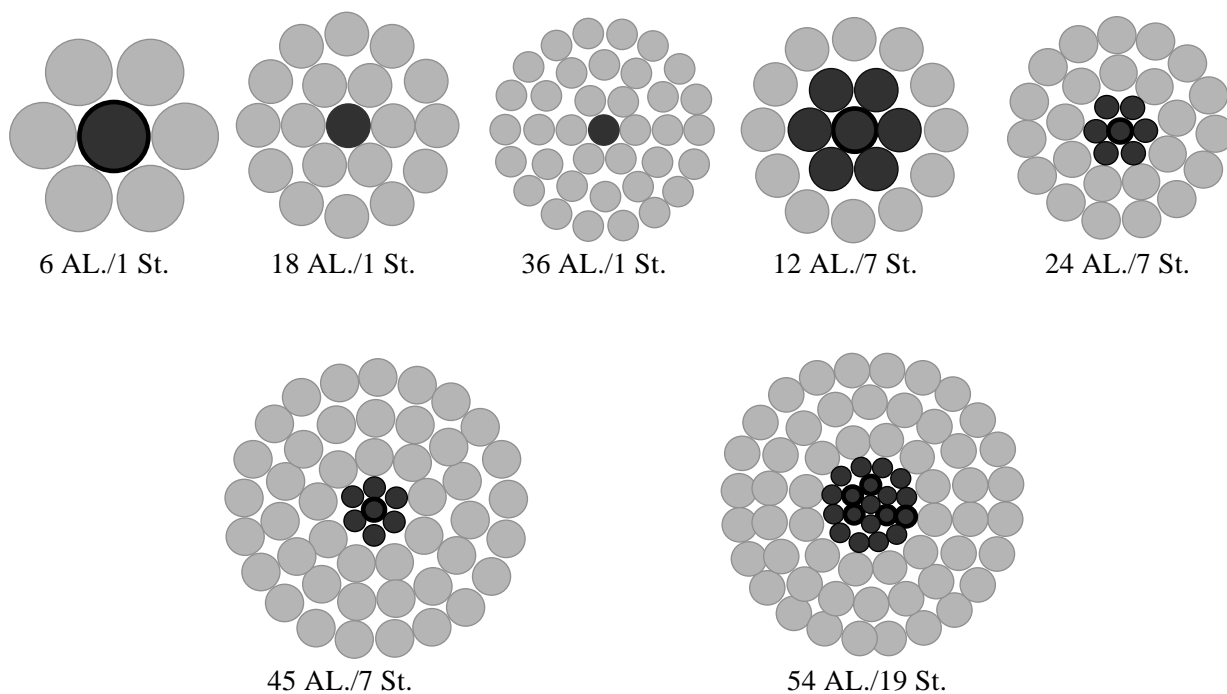


Fig 5.7 – Composizioni tipiche di un ACSR.

Le specifiche generali per questi conduttori non omogenei in alluminio rinforzato con acciaio ACSR sono fissati dalla Norma CEI sotto riportata in (Tab 5.5).

Tab 5.5 – Tabella CEI-UNEL 01434 per corde in alluminio-acciaio.

Grandezza	N° fili x d [n° x mm]		Sezione Teorica [mm <sup>2</sup> ]		φ [mm]	Massa Teorica Totale [kg/km]	Carico di Rottura [daN]	Resistenza Elettrica a 20°C [Ω/km]
	Alluminio	Acciaio	Alluminio	Totale				
42/6 + 1	6 x 3,00	1 x 3,00	42,41	49,48	9	171,5	1613	0,6766
68/12 + 7	12 x 2,68	7 x 2,68	67,69	107,2	13,4	496,3	6135	0,4266
128/26 + 7	26 x 2,50	7 x 1,95	127,6	148,5	15,85	516,2	4909	0,2261
191/26 + 7	26 x 3,06	7 x 2,38	191,2	222,3	19,38	772,0	7122	0,1509
212/30 + 7	30 x 3,00	7 x 3,00	212,0	261,5	21	973,7	9866	0,1362
265/26 + 7	26 x 3,60	7 x 2,80	264,6	307,7	22,8	1068	9752	0,1090
349/30 + 19	30 x 3,85	19 x 2,30	349,2	428,1	26,9	1586	15610	0,08274
382/54 + 7	54 x 3,00	7 x 3,00	381,7	431,2	27	1443	12710	0,07573
416/30 + 19	30 x 4,20	19 x 2,50	415,6	508,9	29,3	1881	18490	0,06952
434/54 + 7	54 x 3,20	7 x 3,20	434,2	490,5	28,8	1641	14060	0,06656
520/54 + 19	54 x 3,50	19 x 2,10	519,5	585,3	31,5	1953	16850	0,05564
629/54 + 19	54 x 3,85	19 x 2,30	628,6	707,5	34,6	2358	20050	0,04598
748/54 + 19	54 x 4,20	19 x 2,50	748,1	841,4	37,7	2801	23770	0,03864
1657/150 + 37	150 x 3,75	37 x 2,68	1657	1866	56,26	6269	53280	0,01758

Per la determinazione del coefficiente di espansione termica e del modulo di elasticità si ricorrerà alle Norme, le quali danno i seguenti valori (Tab 5.6).

**Tab 5.6** – Modulo di elasticità e coefficiente di dilatazione termica degli ACSR.

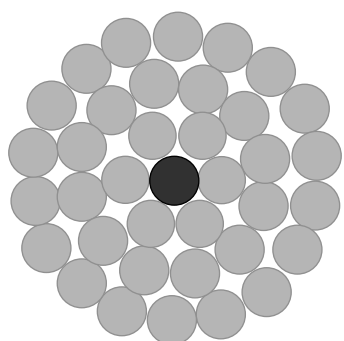
Numero dei Fili		Modulo di Elasticità Finale [kg/mm <sup>2</sup> ]	Coefficiente di Dilatazione Termica [°C <sup>-1</sup> 10 <sup>-6</sup> ]
Alluminio o Lega di Alluminio	Acciaio		
6	1	8100	19,1
6	7	7700	19,8
12	7	10700	15,3
18	19	12300	13,9
18	1	6700	21,2
24	7	7400	19,6
26	7	7700	18,9
28	7	7900	18,4
30	7	8000	18,0
32	19	8200	17,5
54	7	7000	19,3
54	19	6800	19,4

Molto impiegato nelle linee AT e AAT è il conduttore ACSR 520/54+19 in cui come da denominazione è composto da 19 trefoli, mentre la parte conduttrice è costituita da 54.

#### 5.4.4. Conduttori omogeni in alluminio rinforzati con lega di alluminio ACAR

Il conduttore ACAR (Fig 5.8 a,b), acronimo di “*Aluminium Conductor Alloy Reinforced*” è un conduttore in alluminio rinforzato con lega di alluminio e quindi non è un conduttore omogeneo.

Come si vede in figura sotto riportata l'*anima* è costituita da trefoli di lega in alluminio 6201-T81 (*Aldrey*), mentre i trefoli che vanno a comporre il mantello esterno sono in alluminio 1350-H19. Quindi possiamo dire che i conduttori ACAR sono in sostanza dei conduttori ACSR con anima in lega di alluminio anziché in acciaio.



**Fig 5.8a** – Sezione di un ACAR.



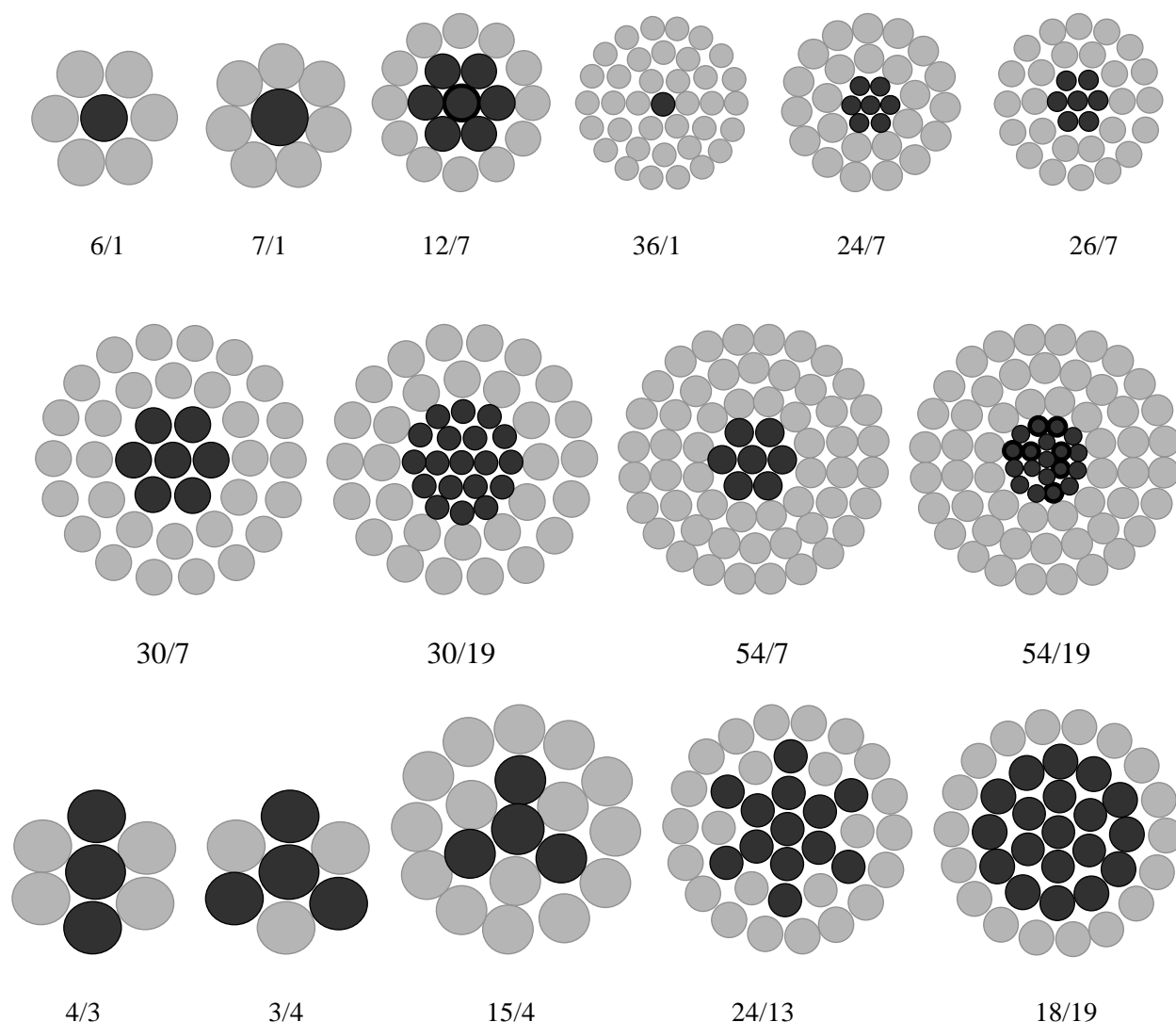
**Fig 5.8b** – Rappresentazione tridimensionale di un ACAR.

Aumentando il numero di trefoli del mantello in alluminio 1350-H19 si va a migliorare la conducibilità elettrica del conduttore, però questo a spese della resistenza a trazione; al contrario all'aumentare della quantità dei trefoli in lega di alluminio 6201-T81 componenti l'anima del conduttore si va a migliorare la resistenza meccanica a scapito della conducibilità.



Caratteristiche
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elevata resistenza alla corrosione</li> <li>• Buona Conducibilità elettrica</li> <li>• Temperatura Max: ~ 100 [°C]</li> <li>• Equilibrio tra prestazioni meccaniche ed elettriche</li> <li>• Coefficiente Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6}</math> [ 1/ °C ]</li> <li>• Resistività Max a 20°C : <math>2,864 \cdot 10^{-5}</math> [Ωm]</li> <li>• <b>Lega Alluminio 6201-T81 (52,5% IACS)</b></li> <li>• <b>Alluminio 1350-H19 (61,5% IACS)</b></li> </ul>

Sotto sono riportate, in (Fig 5.9), le composizioni del conduttore ACAR:



**Fig 5.9** – Composizione tipiche dei conduttori ACAR.

Grazie ai suoi elevati valori di resistenza alla corrosione e alla possibilità di raggiungere un compromesso fra le prestazioni elettriche e meccaniche il conduttore ACAR viene impiegato in linee di trasmissione e distribuzione.

Andiamo a riportare qui sotto due tabelle (5.7. e 5.8), le quali riassumono le caratteristiche dei conduttori visti in precedenza:

**Tab 5.7** – Tipologie di conduttori tradizionali.

<b>TIPOLOGIE DI CONDUTTORI TRADIZIONALI</b>		
<b>Sigla Conduttore</b>	<b>Descrizione</b>	<b>Caratteristiche</b>
AAC	Costituito da uno o più mantelli di Alluminio 1350 temprato H19	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 90°C</li> <li>• Resistività Max a 20°C: <math>2,8264 \cdot 10^{-5} \Omega m</math></li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^\circ C ]</math></li> <li>• Alluminio 99,5% 1350 H19</li> </ul>
AAAC	Costituito da una lega di Alluminio, Magnesio e Silicio denominato Al-Mg-Si	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 90°C</li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^\circ C ]</math></li> <li>• Resistività Max a 20°C per tipo A: <math>3,2840 \cdot 10^{-5} \Omega m</math></li> <li>• Resistenza Max a 20°C per tipo B: <math>3,2530 \cdot 10^{-5} \Omega m</math></li> </ul>
ACSR	Costituito da una corda di acciaio zincato avvolto da uno o più mantelli esterni in Alluminio 1350 H19	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 75°C</li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>11 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^\circ C ]</math></li> </ul>
ACAR	Costituito da una corda avente i fili elementari in lega Al-Mg-Si e uno o più mantelli esterni in Alluminio 1350 H19	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^\circ C ]</math></li> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 90°C</li> <li>• Resistività Max a 20°C : <math>2,864 \cdot 10^{-5} \Omega m</math></li> <li>• Alluminio 99,5% 1350 H19</li> </ul>

**Tab 5.8** – Nuove tipologie di conduttori con materiali tradizionali.

<b>NUOVE TIPOLOGIE DI CONDUTTORI CON MATERIALI TRADIZIONALI</b>			
<b>Sigla Conduttore</b>		<b>Descrizione</b>	<b>Caratteristiche</b>
OMOGENEI	AAC/TW	Come conduttore AAC	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geometria compatta</li> <li>• Restanti caratteristiche uguali a quelle della tipologia tradizionale</li> </ul>
	AAAC	Come conduttore AAAC	Come conduttore precedente
NON OMOGENEI	ACAR/TW	Come conduttore ACAR	Come conduttore precedente
	ACSR/TW	Come conduttore ACSR	Come conduttore precedente

## 5.5. Conduttori con geometria alternativa

Prima di andare ad analizzare i conduttori operanti a temperature superiori a 100 [°C] andremo a trattare brevemente i conduttori con geometria alternativa.

Questa tipologia di conduttori è stata ideata in risposta alle esigenze di aumento dell'Ampacity della linea e alle esigenze di natura meccanica, inoltre le geometrie alternative che andremo a vedere sono applicabili a quasi tutti i conduttori analizzati in precedenza e anche a quelli che andremo a trattare nel seguito, ricordando che la temperatura massima di esercizio dipenderà dal conduttore a cui si andrà ad applicare la geometria alternativa.

### 5.5.1. Conduttori Compatti

Abbiamo detto come una corda possa essere distinta in omogenea o non-omogenea a seconda del fatto che quest'ultima sia composta totalmente da un solo materiale o da due materiali; in ambedue le tipologie la struttura base della corda rimane invariata, infatti essa è sempre costituita da una parte centrale, definita "anima o corpo centrale", e da una parte periferica, costituita da tante corde "trefoli" le quali avvolgono secondo determinati versi l'anima di tale corda, infatti questi trefoli avvolti attorno all'anima vanno a costituire il mantello della corda.

Questo breve riaggancio sulla struttura della corda non è da considerarsi come una ripetizione, ma costituisce la partenza della trattazione e del motivo per cui sono state ideate queste geometrie alternative; infatti se consideriamo una corda avente geometria standard (Fig 5.10) esse sono munite di trefoli di sezione trasversale e di forma circolare, in questo caso si ha che circa l'80% dell'area trasversale dell'intero conduttore risulta essere occupato da materiale utile, mentre la rimanente area, circa un 20%, risulta essere occupata da aria.

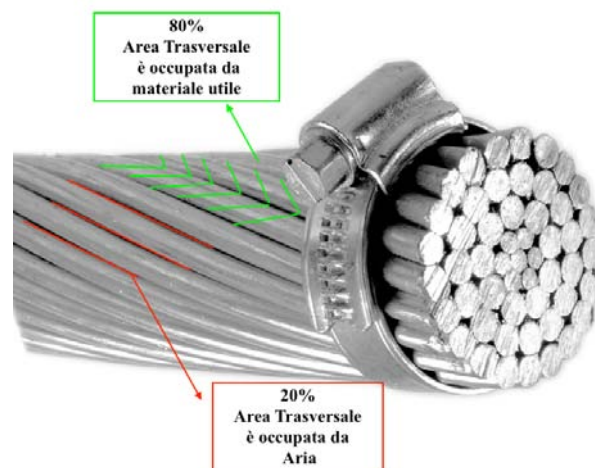


Fig 5.10 – Rappresentazione corda standard.

Se ora andiamo a considerare una corda avente geometria alternativa (Fig 5.11), avremo che andando a variare la forma geometrica dei trefoli si andrà ad incrementare la proporzione di metallo nella sezione; infatti la forma dei trefoli non risulterà essere più circolare ma trapezoidale, da cui ne conseguirà che la denominazione/acronimo del corrispettivo conduttore sarà susseguito dall'acronimo TW "Trapezoidal Wires", quindi per esempio un conduttore omogeneo in alluminio AAC avente geometria alternativa e nello specifico munito di trefoli di forma trapezoidale verrà indicato con la denominazione AAC/TW.

Le motivazioni che risiedono alla base dell'introduzione dei conduttori compatti sta nella volontà di rispondere/soddisfare le esigenze rispettivamente di natura meccanica e all'esigenza di voler aumentare il valore di Ampacity, il quale aumenterà occupando il medesimo spazio; infatti a parità di diametro esterno la sua sezione conduttrice risulterà essere superiore rispetto a quella di un conduttore standard.

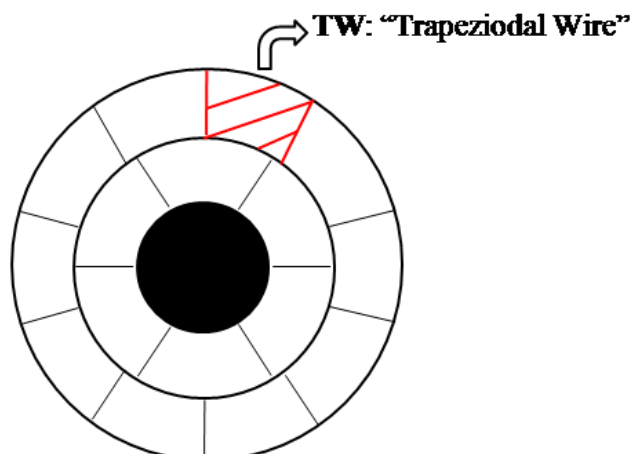


Fig 5.11 – Rappresentazione corda con geometria alternativa.

Inoltre i conduttori TW, a parità di diametro, risultano gravare maggiormente sulla linea (risultano essere più pesanti) rispetto i conduttori tradizionali/standard, ma data la loro maggior compattezza ne derivano elevate resistenze meccaniche.

Quindi quando si andranno a sostituire in una linea conduttori standard con conduttori compatti aventi medesimo diametro si avrà oltre ad un incremento della capacità di trasporto anche un lieve aumento della forza peso applicata sulle strutture di sostegno, tuttavia l'effetti derivanti dal vento e dal ghiaccio non aumenteranno dato che tali effetto sono in funzione del diametro esterno, il quale rimane invariato.

Tuttavia qualora fossimo in presenza di un conduttore non destinato alla conduzione elettrica o munito di corpo centrale "anima" in acciaio si preferirà mantenere i trefoli con forma circolare anziché trapezoidale dato che non andranno ad incidere sulla conducibilità elettrica della corda.



Fig 5.12 – Rappresentazione corda standard.



Fig 5.13 – Rappresentazione corda con geometria alternativa.

### 5.5.2. Fenomeno di "Fretting-Fatigue"

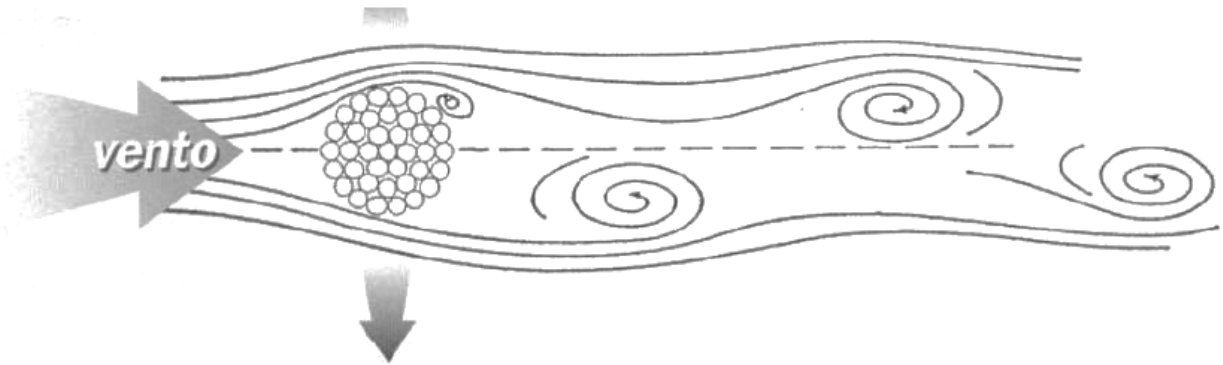
Il trasporto di energia elettrica ad alta tensione viene effettuato in moltissimi casi mediante linee aeree; tali linee sono esposte continuamente all'ambiente esterno più precisamente sono esposte all'aggressione degli agenti atmosferici che si possono verificare.

La conoscenza di questi fenomeni è molto importante per poter effettuare un monitoraggio efficace della linea con conseguenti interventi tempestivi e specifici in modo da ovviare che il danneggiamento possa tramutarsi in un vero cedimento strutturale.

I principali problemi di deterioramento riscontrati su tali linee aeree sono dati: dalla formazione di cricche a causa della fragilità degli isolatori in materiale ceramico, dai fenomeni di corrosione o danneggiamento meccanico dei conduttori in lega metallica per effetto dell'azione dell'ambiente o del vento.

La principale causa di deterioramento in esercizio dei conduttori elettrici è di tipo meccanico ed è da ricondurre a fenomeni di Vibrazione Eolica "Aeolian Vibration" (Fig 5.14), infatti il vento

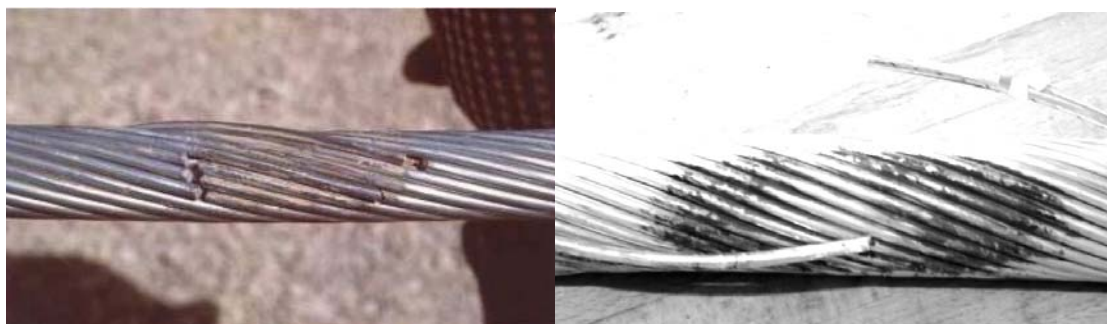
generando vortici di fluido sottopone il conduttore elettrico a forze alternate di sollevamento ed abbassamento o di oscillazioni nel piano orizzontale che inducono vibrazioni meccaniche. Questi movimenti di vibrazione crescono fino a frequenze di risonanza del conduttore, ovvero a valori ( $10 \div 30$  [Hz]) con ampiezza di vibrazione dell'ordine del diametro del conduttore stesso.



**Fig 5.14**– Rappresentazione Aeolian Vibration dei vortici di fluido a cui è sottoposto il conduttore.

Tali vibrazioni inducono sforzi di flessione alternata sul conduttore, che possono variare molto a causa dell'intensità e della durata a seconda della tipologia e dell'intensità dei venti.

In specifiche condizioni l'oscillazione del conduttore può generare fenomeni di “*fretting*” o usura per sfregamento tra i fili, tale fenomeno è marcato in corrispondenza dei morsetti di fissaggio e nel caso in cui le sollecitazioni meccaniche agenti sul conduttore siano elevate esse potranno causare rotture dei singoli fili o portare al cedimento strutturale dell'intero conduttore. Per cercare di ridurre i danneggiamenti causati da tale problematica si possono utilizzare smorzatori di vibrazione “*Spacer Dumpers*”, i quali vengono montati sulla linea elettrica aerea a distanze regolari grazie all'ausilio dei morsetti mediante morsetti oppure mediante l'utilizzo di conduttori auto smorzanti o resistenti alle vibrazioni (paragrafo 5.5.3).



**Fig 5.15**– Effetto di Fretting su un conduttore.

### 5.5.3. Conduttori con elevata resistenza alle vibrazioni SD e VR

Per linee localizzate in aree soggette a forti venti, i quali oltre ad andare a sovraccaricare meccanicamente il conduttore vanno ad indurre delle vibrazioni, vengono impiegati conduttori specifici atti a ridurre le sollecitazioni derivanti dal vento.

Andremo a distinguere rispettivamente due categorie di conduttori:

- Conduttori Auto-Smorzanti SD “*Self-Damping*”.
- Conduttori Resistenti alle Vibrazioni VR o T2 “*Vibration Resistant*”.

❖ **Conduttori Auto-Smorzanti SD:**

I conduttori auto-smorzanti SD “*Self Damping Conductor*” presentano almeno due strati di trefoli a sezione trapezoidale fra i quali vi è intervallato un certo spazio/distanza “Gap”, che ha lo scopo di andare a smorzare le vibrazioni indotte dalla spinta del vento sul conduttore.

Prendiamo per esempio a confronto un ACSR standard, visto precedentemente, e un ACSR/SD, ovvero un conduttore ACSR auto-smorzante; sarà importante andare a capire le proprietà meccaniche peculiari relative al caricamento di trazione di questa seconda tipologia di conduttore rispetto a quella standard analizzata precedentemente. L’ACSR/SD (Fig 5.16) o anche comunemente detto SDC “*Self Damping Conductor*” è munito da un’anima composta da uno o più trefoli in acciaio di forma circolare, tale anima è avvolta da un mantello costituito da due strati di trefoli in alluminio sagomati con forma trapezoidale i quali sono intervallati da un *gap*/spazio di circa 3 [mm] in modo che ogni strato di alluminio non vada a collassare sullo strato sottostante; inoltre questo spazio è progettato appositamente per fornire le caratteristiche auto-smorzanti richieste per contrastare le vibrazioni dovute dal vento.

Questo conduttore permette portate più lunghe, offre una maggior affidabilità ed abbassa il costo totale della linea, inoltre permette una riduzione dell’abbassamento della linea stessa.

Questa tipologia di conduttore auto smorzante è molto efficace per la riduzione della vibrazione eolica sulle linee di trasmissione.

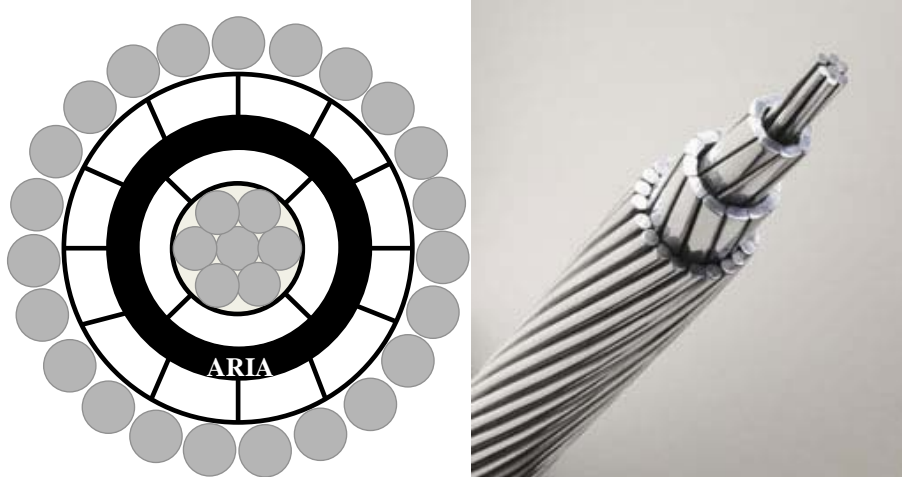


Fig 5.16– Rappresentazione corda ACSR/SD.

❖ **Conduttori resistenti alle vibrazioni VR:**

I conduttori resistenti alle vibrazioni VR (Fig 5.17) “*Vibration Resistant Conductor*” presentano due conduttori con geometria tradizionale, ovvero con sezione circolare, i quali sono affiancati ed avvolti elicoidalmente ed aventi passo lungo circa 3 [m].

Nel caso specifico di un conduttore ACSR/VR abbiamo che ciascuno dei due conduttori è un conduttore bimetallico munito di un certo numero di trefoli in acciaio zincato aventi elevata resistenza meccanica (HS), tali trefoli in alluminio 1350-H19 sono avvolti in più strati elicoidalmente ad un filo centrale “*anima*” in acciaio, inoltre il senso di avvolgimento dei trefoli risulta essere invertito strato per strato.

In questi conduttori la resistenza alle sollecitazioni del vento è dovuta alle sue caratteristiche aerodinamiche, inoltre a causa del loro profilo non uniforme i vortici d'aria derivanti dall'impatto con il vento andranno a ridursi attenuando così le spinte e le vibrazioni indotte sul conduttore.

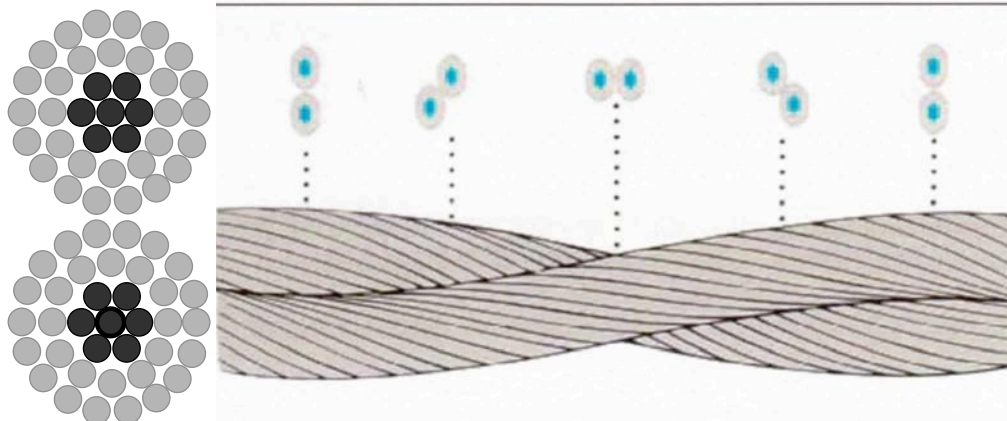


Fig 5.17– Rappresentazione corda ACSR/VR.

### 5.6. Conduttori operanti a temperature superiori a 100 [°C] o “HTLS Conductors”

La maggior parte dei conduttori nudi, installati nelle linee aeree di trasmissione, sono composti circa nell'80% dei casi da alluminio incrudito 1350-H19 in più strati elicoidali avvolti attorno ad un'anima costituita da uno o più fili di acciaio zincato; inoltre variando le dimensioni dell'anima/nucleo in acciaio zincato la resistenza a trazione e il modulo di elasticità di un conduttore ACSR varierà in un intervallo da 3 a 1.

Come abbiamo visto le proprietà meccaniche ed elettriche di ACSR (e tutti i conduttori di alluminio quali AAC, AAAC e ACAR) sono piuttosto stabili nel tempo fino a quando la temperatura dei trefoli alluminio rimane inferiore a 100 ° [C], infatti una volta superata suddetta temperatura i trefoli in alluminio incrudito 1350-H19 cominciano a perdere resistenza alla trazione.

Il comportamento abbassamento-temperatura del conduttore è in dipendenza delle dimensioni del nucleo in acciaio, infatti a temperature moderate il tasso di dilatazione termica di un ACSR è compresa fra quella dell'acciaio (11,5 micro-strain<sup>1</sup> per °C) e quella dell'alluminio (23 microstrain per °C).

Ad esempio considerando un conduttore ACSR-Drake la sua dilatazione termica è pari a 18,9 micro-strain per °C fintanto che la temperatura di ginocchio del conduttore risulta essere inferiore agli 80 [°C], qualora si superasse tale temperatura di ginocchio la dilatazione termica di un qualsiasi conduttore ACSR è rappresentata da quella del solo acciaio (11,5 micro-strain per °C).

Con l'acronimo **HTLS** si intende tutti quei “Conduttori ad Alta-Temperatura e Basso-Abbassamento “Sag”), tale sigla inoltre riassume le principali caratteristiche di questi conduttori ovvero essi sono impiegati nel caso di elevate temperature e possono operare per periodi di esercizio prolungati senza perdere la propria resistenza a trazione, senza deteriorarsi meccanicamente, elettricamente o chimicamente e determinando un basso *Sag*; ovviamente ogni

<sup>1</sup>Unità Strain: rappresenta la quantità di deformazione per unità di lunghezza di un determinato oggetto quando ad esso viene applicato un carico. Lo Strain viene calcolato come rapporto fra la deformazione totale della lunghezza originale e la lunghezza originale (L):

$$\text{Strain} = \frac{\Delta L}{L} \rightarrow \text{Micro - Strain} = \text{Strain} \cdot 10^6$$

conduttore HTLS presenterà dei vantaggi e degli svantaggi, che andremo a descriverli nelle prossime pagine.

Andremo ad analizzare le varie tipologie di conduttori operanti a temperature superiori a 100 [°C] ed in particolare:

- Conduttore TACSR e (Z)TACSR
- Conduttore GTACSR oppure (Z)GTACSR
- Conduttore TACIR oppure (Z)TACIR
- Conduttore ACSS e ACSS/TW
- Conduttore ACCR
- Conduttore ACCC

Alcuni di questi conduttori risulteranno essere simili ai conduttori tradizionali ACSR, ma andranno diversamente da quest'ultimi ad impiegare materiali termoresistenti o in alcuni casi conduttori; inoltre garantiranno elevati valori di *Ampacity*.

Andiamo a riportare in (Tab 5.9) i vari conduttori operanti a temperature superiori di 100 [°C]:

**Tab 5.9** – Nuove tipologie di conduttori con materiali non tradizionali.

<b>NUOVE TIPOLOGIE DI CONDUTTORI CON MATERIALI NON TRADIZIONALI</b>			
<b>Sigla Conduttore</b>		<b>Descrizione</b>	<b>Caratteristiche</b>
<b>OMOGENEI</b>	<b>ACSS</b> "Aluminium Conductor Steel Supported",	Costituito da una corda avente fili elementari in acciaio zincato rinforzato ricoperto da uno o più strati esterni in alluminio ricotto 1350-0	<i>Alluminio 1350-0:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 250°C</li> <li>• Resistività Max a 20°C: <math>2,73 \cdot 10^{-5} \Omega m</math></li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^\circ C ]</math></li> </ul> <i>Acciaio zincato:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 340°C</li> <li>• Coeff. Esp. Lineare : <math>11,5 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^\circ C ]</math></li> </ul>
	<b>TACSR</b> "(Z)Tal Aluminium Conductor Steel Reinforced"	Costituito da una corda avente fili elementari in acciaio zincato ricoperto da uno o più strati esterni in lega di alluminio e zirconio ad alta resistenza termica tipo TA1	<i>Legha alluminio ( Al+Zr ):</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 150°C</li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^\circ C ]</math></li> <li>• Temperatura Max emergenza: 180 °C</li> <li>• Resistività Max a 20°C: <math>2,8740 \cdot 10^{-5} \Omega m</math></li> </ul>



<b>NON OMOGENEI</b>	<b>ZTACIR</b> “(Z)Tal Aluminium Conductor Invar Reinforced”	Costituito da un corda avente fili elementari in Invar zincato ricoperto da uno o più strati esterni in lega di alluminio e zirconio ad alta resistenza termica di tipo ZTA1	<i>Lega di Invar ( Fe + Ni ):</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 210 °C</li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^\circ C ]</math></li> <li>• Temperatura Max emergenza: 240 °C</li> <li>• Resistività Max a 20°C: <math>2,8740 \cdot 10^{-2} \Omega m</math></li> </ul>
	<b>XTACIR</b> “(X)Tal Aluminium Conductor Invar Reinforced”	Costituito da una corda avente fili elementari in Invar zincato ricoperto da uno o più strati esterni in lega di alluminio e zirconio ad alta resistenza termica di tipo XTA1	<i>Lega di Alluminio ( Al+Zr ):</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^\circ C ]</math></li> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 230 °C</li> <li>• Temperatura Max emergenza: 310 °C</li> <li>• Resistività Max a 20°C: <math>2,9730 \cdot 10^{-5} \Omega m</math></li> </ul> <i>Lega di Invar ( Fe+Ni ):</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>2,8 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^\circ C ]</math> per <math>t &lt; 90^\circ C</math></li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>3,6 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^\circ C ]</math> per <math>t &gt; 90^\circ C</math></li> </ul>

### 5.6.1. Conduttore ACSS e ACSS/TW

Il conduttore ACSS (Fig 5.18 e 5.19) indica un conduttore in alluminio supportato con acciaio “*Aluminium Conductor Steel Supported*”, esso è munito di un’anima in acciaio ad elevata resistenza meccanica avvolta da uno o più conci, componenti il mantello, in alluminio ricotto (1350-0).

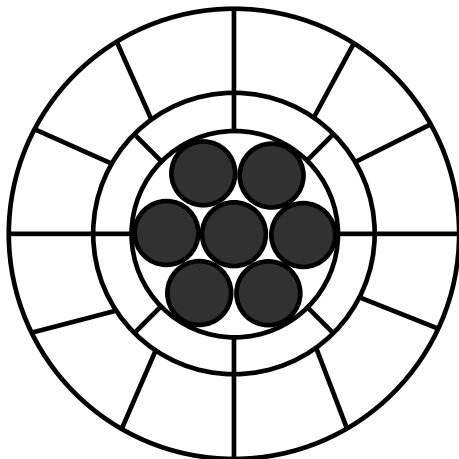


Fig 5.18 – Sezione di un ACSS/TW.

Fig 5.19 – Rappresentazione tridimensionale di un ACSS/TW.

Questo conduttore HTLS è stato inventato nel 1960 ed è largamente venduto in Nord-America da oltre 30 anni. L’ACSS è generalmente disponibile nel mercato in tre modalità:

1. ACSS : conduttore standard.
2. ACSS/TW : conduttore compatto.

### 3. ACSS/SD e ACSS/VR: resistente alle vibrazioni.

L'acciaio, che compone l'anima del conduttore può essere acciaio HS, ovvero acciaio zincato ad elevata resistenza meccanica, e viene coperto da un mantello protettivo in alluminio, generalmente si utilizza per il ricoprimento protettivo lega di alluminio.

Dato che l'alluminio è ricotto (1350 – 0) risulterà essere più fragile rispetto a quello incrudito e ne conseguirà che sebbene la calettatura e l'installazione dei conduttori ACSS o degli ACSS/TW non sia molto più complicata rispetto a quella degli ACSR, bisognerà maneggiarli con cura ed evitare che durante la fase di installazione non vengano trascinati sul nudo terreno, su rocce, ecc.; inoltre si avrà che la resistenza a trazione dell'ACSS risulterà essere ridotta rispetto a quella dell'ACSR di una quantità relazionata alla composizione della corda, in generale si ha una riduzione del 35% per corde 45/7, del 17% per corde 30/7 e solo del 10% per corde 26/7.

Tale riduzione della resistenza a trazione potrà essere azzerata andando ad impiegare acciaio zincato ad elevata resistenza meccanica [Acc HS] oppure utilizzando una sezione dell'anima in acciaio maggiore o utilizzando ambedue le soluzioni.

Questo conduttore presenta alcuni vantaggi quali: può funzionare ad elevate temperature senza alterare le proprie caratteristiche meccaniche; in presenza di elevate temperature l'abbassamento risulta essere inferiore rispetto a quello presentato negli altri conduttori; l'abbassamento finale "Final Sag" non è influenzato dallo scorrimento dell'alluminio nel lungo termine; inoltre presenta caratteristiche di auto-smorzamento migliori e un grado di resistenza superiore alle vibrazioni e quindi alla trazione; inoltre presenta un'eccellente conducibilità elettrica 63 % IACS.

Un altro enorme vantaggio che possiede questo conduttore consiste nell'elevata temperatura di esercizio dell'alluminio ricotto (1350-0), in aggiunta ad un valore limitato del coefficiente di espansione termica una volta superata la temperatura di ginocchio, da cui ne deriva un incremento del valore di Ampacity importante, ma mantenendo un abbassamento "Sag" contenuto.

I morsetti di serraggio muniti di mascelle "Parallel Jaw Grip" (Fig 5.20) dovranno essere dimensionati in relazione al diametro del conduttore, inoltre la superficie del morsetto dovrà essere pulita in modo da poter ovviare qualsiasi distorsione del filo.



**Fig 5.20** – Rappresentazione di un morsetto di serraggio con mascella "Parallel Jaw Grip".

Caratteristiche	Vantaggi
<p><i>Alluminio 1350-0:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 250°C</li> <li>• Resistività Max a 20°C: <math>2,73 \cdot 10^{-5}</math> [Ωm]</li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6}</math> [ 1 / °C ]</li> </ul> <p><i>Acciaio zincato:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 340[°C]</li> <li>• Coeff. Esp. Lineare : <math>11,5 \cdot 10^{-6}</math> [ 1 / °C ]</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Eccellente conducibilità elettrica: 63% IACS</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Piccole perdite di linea</li> <li>• Vibrazioni eoliche ridotte</li> <li>• Costi limitati</li> <li>• Resistenza alla trazione discreta</li> <li>• Assenza di Creep</li> <li>• Bassa Freccia ad alte temperature</li> <li>• Portata corrente incrementata fino a 150%</li> <li>• Temperatura di lavoro in continuo fino a: 200 [°C]</li> <li>• Proprietà meccaniche simili all'ACSR e all'AAAC</li> </ul>

Di seguito viene riportata in (Tab 5.10) una comparazione fra conduttore ACSR e conduttore ACSS:

**Tab 5.10** – Comparazione fra un ACSS e un ACSR.

Tipo Conduttore	Materiale Conduttore	Tipo Acciaio e Ricoprimento	Sezione [mm <sup>2</sup> ]	ϕ [mm]	Carico di Rottura [ $\frac{n}{mm^2}$ ]	Forza Peso [N/m]	Resistenza a 20 °c [Ω/km]	I <sub>AMPACITY</sub> Nel caso sfavorevole [A]
<b>ACSR 520/54+19 (IACSR 61,2%)</b>	1350-H19	Acc HS zincato	585,33	31,55	287,9	19,16	0,05564	520 (80°C)
<b>ACSS “Cardinal” (IACSR 63%)</b>	1350-0	Acc HS zincato	483,2	30,4	239,6	17,92	0,04971	2500 (200°C)

### 5.6.2. Conduttore G(Z)TACSR “Gap Type”

Il conduttore G(Z)TACSR (Fig 5.21) indica un conduttore in lega di alluminio(Z)TAL rinforzato con gap “*Gap Type Super Thermal ACSR*”; tali conduttori vengono anche indicati con “*Gap Type*” perché questa famiglia di conduttori è costruita con una geometria particolare, infatti tra l’anima in acciaio zincato ad elevata resistenza meccanica [Acc HS] e il mantello, costituito da trefoli trapezoidali e circolari, in alluminio (lega particolare di All-Zr ad alto limite termico) TAL o ZTAL vi è interposto un piccolo “*Gap*” di circa 3 [mm], ovvero fra l’anima e il mantello vi è un piccolo spazio che viene riempito di uno speciale grasso, che permette lo scorrimento dei mantelli esterni in alluminio sull’anima in acciaio, diminuendo l’attrito fra l’anima interna di sostegno e la parete interna della camicia di alluminio, inoltre rende il conduttore idroscopico cioè impedisce la penetrazione di umidità. In questo modo i mantelli conduttrici potranno compiere “piccoli” movimenti assiali, scorrendo sull’anima interna (vd Fig 5.23). Questo grasso inserito nel gap sarà resistente al calore, affinché, come detto pocanzi, venga ridotto l’attrito fra il nucleo e il mantello.

In nuovi modelli dei conduttori “*Gap Type*” presentano un design costituito da trefoli esterni di forma trapezoidale in modo da poter mantenere la corda compatta, minimizzare la resistenza elettrica ed aumentare l’area della sezione trasversale del mantello in alluminio.

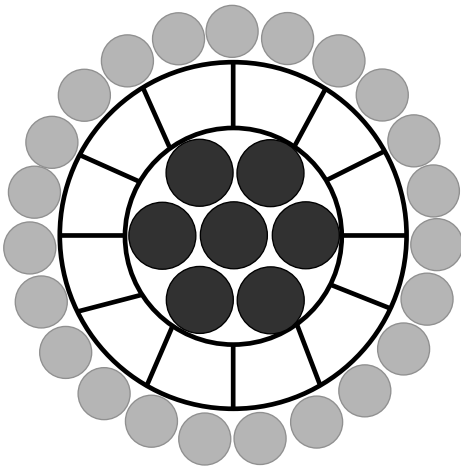


Fig 5.21 – Sezione di un G(Z)TACSR.



Fig 5.22 – Rappresentazione tridimensionale di un G(Z)TACSR.

Il corpo centrale “*anima*” del conduttore in acciaio è rinforzato questo per aumentare il fattore di sicurezza, dato che il nucleo dovrà sopportare l’intero carico di trazione ad alta temperatura. Qualora avessimo un conduttore G(Z)TACSR vuol dire che avremo un conduttore “*Super Gap Type*” ovvero un super (Z) conduttore ACSR in alluminio resistente al calore con un tasso maggiore di zirconio; qualora avessimo composizione (Al-Zr) vorrà dire che avremo un conduttore ACSR in lega di alluminio ad elevata resistenza con anima in acciaio zincato.

Caratteristiche	Vantaggi
<p><i>Lega alluminio ( All+Zr ):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 150[°C]</li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6}</math> [ 1 / °C ]</li> <li>• Temperatura Max emergenza: 180 [°C]</li> <li>• Resistività Max a 20°C: <math>2,8740 \cdot 10^{-5}</math> [Ωm]</li> </ul> <p>• <b>Buona Conducibilità elettrica: 60% IACS</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Indipendenza fra anima e mantello</li> <li>• Punto di Ginocchio alla temperatura di installazione</li> <li>• Proprietà meccaniche simili all’ACSR</li> <li>• Portata di corrente aumentata fino al 200%</li> <li>• Temperatura di lavoro in continuo: 210 [°C]</li> <li>• Costi limitati</li> <li>• Bassa freccia ad alte temperature</li> </ul>

Con una piccola aggiunta di [Zr] zirconio durante la fase di fusione dell’alluminio deriverà un significativo miglioramento delle caratteristiche attuali di carico e di ricottura; infatti un G(Z)TACSR può funzionare continuamente a 210 ° C senza perdite di resistenza alla trazione.

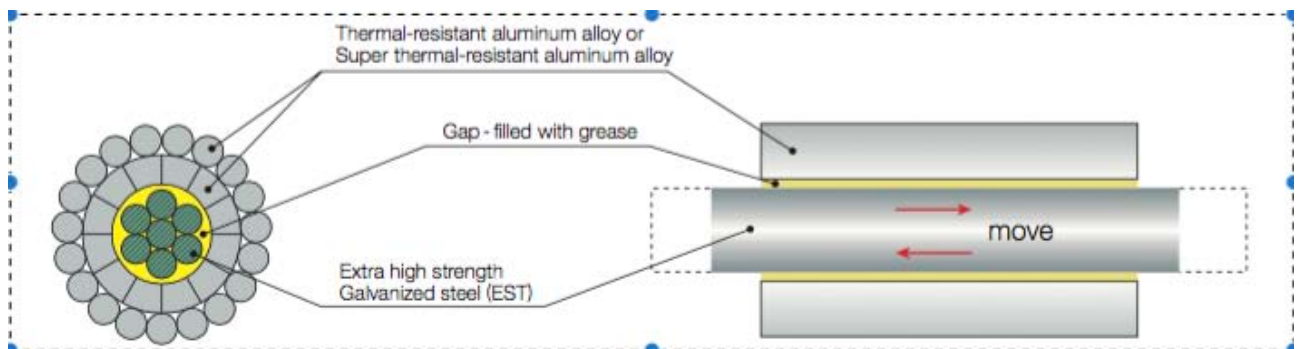


Fig 5.23 – Spiegazione del conduttore Gap Conductor.

Durante la fase di installazione di questi conduttori viene seguita una procedura speciale, infatti il conduttore viene installato in maniera tale che il carico meccanico vada a gravare solo sull’anima in acciaio zincato ad elevata resistenza meccanica [Acc HS], che verrà bloccato

mediante un morsetto di serraggio; inoltre questa tecnica di installazione è differente da quella impiegata per i conduttori ACSR standard, però le giunzioni di compressione e morsetti di sospensione imbullonati sono simili. Inoltre, per garantire la corretta esecuzione di questo conduttore, un particolare tipo di morsetto hardware di sospensione deve essere installato in ogni tre campate di sospensione.

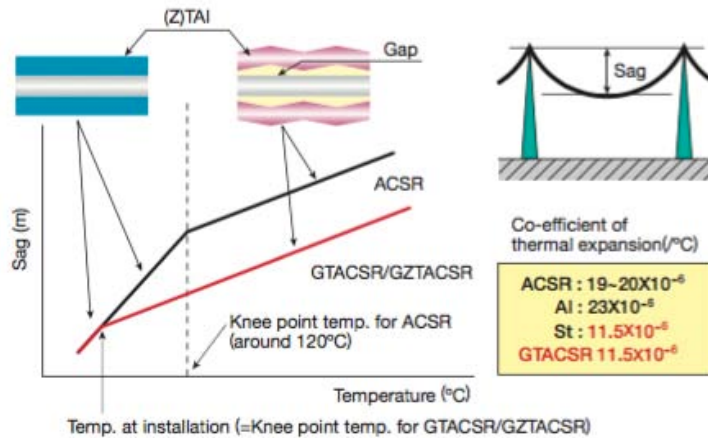
La corretta installazione prevede che i trefoli di alluminio non siano sottoposti a trazione e per tale motivo la fase di installazione di questa particolare tipologia di conduttori risulterà essere più laboriosa rispetto ai conduttori tradizionali.

Il particolare design e il maggior valore di capacità di questi conduttori “*Gap Type*” richiederanno l’utilizzo di componenti e strumentazioni apposite. Alcuni esempi degli accessori utilizzati per la procedura al termine sono riportati in (Fig 5.24) in cui si vede come l’operatore vada a separare i fili di alluminio con l’anima in acciaio, questo perché l’anima è responsabile dell’esecuzione del 100% del carico di trazione del conduttore, inoltre verranno utilizzati dei morsetti dead-end (Fig 5.25), i quali verranno opportunamente dimensionati e risulteranno essere di dimensioni maggiori rispetto quelli impiegati negli ACSR.



**Fig 5.24** – Fase di rimozione dei fili al termine. **Fig 5.25** – Morsetti dead-end.

Diversamente dai conduttori ACSR, i conduttori “*Gap Type*” devono essere installati in maniera tale che gli strati di alluminio vengano compressi così da tenere solamente il nucleo in acciaio sotto tensione in maniera di ottenere un abbassamento contenuto; infatti dato che il valore del coefficiente di espansione termica proprio dell’anima in acciaio zincato ad elevata resistenza meccanica [Acc HS] risulta essere inferiore rispetto a quello del mantello in alluminio, circa la metà, si avranno abbassamenti molto contenuti, nello specifico consideriamo la (Fig 5.26) in cui vediamo come al momento dell’abbassamento “*sag*” tutta la trazione sarà applicata al nucleo in acciaio, da ciò conseguirà che le caratteristiche di dilatazione termica del GTACSR e del G(Z)TACSR saranno date da quelle del nucleo. Il coefficiente di espansione del nucleo in acciaio è pari a  $11,5 \cdot 10^{-6} [^{\circ}C^{-1}]$ , che corrisponde a circa la metà del rispettivo coefficiente di espansione dell’ACSR :  $20 \cdot 10^{-6} [^{\circ}C^{-1}]$ ; quindi i “*Gap Type*” presentano una miglior dilatazione termica rispetto agli ACSR, quindi potranno mantenere piccoli abbassamenti “*sag*” in caso di elevate temperature.



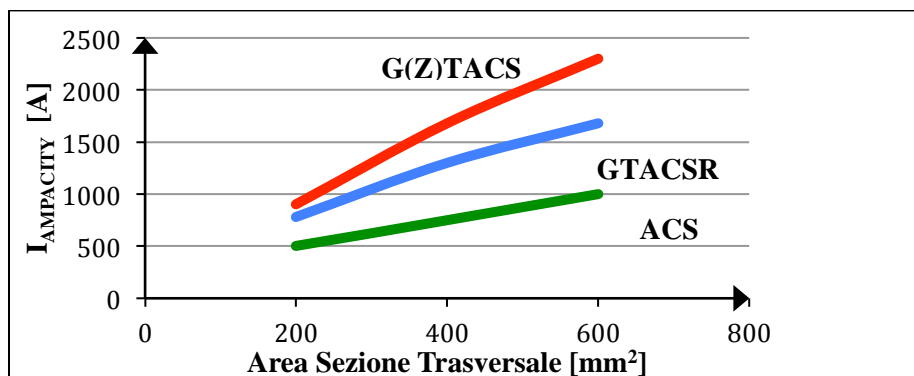
**Fig 5.26** – Considerazioni fra CASR e G(Z)TACSR.

In un primo momento il conduttore viene tesato fino al raggiungimento della freccia di posa, quindi si vanno a chiudere i morsetti potì sui punti di sospensione della campata in moda da andare a vincolare solo l'anima d'acciaio; prima di serrare anche i mantelli in alluminio essi verranno rilasciati o compressi dai punti di sospensione verso la campata, in maniera tale da ovviare le sollecitazioni a trazione.

In questa maniera il valore della temperatura di ginocchio del conduttore risulterà coincidente con la temperatura di posa permettendo così al conduttore di abbassarsi solo secondo le proprietà meccaniche dell'anima in acciaio fin dalla temperatura ambiente.

Dal grafico (Fig 5.27) possiamo vedere alcune caratteristiche di questi conduttori:

- Conduttori **GTACSR** possono trasportare valori di corrente 1,6 volte superiori rispetto ad un conduttore ACSR standard con medesime dimensioni.
- Conduttori **G(Z)TACSR** possono trasportare valori di corrente 2 volte superiori rispetto ad un conduttore ACSR standard con medesime dimensioni.



**Fig 5.27** – Andamento dei conduttori G(Z)TACSR e ACSR in funzione dell'Area sezione trasversale ed Ampacity..

### 5.6.3. Conduttore (Z)TACIR

Il conduttore (Z)TACIR (Fig 5.28) indica un conduttore in lega di alluminio (TAL o ZTAL) rinforzato con acciaio Invar, inoltre presenta medesimo design dell'ACSR, ma differisce per i materiali impiegati, infatti il nucleo è composto da trefoli in lega Invar [ Fe + Ni ] ad alta resistenza, invece di trefoli di acciaio convenzionale, mentre il mantello è composto da uno o più trefoli di lega di alluminio extra-termoresistente (Z)TAL.

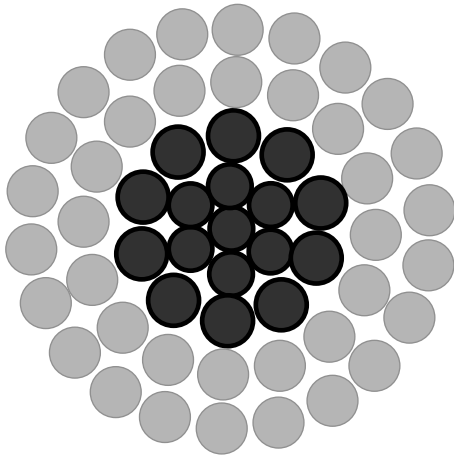


Fig 5.28 – Sezione (Z)TACIR.



Fig 5.29 – Rappresentazione tridimensionale (Z)TACIR.

Invar è una lega composta dal 64% di ferro [Fe] e dal 36% di nichel [Ni], inoltre esso viene protetto dai fenomeni corrosivi mediante zincatura fino ad una temperatura di esercizio prossima ai 150 [°C], dopo di che si preferisce usare miscele Benzinal o leghe di alluminio depositate, le quali oltre a garantire protezione vanno a incrementare la conducibilità elettrica della corda.

Il nichel [Ni] possiede un coefficiente di dilatazione lineare termica piccolo, che è praticamente invariabile con il calore; quindi questa struttura offre eccellenti prestazioni di controllo abbassamento ad alta temperatura oltre il punto ginocchio.

Questa tipologia di conduttori presenta una temperatura massima di esercizio in continuo di 210 [°C] e può trasportare circa il doppio della capacità che il conduttore ACSR è in grado di trasportare. Il coefficiente di espansione termica del filo Invar si attesta su un intorno di valori:  $(2,8 \div 3,6 \cdot 10^{-6} [^{\circ}C^{-1}])$ , che corrisponde ad un terzo del valore del coefficiente di espansione termica del filo in acciaio zincato utilizzato nei conduttori ACSR e (Z)TACSR, da ciò ne deriva degli abbassamenti “gap” contenuti.

Inoltre la resistenza del filo Invar pari a 1080 [MPa] è inferiore rispetto a quella del filo di acciaio zincato e la resistenza alla trazione del conduttore è dell'8% inferiore rispetto a quella dell'ACSR. Altro vantaggio è che il metodo di posa/cordatura non richiede particolari accortezze di installazione, al contrario del G(Z)TACSR, infatti è identico a quello utilizzato per l'ACSR.

Caratteristiche	Vantaggi
<p><i>Lega di Invar ( Fe + Ni ):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura Max in esercizio continuo: 210 [°C]</li> <li>• Coeff. Esp. Lineare: <math>23 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^{\circ}C ]</math></li> <li>• Temperatura Max emergenza: 240 [°C]</li> <li>• Resistività Max a 20°C: <math>2,8740 \cdot 10^{-2} [\Omega m]</math></li> <li>• <b>Buona Conducibilità elettrica: 60%</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coefficiente di dilatazione termica basso</li> <li>• Proprietà meccaniche simili all'ACSR</li> <li>• Portata di corrente aumentata fino al 200%</li> <li>• Temperatura di lavoro in continuo: 210 [°C]</li> <li>• Resistenza alla corrosione elevata</li> <li>• Resistenza alla trazione buona</li> <li>• Bassa freccia ad alte temperature</li> </ul>

#### 5.6.4. Conduttore (Z)TACSR

Il conduttore (Z)TACSR (Fig 5.30) è un conduttore in lega di alluminio (Z)TAL rinforzato con acciaio ed composto da un'anima in acciaio zincato ad elevata resistenza meccanica [Acc HS] e circondato da trefoli in lega di alluminio termoresistente [TAL] o con trefoli in lega di alluminio extra-termoresistente [ZTAL], rispettivamente deriveranno i seguenti acronimi TACSR, nel primo caso, e ZTACSR per il secondo.

Sostanzialmente un (Z)TACSR è un conduttore ACSR che differisce solo per la composizione dei trefoli, infatti nel ACSR i trefoli erano in alluminio incrudito 1350-H19, mentre in questa tipologia di conduttori il mantello è in lega di alluminio ZTAL.

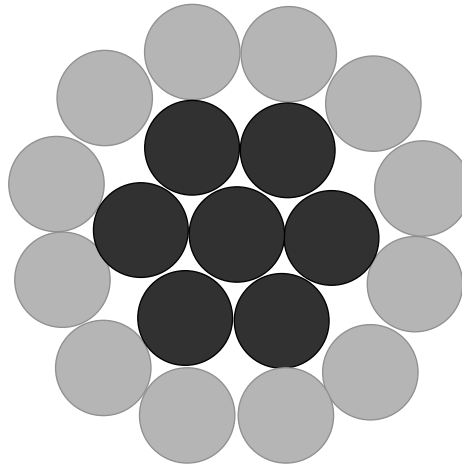


Fig 5. 30 – Sezione di un (Z)TACSR.

Caratteristiche
<ul style="list-style-type: none"><li>• <b>Buona Conducibilità elettrica: 60%</b></li><li>• Buona resistenza a trazione</li><li>• Temperatura Max Esercizio: 150 ÷ 210 [°C]</li></ul>

Questa lega di alluminio ZTAL presenta una resistività elettrica di poco superiore rispetto a quella dell'alluminio incrudito 1350-H19, ma ha la caratteristica di poter raggiungere temperature elevate, nello specifico in caso di trefoli del mantello in alluminio termoresistente TAL il conduttore potrà raggiungere i 150 [°C], mentre in caso di trefoli in alluminio extra-termoresistente si potranno raggiungere valori di temperatura pari a 210[°C], ricordando che nel caso del conduttore ACSR avente trefoli in alluminio incrudito 1350-H19 la temperatura raggiungibile era ben al di sotto infatti andava in ricottura già a 90[°C].

Per quanto concerne le restanti caratteristiche meccaniche ed elettriche esse sono del tutto simili a quelle dell'ACSR, inoltre dati i valori del coefficiente di espansione termica e di resistenza elettrica del tutto simili a quelli dell'ACSR questi conduttori vengono utilizzati per il potenziamento delle sole linee aeree preesistenti in cui sia permesso un aumento delle frecce lungo le campate.

Di seguito è riportata una tabella comparativa fra ACSR, TACSR e ZTACSR:



Tab 5.11 – Comparazione fra un ACSR e (Z)TACSR.

Tipo Conduttore	Materiale Conduttore	Tipo Acciaio e Ricoprimento	Sezione [mm <sup>2</sup> ]	$\phi$ [mm]	Carico di Rottura [ $\frac{n}{mm^2}$ ]	Forza Peso [N/m]	Resistenza a 20 °c [ $\Omega/km$ ]	T <sub>MAX</sub> Esercizio [°C]
<b>ACSR 520/54+19 (IACSR 61,2%)</b>	1350-H19	Acc HS zincato	585,33	31,55	287,9	19,16	0,05564	80
<b>TACSR 520/54+7 (IACSR 60%)</b>	TAL	Acc HS zincato	586,9	31,5	306,7	19,32	0,05689	150
<b>TACSR 520/54+7 (IACSR 60%)</b>	TAL	Acciaio HS Ricoperto con All 20% IACS	586,9	31,5	266,1	18,47	0,05438	150
<b>ZTACSR 410/26+7 (IACSR 60%)</b>	ZTAL	Acciaio EHS Ricoperto con All 20% IACS	480,8	28,5	340,9	15,57	0,0732	210

Come già visto, qualora venga raggiunta la temperatura di ginocchio il carico meccanico verrà supportato totalmente dall'anima in acciaio [Acc], oltre tale valore di temperatura l'abbassamento "sag" risulterà essere moderato, dato la sua dipendenza dal coefficiente di dilatazione termica del solo acciaio, che è pari a circa metà rispetto a quello offerto dal conduttore prima che venga raggiunta la temperatura di ginocchio.

	Temperatura Conduttore [°C]	Freccia [m]	Tensione [T/RSB]	Ampacity nel caso sfavorevole [A]
<b>ACSR 520/54+19 (IACSR 61,2%)</b>	15	4,45	20%	
<b>ACSR 520/54+19 (IACSR 61,2%)</b>	80	6,49	13,8%	520
<b>TACSR 520/54+7 (IACSR 60%)</b>	15	4,20	20%	
<b>TACSR 520/54+7 (IACSR 60%)</b>	100	8,38 + 1,9 [m]	10%	1336 ~2,5 volte
<b>ZTACSR 410/26+7 (IACSR 60%)</b>	15	3,72	20%	
<b>ZTACSR 410/26+7 (IACSR 60%)</b>	210	9,62 + 3,13 [m]	8%	2090 ~4 volte

### 5.6.5. Conduttore ACCR e ACCR/TW

Il conduttore ACCR (Fig 5.31) è un conduttore composto in alluminio rinforzato composto da trefoli esterni (mantello) di forma trapezoidale o circolare in alluminio (lega particolare di Al-Zr ad alto limite termico), i quali vanno ad avvolgere un'anima in alluminio ad elevata purezza rinforzato con fibra di alluminia; quindi il conduttore risultante presenta caratteristiche simili in termini di forza dei conduttori con anima in acciaio a differenza che questi ultimi risultano essere più pesanti rispetto quello sotto analisi.

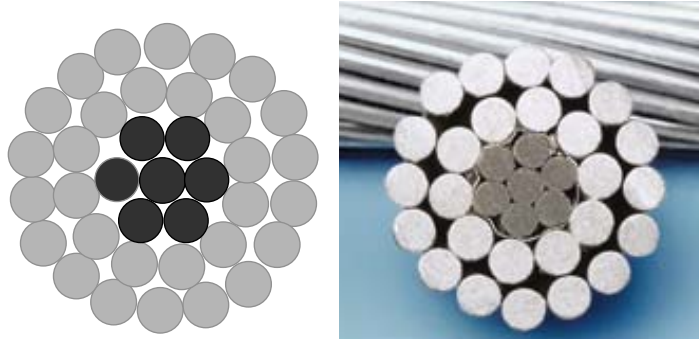


Fig 5.31 – Rappresentazioni di sezioni di un ACCR.

Il nucleo in alluminio rinforzato con fibra di alluminia presenta proprietà di dilatazione termica inferiore ed una resistenza maggior uguale rispetto all'acciaio zincato; inoltre l'anima è simile al nucleo composto in acciaio, ma è otto volte più resistente rispetto l'alluminio e presenta la medesima rigidità del nucleo in acciaio.

Ogni corda formante i trefoli del nucleo contiene tanti filamenti circolari ad altissima resistenza in fibra di ossido di alluminio; inoltre le fibre ceramiche sono continuamente orientate nella direzione della corda e completamente incorporate all'interno dell'alluminio ad elevata purezza.

La forza di questa tipologia di conduttore, come accennato in precedenza, è del tutto paragonabile all'acciaio, ma presenta alcune proprietà aggiuntive, per esempio le fibre in alluminia hanno un'espansione termica inferiore rispetto l'alluminio o l'acciaio, inoltre l'anima presenta una maggior resistenza alla corrosione e minor resistenza allo scorrimento.

Tale conduttore è in grado di operare fino a temperature in continuo di 210 [°C] e i fili esterni che circondano il nucleo composto sono costituiti da trefoli metallici resistenti alle alte temperature.



Fig 5.32 – Sezioni trasversali degli ACCR.

### 5.6.6. Conduttore ACCC e ACCC/TW

Il conduttore ACCC (Fig 5.33 e 5.34) è un conduttore in alluminio con nucleo composito "Aluminium Conductor Composite Core", che è frutto di una volontà di andar a migliorare i parametri chiave e le prestazioni in alternativa dei conduttori ACSR standard.



Fig 5.33 – Rappresentazione tridimensionale di un ACCC.

Tale conduttore è costituito da un nucleo di carbonio e fibra di vetro ibrido di forma circolare, progettato come un unico pezzo e agisce come un'asta di supporto meccanico e possiede elevate prestazioni; inoltre l'anima è avvolta elicoidalmente da conci di alluminio ricotto (1350-0) di forma trapezoidale, i quali vanno a determinare interstizi minimi a confronto dell'ACSR e porta ad aumentare l'area della sezione trasversale efficace aumentando di conseguenza la portata di corrente.

Per capire meglio l'area della sezione trasversale di un conduttore ACCC/TW risulta essere il 30% più grande rispetto a quella di un ACSR-Drake.

Per aumentarne la resistenza del conduttore viene usata una fibra di vetro-carbonio per l'anima; per capire meglio la struttura e la composizione basti dire che le fibre di carbonio, componente il nucleo, vengono avvolte da un *film* di fibra di vetro, questo ne comporta una bassa densità, un coefficiente di espansione termica minore ed un elevato rapporto fra la resistenza e il peso.

La densità del composito è di 1,935 [mg/m<sup>3</sup>], mentre la densità dell'acciaio è di 7,78 [mg/m<sup>3</sup>].

I fili di alluminio ricotto permettono un funzionamento continuo a temperature elevate fino ai 200 [°C] con un minor "sag" o abbassamento.

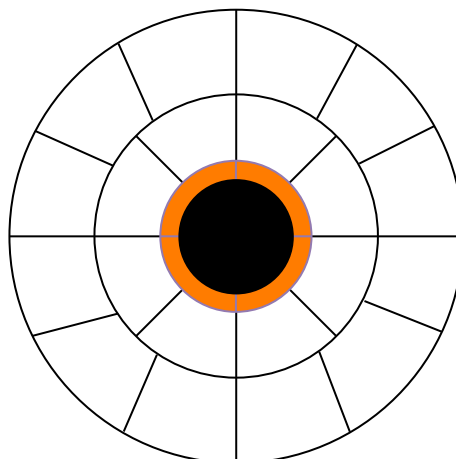


Fig 5.34 – Sezione di un ACCC.

Il nucleo composito utilizzato nel conduttore ACCC è una canna pezzo unico solido, senza interstizi, a differenza di quello in conduttori ACSR e ACSR.

Il nucleo composito dell'ACCC è molto più leggero e più forte dell'anima in acciaio convenzionale o ad alta resistenza.

### Vantaggi del prodotto

- Con il 28% più alluminio ricotto e con una configurazione trapezoidale il conduttore ACCC con stesso diametro del conduttore ACSR, può raddoppiare la corrente
- Presenta una maggiore efficienza operativa e riduce le perdite di linea e le emissioni associate di più del 35 %.
- Conduttori ACCC utilizzano un nucleo brevettato di carbonio e fibra di vetro termoindurente, che garantisce elevata resistenza.
- Può essere inserito in sostituzioni di conduttori esistenti senza apportare modifiche strutturali e quindi ne deriva una conseguente riduzione dei costi.
- Resiste al degrado ambientale: non arrugginisce, corrode, o causa l'elettrolisi con conduttori in alluminio e componenti.

### 5.7. Casi Studio per l'Uprating

L'enorme vantaggio nell'andare a sostituire i conduttori di una linea elettrica aerea con dei nuovi conduttori ad elevata temperatura di esercizio (HTLS) sta nell'aumento del valore dell'Ampacity, possibilmente cercando di minimizzare i costi di potenziamento e miglioramento delle strutture e sostegni.

Di seguito verranno riportati alcuni casi studio in cui bisognerà scegliere il conduttore più adatto alla sostituzione per il potenziamento "Uprating" della linea aerea preesistente nella quale si andrà ad ipotizzare:

<b>IPOTESI INIZIALI</b>	
<b>Caratteristiche</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Conduttore ACSR standard</li><li>• Campata Virtuale della linea varierà dai 275 [m] ai 350[m] e si considereranno condizioni di carico meccanico più o meno gravose a seconda dell'applicazione</li><li>• Il Tiro Massimo nel conduttore sarà pari al 20% del carico di rottura (RBS), soggetta al solo peso proprio ad una temperatura di 15 [°C]</li></ul>
<b>Sostituzione Conduttori</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Il diametro del nuovo-conduttore non potrà essere superiore al 5% di quello precedente</li><li>• Il Tiro Massimo del nuovo-conduttore dovrà essere inferiore al 10% rispetto a quello precedente</li><li>• La Freccia Massima del conduttore dovrà essere inferiore a quella verificata con il conduttore originale, a meno che quest' ultimo non ci permetta di eccedere con il <i>sag</i>, sempre nel rispetto delle distanze elettriche di sicurezza</li></ul>
<b>Calcolo Ampacity</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Velocità vento: <math>v = 0,61</math> [m/sec] con direzione perpendicolare (<math>\alpha = 90^\circ</math>)</li><li>• Temperatura Ambiente: <math>T_a = 35^\circ</math></li><li>• Irraggiamento Solare: <math>Q_s = 1030</math> [W/m<sup>2</sup>]</li><li>• Coefficiente Emissività: <math>a = 0,7</math></li><li>• Coefficiente di Assorbimento: <math>\eta = 0,9</math></li></ul>

Per quanto riguarderà le considerazioni meccaniche saranno le medesime rispettivamente fra lo GZTACSR e GTACSR e fra lo ZTACIR e il TACIR, l'unica differenza starà nella diversa temperatura massima di esercizi.

### 5.7.1. Conduttore ACSR-Zebra in Linea con Campata Virtuale di 350 [m]

Andremo ora ad analizzare il caso di un conduttore di tipo ACSR-Zebra posto lungo una campata, ricordando le ipotesi impostate in precedenza, di lunga 350 [m].

Andiamo a riportare i dati rispettivamente per il conduttore in esame e la linea in cui esso viene posto:

Dati ACSR-Zebra: • Composizione 54/7

- $D = 28,62$  [mm]
- $S_{ALL} = 428,9$  [mm<sup>2</sup>]
- Forza Peso per Unità di Lunghezza:  $q = 15,90$  [N/m]
- $RBS = 133\ 002$  [N]
- $20\% RBS = 26\ 600$  [N]

Dati Linea Aerea: • Campata Virtuale = 350 [m]

- Disponibilità ulteriore abbassamento rispetto al profilo originale di 2 [m]
- Condizione di carico meccanico “sfavorevole” consiste nella presenza di un manicotto di ghiaccio dello spesso di 6,25 [mm] alla temperatura di -10 [°C] con spinta laterale del vento pari a 190 [N/m<sup>2</sup>], quindi ad una velocità del vento prossima ai 65 [km/h]

Inserendo tali dati nel computer ed effettuando le varie operazioni di analisi e determinazione otterremo che:

Temperatura [°C]	Spessore Manicotto Ghiaccio [mm]	Spinta Vento [N/m <sup>2</sup> ]	Forza [N/m]	Abbassamento Iniziale			Abbassamento Finale		
				Freccia [m]	Tiro [N]	RTS [%]	Freccia [m]	Tiro [N]	RTS [%]
-10	6,25	190	15,87	8,97	39 983	30	8,40	42 695	32
16	0	0	15,87	9,17	26 000	20	8,13	29 996	22
50	0	0	15,87	10,47	23 333	17,5	9,34	26 130	19
75	0	0	15,87	11,36	21 518	16,2	10,28	23 911	18
100	0	0	15,87	12,21	20 038	15	11,06	22 094	16

Vediamo come il “sag” massimo, ovvero il massimo abbassamento della linea si verifica nel caso di temperatura di 75 [°C] ed è pari a 11,36 [m], considerando l'ipotesi in cui si afferma che la linea permette un ulteriore abbassamento di 2 [m], possiamo dire affermare il valore della freccia massima sarà pari 13,36 [m].

Inoltre considerando le condizioni meteorologiche citate nelle ipotesi andando a calcolarci il valore dell'*Ampacity* otterremo un valore prossimo agli 805 [A].

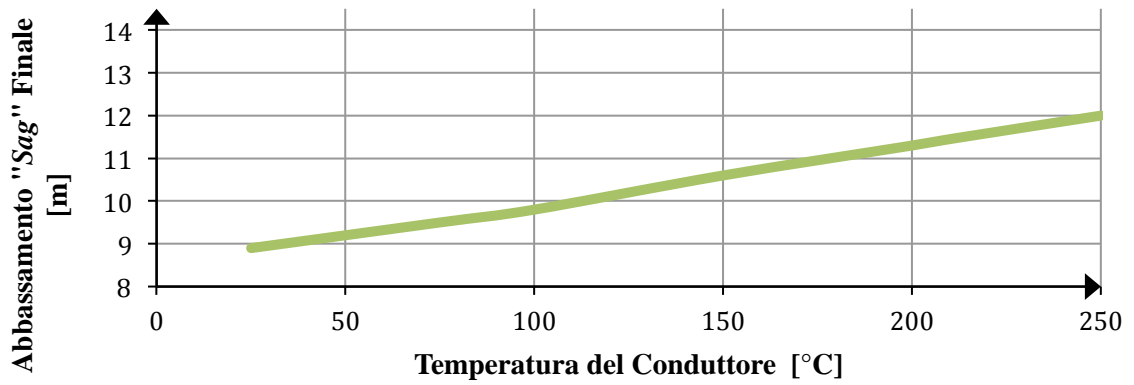
Di seguito andiamo ad esplicitare e a comparare le principali caratteristiche proprie del conduttore considerato rispetto agli HTLS, ovvero i nuovi conduttori operanti alle elevate temperature (Tab 5.12), ovviamente considerando le ipotesi geometriche e fisiche poste precedentemente al fine di limitare gli interventi sulle strutture atti al rinforzo.

**Tab 5.12** – Comparazione caratteristiche proprie fra conduttore ACSR-Zebra e HTLS.

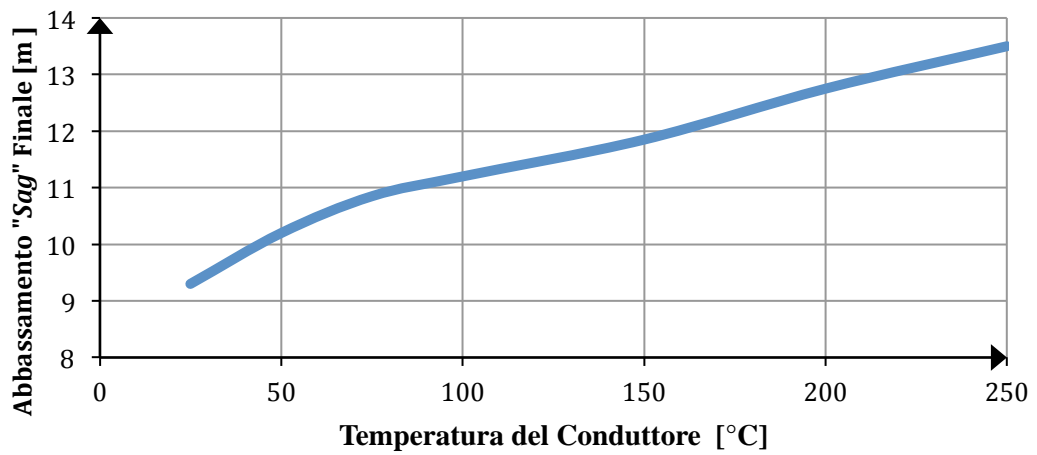
Tipologia di Conduttore	ACSR-Zebra (IACSR 61,2%)	GZTACSR-440 (IACSR 60%)	TACIR-430 (IACSR 60%)	ACSS/TW- Suwannee (IACSR 63%)
Area Totale [mm <sup>2</sup> ]	484,5	491	484,5	565,3
Area Alluminio [mm <sup>2</sup> ]	428,9	439	428,9	486,3
Diametro Esterno [mm]	28,62	28,5 <i>-0,4%</i>	28,62	28,1 <i>-1,9%</i>
Carico Rottura [KN]	131,9	146,8 <i>+11,3%</i>	121,9 <i>-7,6%</i>	147,2 <i>+11,6%</i>
Massima Tensione [KN]	42,7	44 <i>+3%</i>	36,7 <i>-14%</i>	47,1 <i>+10%</i>
Resistenza a 25 °C [ $\mu\Omega/m$ ]	68,7	70 <i>+1,9%</i>	69,9 <i>+1,7%</i>	58,6 <i>-15%</i>
Massa [kg/m]	1,621	1,658 <i>+2,3%</i>	1,633 <i>+0,7%</i>	1,960 <i>+20,9%</i>
Temperatura Massima di Esercizio [°C]	100	210	150	200

Riportiamo inoltre un grafico (Fig 5.35) in cui si andranno a riportare le frecce proprie dei nuovi conduttori HTLS, considerati in (Tab 5.12), confrontandoli con la freccia del conduttore in esame; ovviamente le frecce verranno considerate in funzione della rispettiva temperatura di esercizio. Notiamo come i conduttori ACSS/TW e GZTACSR possono operare alle loro rispettive temperature massime, ovvero 200 [°C] e 210 [°C], determinando degli abbassamenti “sag” contenuti, addirittura inferiori a quelli consentiti.

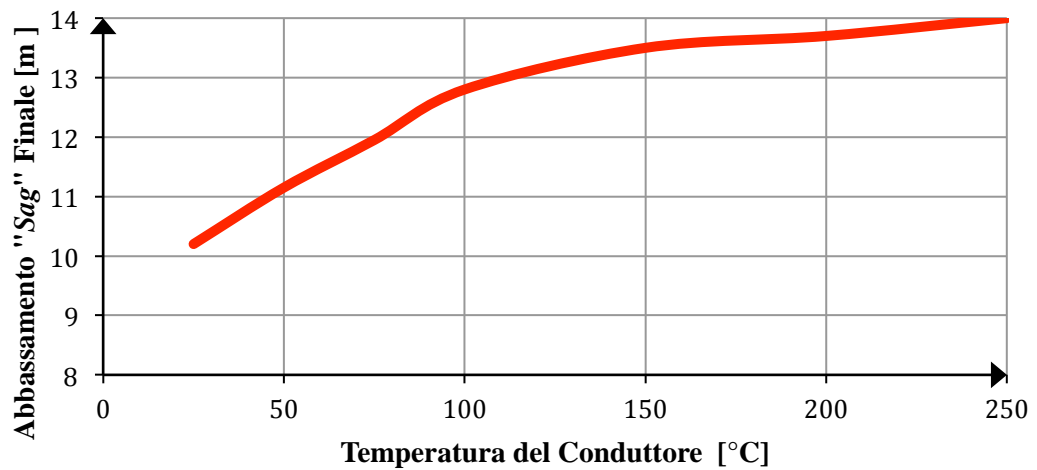
### GZTACSR - 440



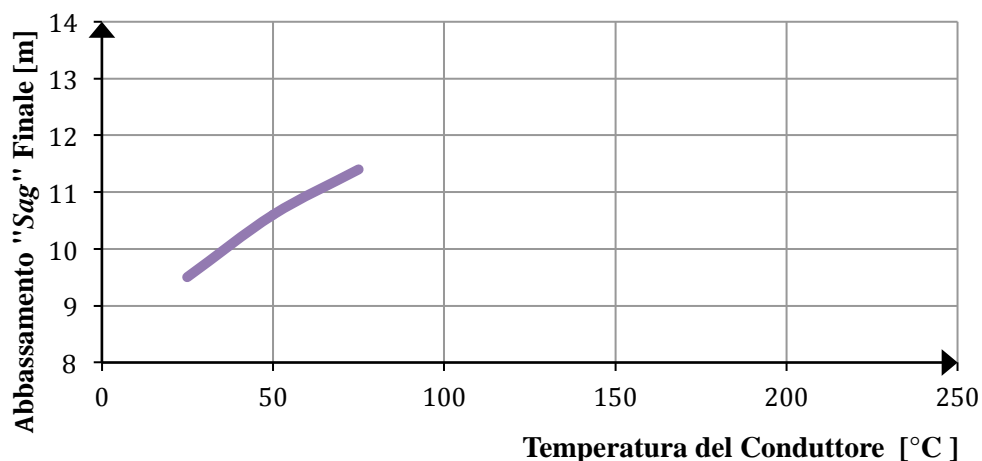
### ACSS/TW - 490



### TACIR - 430



### ACSR - Zebra



Nel caso del conduttore TACIR, vediamo come sebbene esso possa funzionare fino a temperature prossime ai 150 [°C] viene limitato nell'esercizio ad una temperatura di 120 [°C] a causa dell'abbassamento eccessivo; quindi andando a non considerare quest'ultimo conduttore possiamo dire che lo "sag" del conduttore GZTACSR (conduttore in lega di alluminio (Z)TAL rinforzato con acciaio) risulta essere inferiore rispetto a quello dell' ACSS/TW (conduttore in alluminio supportato con acciaio) "Aluminium Conductor Steel Supported", questo deriva dal fatto, come visto in teoria precedentemente, alla sua struttura innovativa "Gap Type".

### Confronto ACSS/TW-Zebra con HTLS

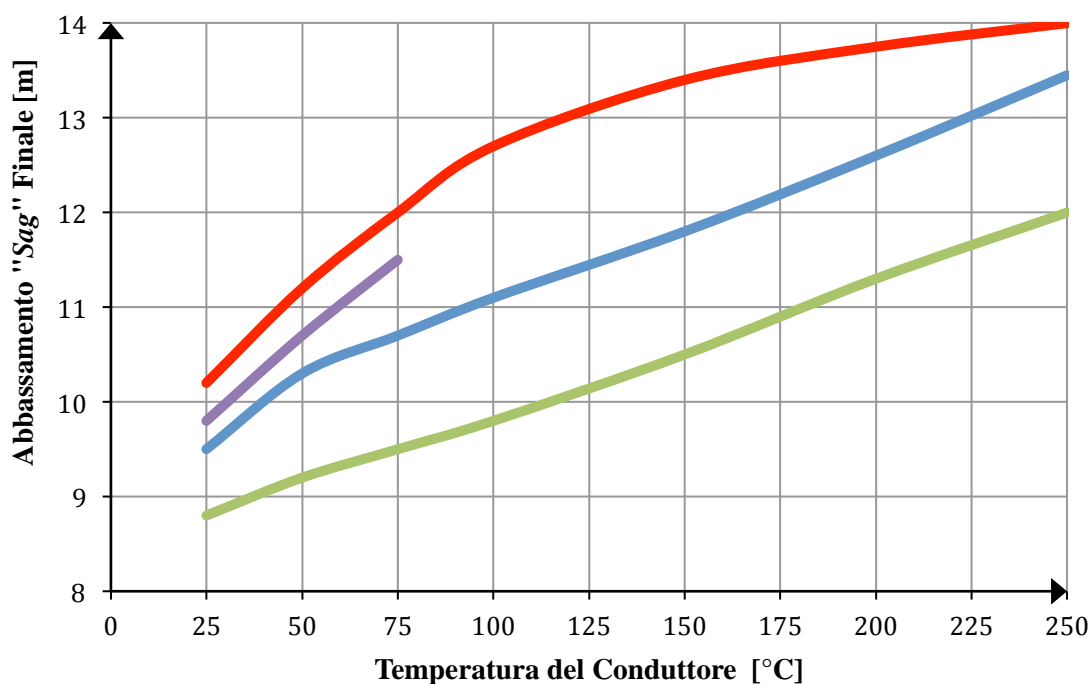


Fig 5.35 – Confronto fra ACSS/TW con HTLS.



Il conduttore ACSS/TW sebbene sia di facile installazione e permetta costi contenuti presenta il forte svantaggio di andare sollecita in maniera più gravosa la linea.  
Qualora l'incremento dell'Ampacity si portasse, grazie alla presenza del TACIR, al 59% e risultasse sufficiente il suo impiego risulterà essere favorito, per considerazioni meccaniche, rispetto agli altri conduttori in esame.

### 5.7.2. Conduttore ACSR-Tern in Linea con Campata Virtuale di 350 [m]

Andremo ora ad analizzare il caso di un conduttore di tipo ACSR-Tern posto lungo una campata, ricordando le ipotesi impostate in precedenza, lunga 350 [m].

Andiamo a riportare i dati rispettivamente per il conduttore in esame e la linea in cui esso viene posto:

Dati ACSR-Tern: • Composizione 45/7

- $D = 27,00$  [mm]
- $S_{ALL} = 402,8$  [mm<sup>2</sup>]
- Forza Peso per Unità di Lunghezza:  $q = 13,07$  [N/m]
- RBS = 98 306 [N]
- 20% RBS = 19 661 [N]

Dati Linea Aerea: • Campata Virtuale = 350 [m]

- Il massimo “sag” abbassamento permesso è quello dato dal conduttore originario a 100 [°C]
- Condizione di carico meccanico “sfavorevole” consiste ad una spinta laterale del vento pari a 430 [N/m<sup>2</sup>], quindi ad una velocità del vento prossima ai 90 [km/h] e ad una temperatura pari a 0 [°C]

Inserendo tali dati nel computer ed effettuando le varie operazioni di analisi e determinazione otterremo che:

Temperatura [°C]	Spessore Manicotto Ghiaccio [mm]	Spinta Vento [N/m <sup>2</sup> ]	Forza [N/m]	Abbassamento Iniziale			Abbassamento Finale		
				Freccia [m]	Tiro [N]	RTS [%]	Freccia [m]	Tiro [N]	RTS [%]
0	0	430	17,48	10,05	26 746	27	9,05	29 699	30
16	0	0	13,07	10,23	19 661	20	9,00	22 289	22,7
50	0	0	13,07	11,5	17 427	17,7	10,38	19 367	19,7
75	0	0	13,07	12,47	16 168	16,4	11,35	17 743	18
100	0	0	13,07	13,33	15 135	15,4	12,26	16 432	16,7

Vediamo come il “sag” massimo, ovvero il massimo abbassamento della linea si verifica nel caso di temperatura di 100 [°C] ed è pari a 13,33 [m] e il nuovo conduttore non potrà, per ipotesi, superare tale limite.

Inoltre considerando le condizioni metereologiche citate nelle ipotesi andando a calcolarci il valore dell’*Ampacity* otterremo un valore prossimo agli 1030 [A].

La tensione massima calcolata nella corda è pari a 29 699 [N], vedi dati riportati sopra in tabella, viene verificata nella prima condizione di carico simulata, riferita al modulo di elasticità iniziale della corda, inoltre il tiro massimo con il nuovo conduttore non potrà superare i 32 668 [N] (circa 10% in più) e il diametro dovrà risultare essere inferiore ai 28,35 [mm] (circa 5% in più).

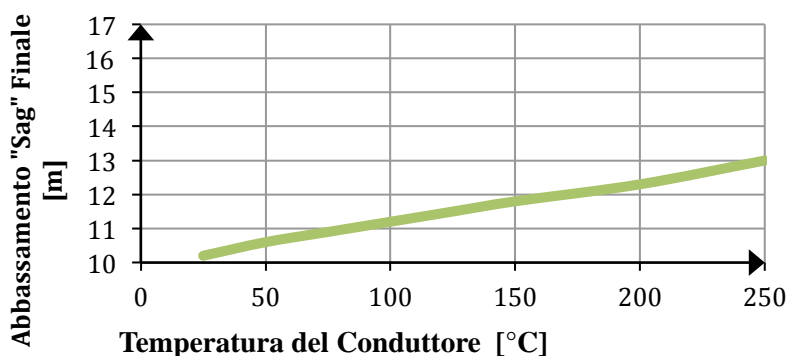
Nel seguito andiamo ad esplicitare e a comparare le principali caratteristiche proprie del conduttore considerato rispetto agli HTLS, ovvero i nuovi conduttori operanti alle elevate temperature (Tab 5.13), ovviamente considerando le ipotesi geometriche e fisiche poste precedentemente in maniera da andare a limitare gli interventi sulle strutture atti al rinforzo.

Tab 5.13 – Comparazione caratteristiche proprie fra conduttore ACSR-Tern e HTLS.

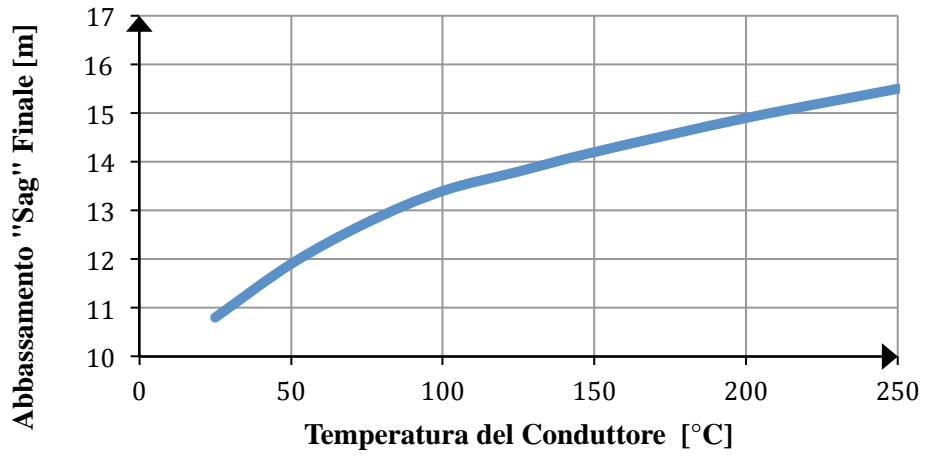
Tipologia di Conduttore	ACSR-Tern (IACSR 61,2%)	GZTACSR-410 (IACSR 60%)	ZTACIR-430 (IACSR 60%)	ACSS/TW-480 Cardinal (IACSR 63%)
Area Totale [mm <sup>2</sup> ]	430,6	443,6	430,6	545,9
Area Alluminio [mm <sup>2</sup> ]	402,8	411,9	402,8	483,4
Diametro Esterno [mm]	27	26,5 <i>-1,9%</i>	27	27,5 <i>+1,9%</i>
Carico Rottura [KN]	98,3	121,1 <i>+23,2%</i>	85,9 <i>-12,6%</i>	124,6 <i>+26,6%</i>
Massima Tensione [KN]	29,7	29,1 <i>-3%</i>	22,8 <i>-23%</i>	32,6 <i>+9,8%</i>
Resistenza a 25 °C [ $\mu\Omega/m$ ]	73,1	74,7 <i>+2,2%</i>	74,8 <i>+2,3%</i>	59,4 <i>-21%</i>
Massa [kg/m]	1,334	1,408 <i>+5,6%</i>	1,341 <i>+0,6%</i>	1,827 <i>+37%</i>
Temperatura Massima di Esercizio [°C]	100	210	210	200
Ampacity [A]	1030 a 75 [°C]	1800 a 210[°C]	615 a 65[°C]	1165 a 100 [°C]

Andiamo a riportare gli andamenti dei rispettivi conduttori HTLS e del conduttore ACSR-Tern per poi andarli ad analizzare.

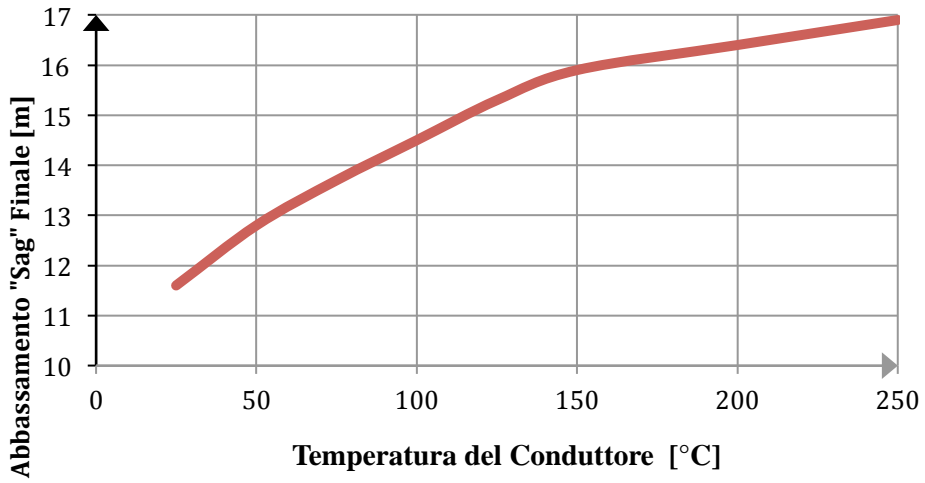
#### GATACSR - 410



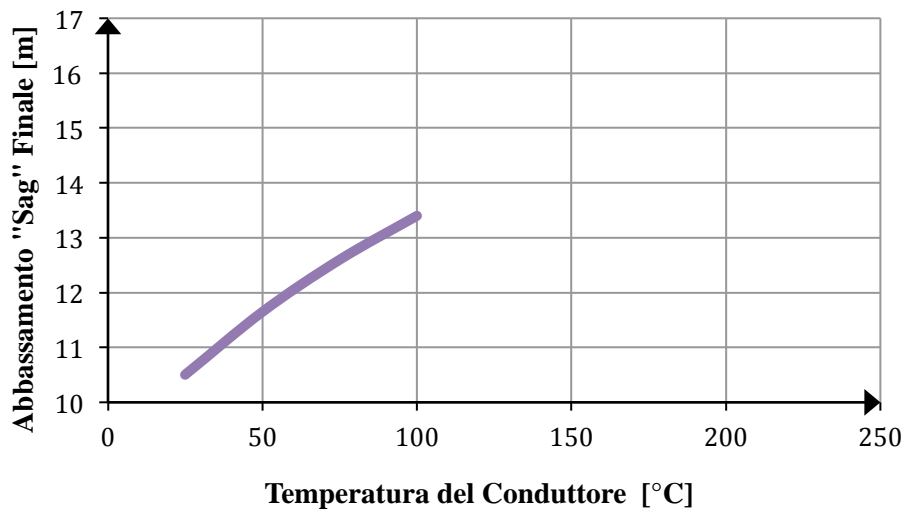
**ACSS/TW - 480 Cardinal**



**ZTACIR - 400**



**ACSR - Tern**



In (Fig 5.36) vediamo come solo il conduttore GATACSR è in grado di operare alla sua massima temperatura di esercizio, ovvero 210 [°C], andando a determinare una freccia “*sag*” minore rispetto al valore massimo consentito; allo stesso tempo vediamo come i conduttori ACSS/TW-480 Cardinal e lo ZTACIR-430 operano a temperature ridotte, rispettivamente a 65 [°C] e a 100 [°C], invece che lavorare alle loro temperature massime rispettivamente 210 [°C] e 200 [°C], questo avviene affinché venga soddisfatto il limite di abbassamento a 13,33 [m].

### Confronto ACSR-Tern e gli HTLS

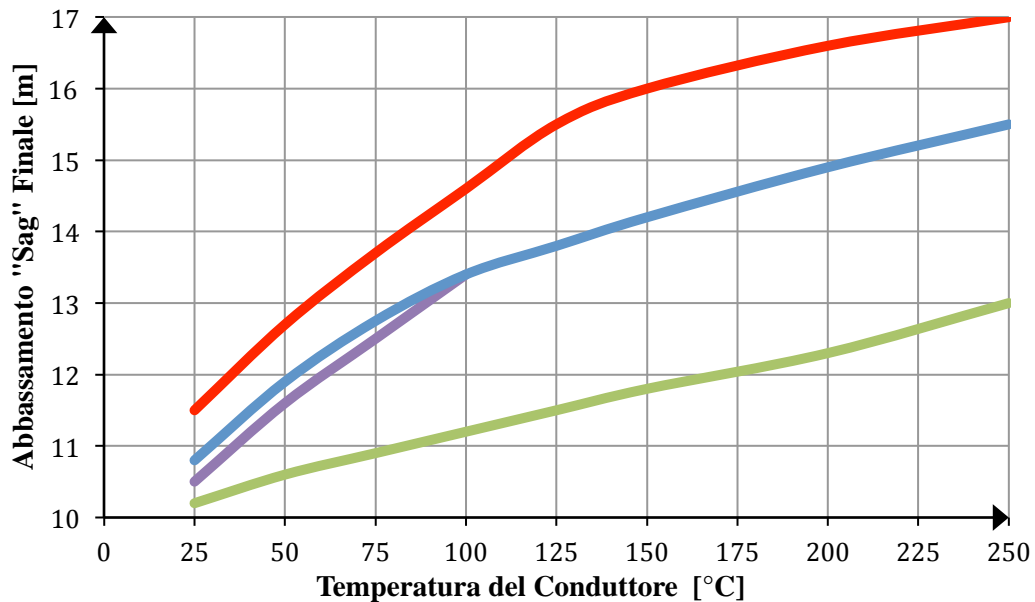


Fig 5.36 – Confronto fra ACSS/TW-Tern con HTLS.

Visto che le condizioni di carico meccanico ipotizzate sono più leggere rispetto a quelle ipotizzate nel caso 1, avremo che il conduttore avrà una minor composizione d'acciaio e la temperatura di ginocchio risulterà essere superiore penalizzando l'utilizzo dell'ACSS/TW. Lo ZTACIR determina un abbassamento “*sag*” superiore rispetto a quello che si andrebbe ad ottenere con il conduttore ACSR originario, questo incremento di abbassamento è determinato dalla minor resistenza meccanica dell'Invar nei confronti dell'acciaio zincato, fintanto che non si raggiungerà la temperatura di ginocchio.

### 5.7.3. Conduttore ACSR-Bear in Linea con Campata Virtuale di 275 [m]

Andremo ora ad analizzare il caso di un conduttore di tipo ACSR-Bear posto lungo una campata, ricordando le ipotesi impostate in precedenza, lunga 275 [m].

Andiamo a riportare i dati rispettivamente per il conduttore in esame e la linea in cui esso viene posto:

Dati ACSR-Tern: • Composizione 30/7

- $D = 28,62$  [mm]
- $S_{ALL} = 264,4$  [mm<sup>2</sup>]
- Forza Peso per Unità di Lunghezza:  $q = 11,95$  [N/m]
- RBS = 116 099 [N]
- 20% RBS = 23 220 [N]

Dati Linea Aerea: • Campata Virtuale = 275 [m]

- Il massimo “sag” abbassamento permesso è quello dato dal conduttore originario a 100 [°C], inoltre si avrà disponibilità pari ad 1 [m]
- Condizione di carico meccanico “sfavorevole” saranno due :
  1. Manicotto di ghiaccio spesso 25 [mm] con temperatura della corda pari a -20 [°C]
  2. Spinta laterale del vento pari a 190 [N/m<sup>2</sup>], cioè avente velocità pari a 65 [km/h] ad una temperatura di -20 [°C] e manicotto di ghiaccio spesso 12,5 [m]

Inserendo tali dati nel computer ed effettuando le varie operazioni di analisi e determinazione otterremo che:

Temperatura [°C]	Spessore Manicotto Ghiaccio [mm]	Spinta Vento [N/m <sup>2</sup> ]	Forza [N/m]	Abbassamento Iniziale			Abbassamento Finale		
				Freccia [m]	Tiro [N]	RTS [%]	Freccia [m]	Tiro [N]	RTS [%]
-20	25	0	46,05	7,01	62 307	53,7	7,01	62 307	53,7
-20	12,5	190	26,27	5,49	45 309	39	5,08	48 929	42,1
16	0	0	11,95	4,87	23 220	20	3,73	30 338	26
50	0	0	11,95	6,08	19 449	16,8	4,63	24 239	21
100	0	0	11,95	6,65	17 030	14,7	6,08	18 623	16

Il massimo abbassamento “sag” che si ha alla temperatura di 100 [°C] è pari a 6,65 [m], quindi per le ipotesi poste per il nuovo conduttore si potrà avere una freccia massima di 7,65 [m].

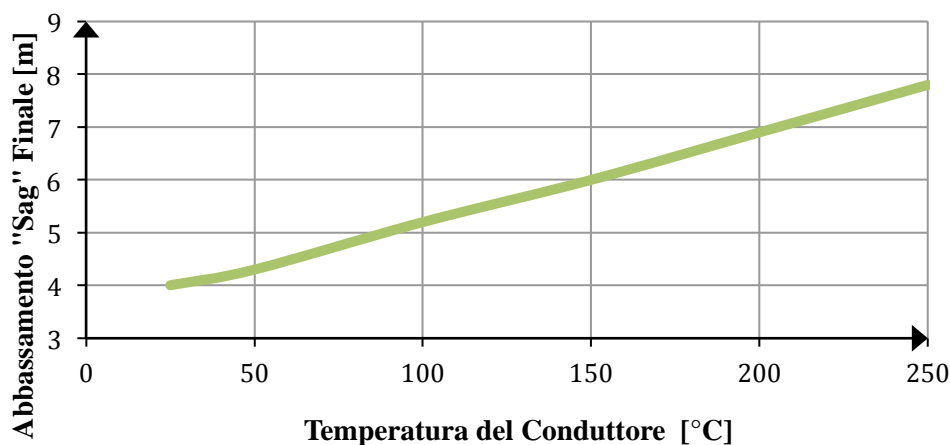
Nel seguito andiamo ad esplicitare e a comparare le principali caratteristiche proprie del conduttore considerato rispetto agli HTLS, ovvero i nuovi conduttori operanti alle elevate temperature (Tab 5.14), ovviamente considerando le ipotesi geometriche e fisiche poste precedentemente in maniera da andare a limitare gli interventi sulle strutture atti al rinforzo.

Tab 5.14 – Comparazione caratteristiche proprie fra conduttore ACSR-Bear e HTLS.

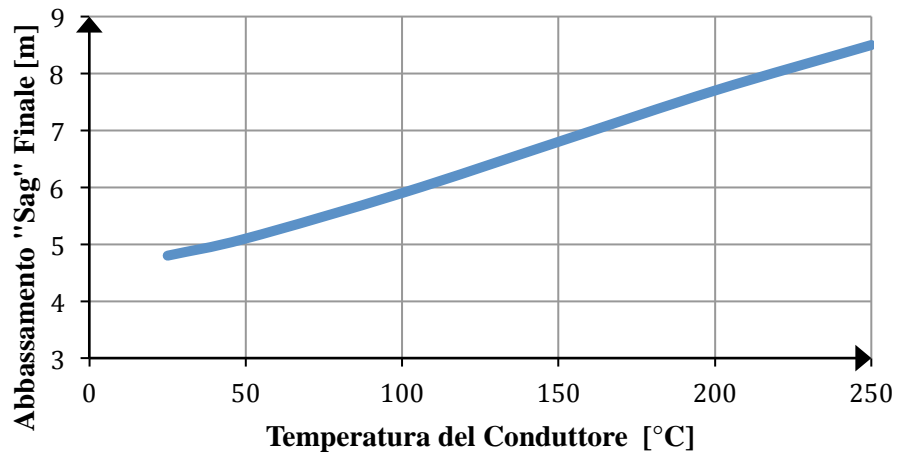
Tipologia di Conduttore	ACSR-Bear (IACSR 61,2%)	GZTACSR-260 (IACSR 60%)	TACIR-260 (IACSR 60%)	ACSS/TW-400 Scooter (IACSR 63%)
Area Totale [mm <sup>2</sup> ]	326,6	317,6	326,6	397,4
Area Alluminio [mm <sup>2</sup> ]	264,4	261,3	264,4	351,9
Diametro Esterno [mm]	23,5	22,6-4%	23,5	24,2+3%
Carico Rottura [KN]	116,1	123,5+3,5%	98,5-15,2%	132+14%
Massima Tensione [KN]	62,3	62,3	49,3-21%	67,8+8,8%
Resistenza a 25 °C [ $\mu\Omega/m$ ]	109,3	115,3+3,4%	113,3+1,6%	89,9-18%
Massa [kg/m]	1,219	1,188-2,3%	1,227+0,7%	1,480+22%
Temperatura Massima di Esercizio [°C]	100	210	150	200

Andiamo a riportare gli andamenti dei rispettivi conduttori HTLS e del conduttore ACSR-Tern per poi andarli ad analizzare.

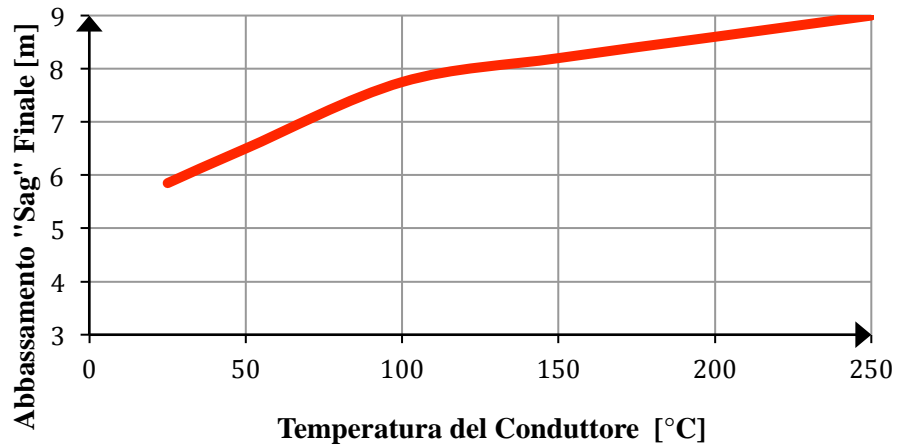
#### ACSS/TW - 400 "Scooter"



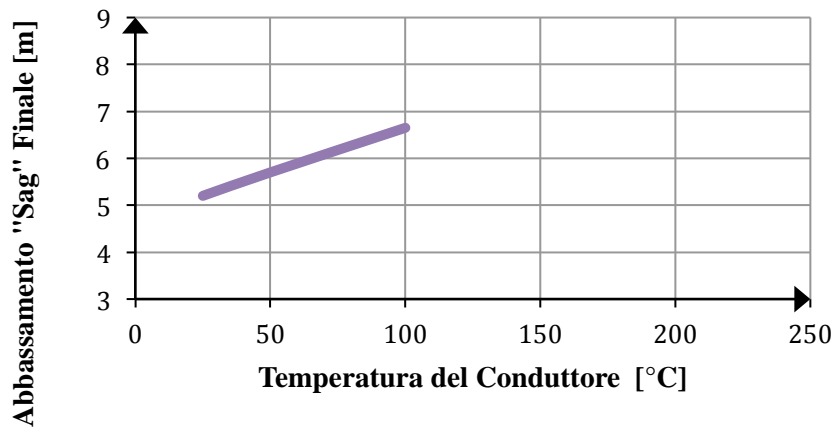
**GZTACSR - 260**



**TACIR - 260**



**ACSR- Bear**





In (Fig 5.37) vediamo come a differenza dei casi precedenti a causa delle condizioni di carico meccanico maggiormente sfavorevoli, dalle quali viene richiesta una resistenza meccanica elevata da parte del conduttore di linea, il conduttore ACSS/TW avrà un abbassamento “sag” minore e potrà operare alla sua massima temperatura di esercizio, pari a 200 [°C], determinando un incremento del valore dell’*Ampacity* del 83%.

Il conduttore GZTACSR risulterà essere limitato per quanto concerne la temperatura massima di esercizio, pari a 190 [°C anziché 210 [°C], in questo caso il valore dell’*Ampacity* aumenterà del 51% e si andrà a sfruttare tutto lo “sag” ottenibile lungo le campate.

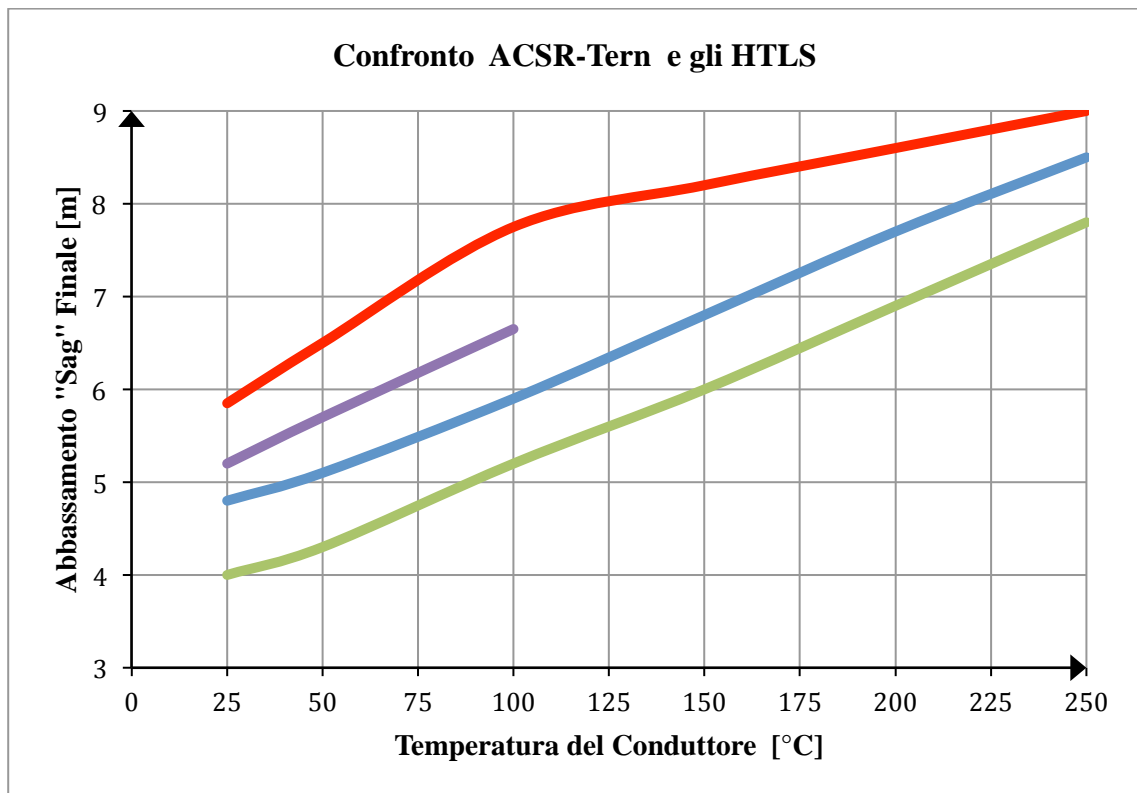


Fig 5.37 – Confronto fra ACSR- Bear con HTLS.

Abbiamo visto nei paragrafi antecedenti a questa analisi come, analizzando il conduttore TACIR, che fino a quando esso non raggiunge la temperatura di ginocchio la sua caratteristica relazionata all’abbassamento “sag” e alla temperatura è a valori prossimi a quelli del conduttore ACSR, ma risulta essere traslata in alto a causa del minor effetto della resistenza a trazione, quindi per aumentare il valore dell’*Ampacity* con questo conduttore si dovrà disporre di ulteriori incrementi sulle frecce rispetto a quello originario.

In questo caso si dispone di 1 [m] in più e prima di superare il valore della temperatura di ginocchio si andrà a superare il limite relativo al valore massimo della freccia, da cui si avrà che la temperatura di esercizio del conduttore TACIR risulterà essere inferiore a quella del conduttore considerato ACSR-Bear (85[°C] ) e il valore dell’*Ampacity* diminuirà.

#### 5.7.4. Caso studio di una linea a 220 [kV] in Romania

Prima di intraprendere l'analisi tecnica andremo a focalizzare brevemente il territorio, su cui si svolgerà il caso studio al fine di capire ed inquadrare in tale contesto le possibili problematiche che si potranno presentare.

La Romania (in romeno *România*) è uno Stato membro dell'Unione europea e dell'ONU, situato in Europa centro-orientale nell'area attigua alla penisola balcanica. Confina a ovest con l'Ungheria e la Serbia, a sud con la Bulgaria, a est con il Mar Nero e la Moldavia e a nord con l'Ucraina. Dal 29 marzo 2004 la Romania fa parte dei Paesi della NATO e, dal 1 gennaio 2007, di quelli membri dell'Unione europea.

Con un'area di 238.391 [km<sup>2</sup>], la Romania è il 12° Stato d'Europa per superficie; inoltre il territorio rumeno è diviso equamente tra zone montuose (31%), zone collinari (33%) e zone pianeggianti (36%) (vedi Fig. 5.38).

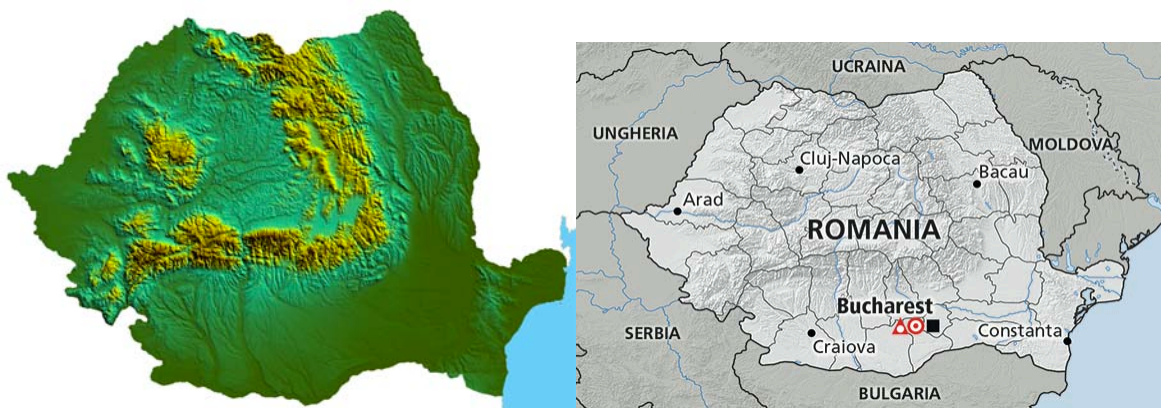


Fig 5.38 – Rappresentazione Topografica della Romania.

Le linee elettriche in Romania aventi la tensione di 220 [kV] sono per lo più esercite con conduttori monofase ACSR 450/75 [mm<sup>2</sup>] in modo tale da poter trasportare circa 240 [MVA] per ogni circuito.

Qualora si volesse andare ad aumentare il flusso di potenza una possibile soluzione, come precisato nei capitoli precedenti, sarebbe quella di andare ad erigere una nuova linea, ma questo porterebbe a varie problematiche/ostacoli fra cui citiamo:

- La saturazione della terra, che determina difficoltà nell'ottenere diritti di passaggio.
- Problemi derivanti dall'impatto visivo ed ambientale, i quali portano la maggior parte della popolazione ad opporsi all'installazione delle nuove linee.
- Problemi di natura burocratica, infatti il tempo che intercorre da quando si identifica la necessità di erigere una nuova linea a quello di realizzazione è prossimo al decennio.

Basandoci solo su queste possibili problematiche, ricordando che sono solo la punta dell'iceberg, e ricordando che i costi di installazione di una nuova linea sono molto elevati si evince che la soluzione migliore, come evidenziato anche nei capitoli precedenti, sia quella della sostituzione dei conduttori preesistenti; infatti si andranno a sostituire i conduttori tradizionali con nuovi conduttori HTLS, i quali permettono l'esercizio della linea a temperature maggiori senza che vi sia un incremento dell'abbassamento "sag".

L'installazione di questi conduttori HTLS non necessita di nuovi diritti di passaggio in quanto l'azione di sostituzione dei conduttori viene considerata come fase di manutenzione della linea, quindi le tempistiche saranno più celeri.

Altro vantaggio derivante dagli HTLS sta nel fatto che essi non aumentano né l'impatto visivo né ambientale perché estremamente simili ai conduttori tradizionali.

La linea in esame è la *Linea Fundeni* locata nella zona di Bucarest Sud; essa è una linea a 220 [kV] commissionata nel 1968 ed è esercita con conduttori ACSR 450/75 [mm<sup>2</sup>] progettata per temperature massime di 70 [°C].

La prima fase dello studio sta nel definire la sezione del conduttore, che permetta un aumento della portata di corrente ed il rispetto, al tempo stesso, dei vincoli sulle linee; inoltre per l'analisi sono stati presi in esame i seguenti HTLS:

- ACSS - Conduttore in alluminio supportato con acciaio;
- ZTACIR - Conduttore in lega di alluminio (TAL o ZTAL) rinforzato con acciaio Invar;
- GTACSR - Conduttore *Gap-Type* in lega di alluminio;
- TACSR / ACS - Conduttore termicamente ACSR resistente;
- ACCR - Conduttore composito in alluminio rinforzato;
- ACCC / TW - Conduttore in alluminio con nucleo composito.

Inoltre dovremo andare a considerare alcune restrizioni/ipotesi affinché siano garantite le norme di sicurezza della linea:

- Il nuovo conduttore dovrà presentare un diametro inferiore o uguale a quello del conduttore preesistente ovvero 29,25 [mm<sup>2</sup>];
- La tensione massima orizzontale del conduttore non dovrà essere superiore del 10% rispetto a quella propria del conduttore preesistente ( ACSR 450/75 );
- L'abbassamento "sag" del nuovo conduttore alla temperatura massima di esercizio non dovrà essere superiore al valore massimo di "sag" del conduttore preesistente ( 14,68 [m]);
- La corrente massima di corto circuito del nuovo conduttore non dovrà essere inferiore di quella del conduttore preesistente.

Infine nell'analisi sono stati ipotizzati i seguenti parametri:

- Velocità vento:  $v = 0,61$  [m/sec] con direzione perpendicolare ( $\alpha = 45^\circ$ )
- Temperatura Ambiente:  $T_a = 40$  [°C]
- Coefficiente Emissività:  $a = 0,5$
- Coefficiente di Assorbimento:  $\eta = 0,5$
- Altitudine: 90 [m]

Nella tabella sotto riportata (Tab 5.15) vengono evidenziate le caratteristiche tecniche e fisiche principali degli HTLS considerati nell'analisi; inoltre in tabella sono inseriti anche i parametri del conduttore preesistente per semplificare il confronto:

**Tab 5.15** – Caratteristiche fisiche e tecniche conduttori.

Conduttore	Diametro [m]	Unità Peso [kg/m]	Temperatura Esercizio [°C]	Ampacity [A]
ACSR 450/75 (IACSR 61,2%)	29,25	1,828	70	624
ACSS/TW S Canary (IACSR 63%)	28,15	1,691	210	1629

<b>ZTACIR 410 (IACSR 60%)</b>	27,4	1,687	210	1405
<b>TACSR 410 (IACSR 60%)</b>	28,50	1,578	150	1271
<b>GTACSR Drake (IACSR 60%)</b>	27,80	1,616	210	1519
<b>ACCR 824</b>	28,60	1,384	210	1595
<b>ACCC/TW Drake</b>	28,15	1,530	210	1737

Nella (Tab 5.16) vengono riportati i parametri fisici ottenuti dagli HTLS considerati e si nota come in tutti i casi il valore della tensione massima ammissibile e il valore dell'abbassamento risultano essere inferiori ai valori del conduttore ACSR 450/75 preesistente.

**Tab 5.16** – Parametri fisici conduttori.

<b>Conduttore</b>	<b>Tensione Massima Ammissibile [daN]</b>	<b>Temperatura Massima Esercizio [°C]</b>	<b>Sag Massimo durante Temperatura Esercizio [m]</b>
<b>ACSR 450/75 (IACSR 61,2%)</b>	5362	70	14,68
<b>ACSS/TW S Canary (IACSR 63%)</b>	5362	200	14,68
<b>ZTACIR 410 (IACSR 60%)</b>	5362	210	14,68
<b>TACSR 410 (IACSR 60%)</b>	5362	120	14,68
<b>GTACSR Drake (IACSR 60%)</b>	5362	200	14,68
<b>ACCR 824</b>	5362	210	14,2
<b>ACCC/TW Drake</b>	5362	210	13,76

L'eventuale flusso di corrente ottenibile con i conduttori HTLS viene riportato in (Tab 5.17):

Tab 5.17 – Parametri conduttori.

Conduttore	Temperatura Esercizio [°C]	Ampacity [A]	Potenza [MVA]
ACSR 450/75 (IACSR 61,2%)	70	624	238
ACSS/TW S Canary (IACSR 63%)	200	1583	603
ZTACIR 410 (IACSR 60%)	210	1405	535
TACSR 410 (IACSR 60%)	105	979	373
GTACSR Drake (IACSR 60%)	190	1433	546
ACCR 824	210	1595	608
ACCC/TW Drake	210	1737	662

Oltre a volere rendere la linea sicura, vi sono altri vincoli importanti quali campi elettrici e campi magnetici prodotti; infatti i campi elettrici aumentano mano a mano che i conduttori si avvicinano al terreno, inoltre un aumento della corrente, derivante dall'utilizzo dei conduttori ad alta temperatura, comporta un aumento del campo magnetico.

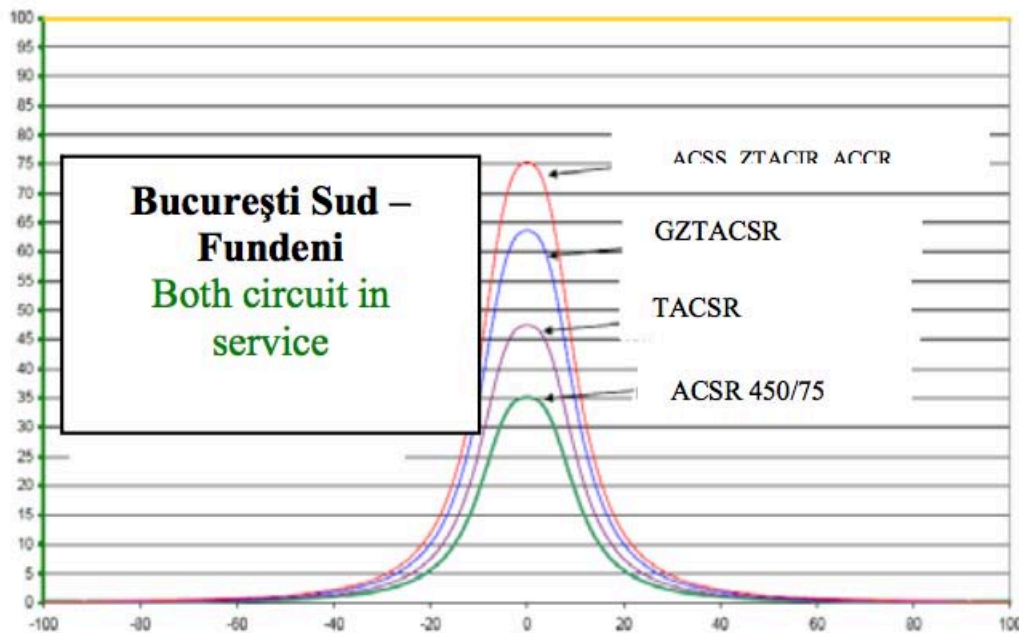


Fig 5.39 – Confronto dei campi magnetici fra HTLS e conduttore preesistente.

In conclusione da un punto di vista tecnico tutti gli HTLS presi in esame possono andare a sostituire i conduttori ACSR preesistenti nella Linea Fundeni di Bucarest Sud; tuttavia andando ad analizzarli nello specifico si osserva che:

I conduttori ACCC e ACCR, sebbene offrono vantaggi nel caso di incremento della capacità di trasporto, vengono accantonati dato il loro costo elevato nel mercato; questo elevato costo diretto deriva dal fatto che queste tipologie di HTLS sono da poco presenti nel mercato e quindi ci si potrà focalizzare sulla scelta di questi conduttori quando il loro costo risulterà essere più economico.

I conduttori ZTACIR largamente usati in Giappone e i conduttori ACSS molto impiegati negli USA risultano avere costi diretti inferiori rispetto agli ACCC e ACCR e al tempo stesso possono essere presi in considerazione come possibili sostituti dei conduttori preesistenti se si considerano i carichi di ghiaccio ridotti sulla linea di Bucarest.

I conduttori GZTACSR “Gap Type” possono essere anch’essi considerati come validi sostituti anche se presentano costi di installazione superiori del 25% rispetto a quelli che si dovrebbero sostenere nel caso dei conduttori tradizionali e presentano elevati costi di manutenzione.

Infine sebbene dall’analisi tecnica si vede come i conduttori ACSS, ZTACIR, GTACSR, ACCR e ACCC/TW possano essere conduttori candidati per la sostituzione dei conduttori preesistenti, attraverso un’analisi economica dettagliata si evince come le soluzioni più convenienti siano date dai conduttori ACCC/TW e ACSS.

Fra questi due candidati il TSO ha decretato che i conduttori scelti per *Uprating* della linea rumena di Fundeni di Bucarest Sud sono gli ACSS.

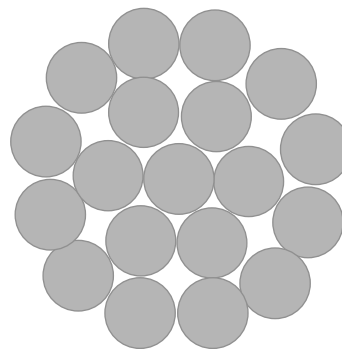
Sebbene gli ACSS presentino una riduzione della resistenza a trazione, tale problematica potrà essere azzerata andando ad impiegare acciaio zincato ACSS/TW ad elevata resistenza meccanica [Acc HS] oppure utilizzando una sezione dell’anima in acciaio maggiore o utilizzando ambedue le soluzioni.

Questo conduttore presenta alcuni vantaggi quali: può funzionare ad elevate temperature senza alterare le proprie caratteristiche meccaniche, in presenza di elevate temperature l’abbassamento risulta essere inferiore rispetto a quello presentato negli altri conduttori, l’abbassamento finale “*Final Sag*” non è influenzato dallo scorrimento dell’alluminio nel lungo termine; inoltre presenta caratteristiche di auto-smorzamento migliori e un grado di resistenza superiore alle vibrazioni e quindi alla trazione; inoltre presenta un’eccellente conducibilità elettrica 63 % IACS.

## 5.8. Schede conduttori esaminati

Di seguito vengono esposti in sintesi le modalità utilizzate per la determinazione dei dati dei conduttori (scheda 0) nonché i dati specifici inerenti ai n° 10 conduttori analizzati in precedenza (schede da 1 a 10) evidenziandone le loro caratteristiche peculiari: Resistenza, IACS, Temperatura massima raggiungibile, Sezione scelta, Resistenza per la sezione scelta, Composizioni tipiche, Caratteristiche meccaniche ed Installazioni tipiche.

Scheda n°0		Modalità utilizzate per la determinazione dei dati indicati nelle schede dei conduttori analizzati	
Resistenza a 20 [°C]		International Annealed Copper Standard	
$r_{20^{\circ}C} = K \cdot \left( \frac{\rho}{S_{teorica}} \right) \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$ $r_{tab\_20^{\circ}C} = \text{valore da tabella} \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$ <p><i>E' stato posto K=1 trascurando i passi di cordatura visto che non è stato trovato alcun valore dei costruttori.</i></p>		$IACS = X [\%]$ $\sigma = \left( \frac{X}{100} \right) \cdot 58 \left[ \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right]$ $\rho = \frac{1}{\sigma} \left[ \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \right]$	
Temperatura Max Raggiungibile			
$\theta_{MAX}$ [°C]			
Sezione Scelta	Resistenza per la sezione scelta a 50 [°C]		
$S_{teorica}$ [mm <sup>2</sup> ]	$r_{50^{\circ}C} = r_{tab\_20^{\circ}C} \cdot \left[ 1 + (4 \cdot 10^{-3}) \cdot (\theta_{50^{\circ}C} - \theta_{20^{\circ}C}) \right] \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$		



**Resistenza a 20 [°C]**

**International Annealed Copper Standard**

$$r_{20^{\circ}C} = 5,741 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \cong 0,0574 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

$$r_{tab\_20^{\circ}C} = 0,0569 \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \text{ da tab. CEI-UNEL 01435}$$

$$IACS = 61,2 [\%]$$

$$\sigma = 35,496 \left[ \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right]$$

$$\rho = 0,02817 \left[ \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \right]$$

**Temperatura Max Raggiungibile**

$$\theta_{MAX} = 90 \text{ [}^{\circ}C\text{]}$$

**Sezione Scelta**

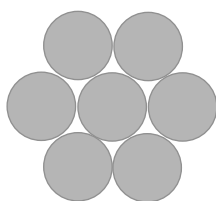
**Resistenza per la sezione scelta a 50 [°C]**

Corda 500 / 61

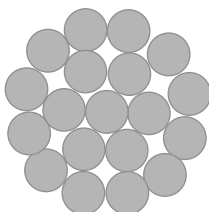
$$S_{teorica} = 490,6 [mm^2]$$

$$r_{50^{\circ}C} = 0,0569 \cdot [1 + (4 \cdot 10^{-3}) \cdot (50 - 20)] = 0,063 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

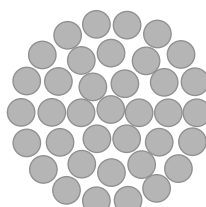
**Composizioni Tipiche**



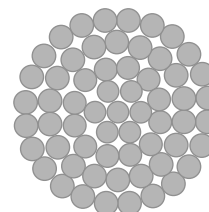
7 Strand



19 Strand



37 Strand



61 Strand

**Caratteristiche Meccaniche**

- Buona resistenza alla corrosione;
- Buona conducibilità elettrica;
- Resistenza alla trazione moderata;
- Coefficiente espansione lineare:  $23 \cdot 10^{-6} [1/^{\circ}C]$ .

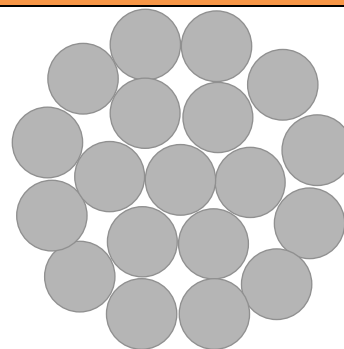
**Installazione Tipiche**

- Zone urbane in cui le campate sono brevi;
- Zone costiere grazie alla loro elevata resistenza alla corrosione.



Scheda n°2:

## All Aluminium Alloy Conductor (AAAC)



**Resistenza a 20 [°C]**

**International Annealed Copper Standard**

$$r_{20^{\circ}\text{C}} = 6,56 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \cong 0,0656 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

$$r_{tab\_20^{\circ}\text{C}} = 0,06706 \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \text{ da tab. Midal Cables}$$

$$IACS = 52,5 [\%]$$

$$\sigma = 30,45 \left[ \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right]$$

$$\rho = 0,0328 \left[ \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \right]$$

**Temperatura Max Raggiungibile**

$$\theta_{MAX} = 100 [^{\circ}\text{C}]$$

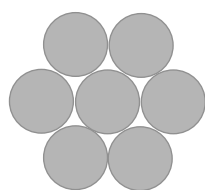
**Sezione Scelta**

**Resistenza per la sezione scelta a 50 [°C]**

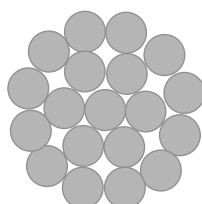
$$S_{teorica} = 500 [mm^2]$$

$$r_{50^{\circ}\text{C}} = 0,06706 \cdot \left[ 1 + (4 \cdot 10^{-3}) \cdot (50 - 20) \right] = 0,0751 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

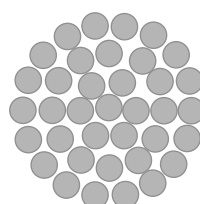
**Composizioni Tipiche**



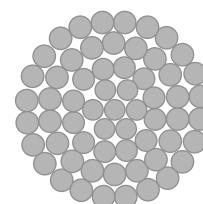
7 Strand



19 Strand



37 Strand



61 Strand

**Caratteristiche Meccaniche**

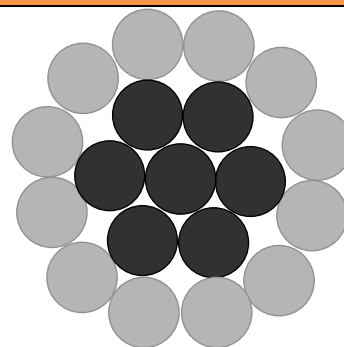
- Elevata resistenza alla corrosione; Bassa Conducibilità elettrica;
- Buon rapporto fra la resistenza meccanica e il peso;
- Miglior rapporto fra la resistenza a trazione e il peso;
- Carico di rottura risulta essere triplicato per la presenza del magnesio e del trattamento di tempra;
- Maggior conduttività elettrica a parità di diametro;
- Coefficiente espansione lineare:  $23 \cdot 10^{-6} [1/^{\circ}\text{C}]$ .

**Installazione Tipiche**

- Linee elettriche aeree di trasmissione con campate modeste, in cui è richiesta un'elevata resistenza di corrosione;
- Zone urbane/costiere; inoltre utilizzato solitamente in sostituzione all'ACSR.

Scheda n°3:

## Aluminium Conductor Steel Reinforced (ACSR)



**Resistenza a 20 [°C]**

**International Annealed Copper Standard**

$$r_{20^{\circ}\text{C}} = 5.42 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{\text{m}} \right] \cong 0,0542 \left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$

$$IACS = 61,2 [\%]$$

$$r_{\text{tab}_{20^{\circ}\text{C}}} = 0,05564 \left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right] \text{ da tab. CEI-UNEL 01434}$$

$$\sigma = 35,496 \left[ \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \right]$$

$$\rho = 0,02817 \left[ \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \right]$$

**Temperatura Max Raggiungibile**

$$\theta_{\text{MAX}} = (75 \div 80) [^{\circ}\text{C}]$$

**Sezione Scelta**

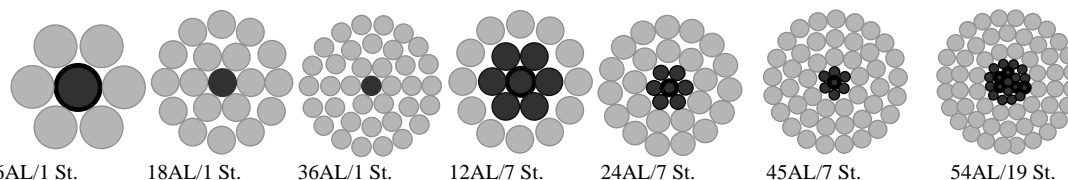
**Resistenza per la sezione scelta a 50 [°C]**

*Corda* 520 / 54 + 19

$$S_{\text{teorica\_All}} = 565,50 [\text{mm}^2]$$

$$r_{50^{\circ}\text{C}} = 0,05564 \cdot \left[ 1 + (4 \cdot 10^{-3}) \cdot (50 - 20) \right] = 0,0623 \left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$

**Composizioni Tipiche**



6AL/1 St.

18AL/1 St.

36AL/1 St.

12AL/7 St.

24AL/7 St.

45AL/7 St.

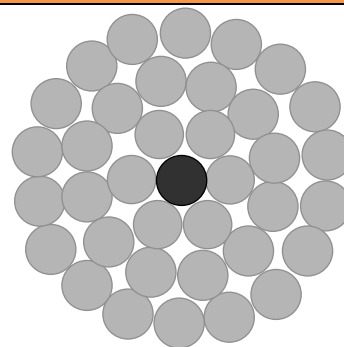
54AL/19 St.

**Caratteristiche Meccaniche**

- Elevata Resistenza alla corrosione;
- Eccellente resistenza a trazione;
- Moderata Conducibilità elettrica;
- Elevata resistenza meccanica;
- Coefficiente espansione lineare:  $11 \cdot 10^{-6} [1/^{\circ}\text{C}]$ .

**Installazione Tipiche**

- Data l'elevata resistenza meccanica, questi conduttori vengono impiegati per linee di attraversamento fiumi, linee molto alte rispetto al suolo oppure vengono installati con campate molto lunghe.



**Resistenza a 20 [°C]**

$$r_{20^{\circ}C} = 5,529 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \cong 0,0553 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

$$r_{tab\_20^{\circ}C} = 0,0577 \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \text{ da tab. MIDAL CABLE}$$

**International Annealed Copper Standard**

$$IACS_{All.1350-H19} = 61,5 [\%]$$

$$\sigma = 35,67 \left[ \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right]$$

$$\rho = 0,0280 \left[ \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \right]$$

**Temperatura Max Raggiungibile**

$$\theta_{MAX} = (90 \div 100) [^{\circ}C]$$

$$IACS_{Lega-All.6201-T81} = 52,5 [\%]$$

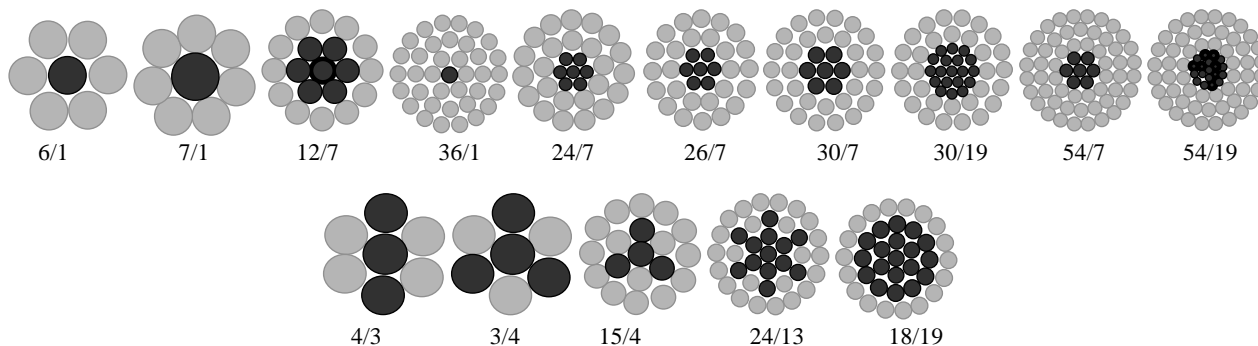
**Sezione Scelta**

$$S_{teorica} = 506,4 [mm^2]$$

**Resistenza per la sezione scelta a 50 [°C]**

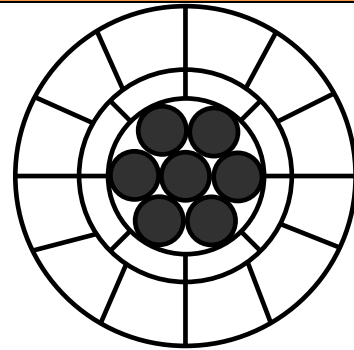
$$r_{50^{\circ}C} = 0,0577 \cdot \left[ 1 + (4 \cdot 10^{-3}) \cdot (50 - 20) \right] = 0,064 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

**Composizioni Tipiche**



**Caratteristiche Meccaniche**

- Elevata resistenza alla corrosione;
- Buona Conducibilità elettrica;
- Equilibrio fra prestazioni meccaniche ed elettriche;
- Aumentando il numero dei trefoli si va a migliorare la condizione di conducibilità;
- Coefficiente espansione lineare:  $23 \cdot 10^{-6} [1/^{\circ}C]$ .



**Resistenza a 20 [°C]**

$$r_{20^{\circ}C} = 5,37 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \cong 0,0537 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

$$r_{tab\_20^{\circ}C} = 0,0587 \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \text{ da tab. MIDAL CABLE}$$

**International Annealed Copper Standard**

$$IACS = 63,0[\%]$$

$$\sigma = 36,54 \left[ \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right]$$

$$\rho = 0,0273 \left[ \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \right]$$

**Temperatura Max Raggiungibile**

$$\theta_{MAX} = 200[^{\circ}C]$$

**Sezione Scelta**

$$S_{teorica} = 508,1[mm^2]$$

**Resistenza per la sezione scelta a 50 [°C]**

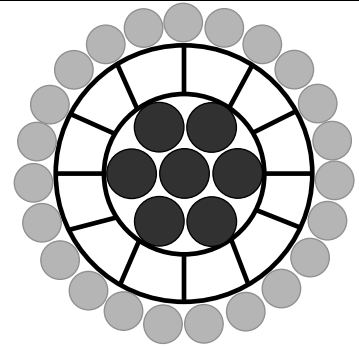
$$r_{50^{\circ}C} = 0,0587 \cdot \left[ 1 + (4 \cdot 10^{-3}) \cdot (50 - 20) \right] = 0,065 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

**Caratteristiche Meccaniche**

- Piccole perdite di linea;
- Vibrazioni eoliche ridotte;
- Costi limitati;
- Resistenza alla trazione discreta;
- Assenza di “Creep”;
- Bassa Freccia ad alte temperature;
- Portata corrente incrementata fino a 150%;
- Coefficiente di Espansione Lineare :  $11,5 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^{\circ}C ]$ ;
- Coefficiente Espansione Lineare:  $23 \cdot 10^{-6} [ 1 / ^{\circ}C ]$ .

Scheda n°6

## Gap Type (Z)TAL Aluminium Conductor Steel Reinforced ( G(Z)TACSR )



**Resistenza a 20 [°C]**

**International Annealed Copper Standard**

$$r_{20^{\circ}C} = 5,05 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \cong 0,0505 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

$$IACS = 60,0[\%]$$

$$r_{tab\_20^{\circ}C} = 0,057 \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \text{ da tab. J-POWER SYSTEM CORP.}$$

$$\sigma = 34,8 \left[ \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right]$$

$$\rho = 0,0287 \left[ \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \right]$$

**Temperatura Max Raggiungibile**

$$\theta_{MAX} = 210[^{\circ}C]$$

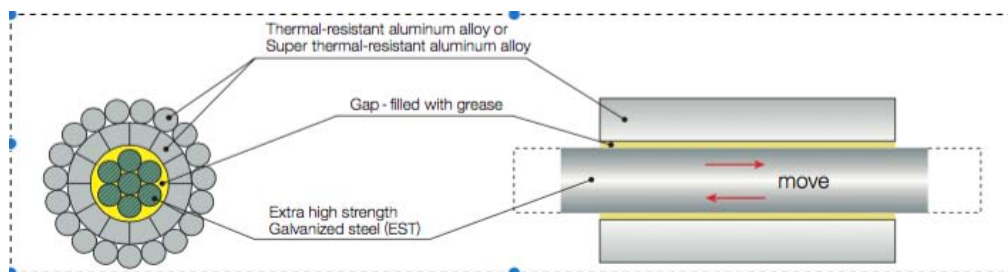
**Sezione Scelta**

**Resistenza per la sezione scelta a 50 [°C]**

$$S_{teorica} = 567,5[mm^2]$$

$$r_{50^{\circ}C} = 0,057 \cdot \left[ 1 + (4 \cdot 10^{-3}) \cdot (50 - 20) \right] = 0,064 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

**Composizioni Tipiche**



**Caratteristiche Meccaniche**

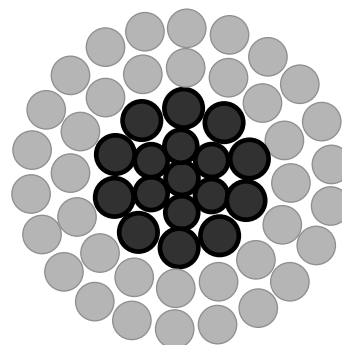
- Indipendenza fra anima e mantello;
- Punto di Ginocchio alla temperatura di installazione;
- Proprietà meccaniche simili all' ACSR;
- Portata di corrente aumentata fino al 200%;
- Costi limitati; Bassa freccia ad alte temperature.

**Installazione Tipiche**

- Linee elettriche aeree.

Scheda n°7

**(Z)TAL Aluminium Conductor Invar Reinforced  
( (Z)TACIR )**



**Resistenza a 25 [°C]**

$$r_{20^{\circ}C} = 6,66 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \cong 0,0666 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

$$r_{tab\_25^{\circ}C} = 0,0748 \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \text{ da tab. MIDAL CABLE}$$

**International Annealed Copper Standard**

$$IACS = 60,0[\%]$$

$$\sigma = 34,8 \left[ \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right]$$

$$\rho = 0,0287 \left[ \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \right]$$

**Temperatura Max Raggiungibile**

$$\theta_{MAX} = 210[^{\circ}C]$$

**Sezione Scelta**

$$S_{teorica} = 430,6[mm^2]$$

**Resistenza per la sezione scelta a 50 [°C]**

$$r_{50^{\circ}C} = 0,0748 \cdot \left[ 1 + (4 \cdot 10^{-3}) \cdot (50 - 25) \right] = 0,0823 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

**Caratteristiche Meccaniche**

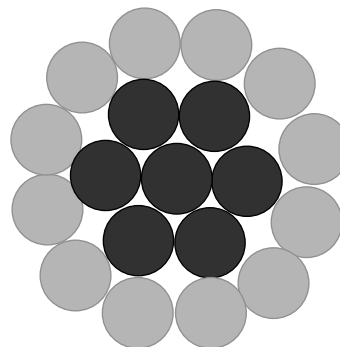
- Resistenza alla corrosione elevata;
- Resistenza alla trazione buona;
- Bassa freccia ad alte temperature;
- Coefficiente di dilatazione termica basso;
- Proprietà meccaniche simili all'ACSR;
- Portata di corrente aumentata fino al 200%;
- Coefficiente espansione lineare:  $23 \cdot 10^{-6} [1/^{\circ}C]$ .

**Installazione Tipiche**

- Linee elettriche aeree.

Scheda n°8

**(Z)TAL Aluminium Conductor Steel Reinforced  
( (Z)TACSR )**



**Resistenza a 20 [°C]**

$$r_{20^{\circ}C} = 5,96 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \cong 0,0596 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

$$r_{20^{\circ}C} = 0,0732 \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \text{ da tab. MIDAL CABLE}$$

**International Annealed Copper Standard**

$$IACS = 60,0[\%]$$

$$\sigma = 34,8 \left[ \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right]$$

$$\rho = 0,0287 \left[ \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \right]$$

**Temperatura Max Raggiungibile**

$$\theta_{MAX} = (150 \div 210)[^{\circ}C]$$

**Sezione Scelta**

$$S_{teorica} = 480,8[mm^2]$$

**Resistenza per la sezione scelta a 50 [°C]**

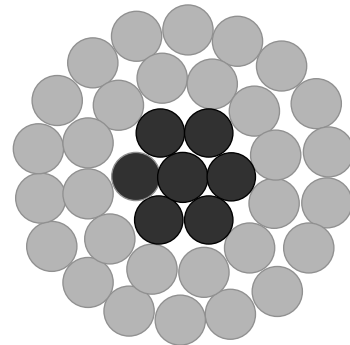
$$r_{50^{\circ}C} = 0,0732 \cdot \left[ 1 + (4 \cdot 10^{-3}) \cdot (50 - 20) \right] = 0,0819 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

**Caratteristiche Meccaniche**

- Buona resistenza a trazione;
- Elevata Resistenza alla corrosione;
- Eccellente resistenza a trazione;
- Moderata Conducibilità elettrica;
- Elevata resistenza meccanica;
- Resistività elettrica poco superiore rispetto a quella dell'alluminio incrudito 1350-H19;
- Caratteristiche meccaniche ed elettriche esse sono del tutto simili a quelle dell'ACSR.

**Installazione Tipiche**

- Linee aeree, in cui sia permesso un aumento di frecce lungo le campate.

**Resistenza a 20 [°C]**

$$r_{20^{\circ}\text{C}} = 5,26 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{\text{m}} \right] \cong 0,0526 \left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$

$$r_{\text{tab}_{20^{\circ}\text{C}}} = 0,058 \left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right] \text{ da tab. MIDAL CABLE}$$

**International Annealed Copper Standard**

$$IACS = 60,0 [\%]$$

$$\sigma = 34,8 \left[ \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \right]$$

$$\rho = 0,0287 \left[ \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \right]$$

**Temperatura Max Raggiungibile**

$$\theta_{\text{MAX}} = 210 [^{\circ}\text{C}]$$

**Sezione Scelta**

$$S_{\text{teorica}} = 545 [mm^2]$$

**Resistenza per la sezione scelta a 50 [°C]**

$$r_{50^{\circ}\text{C}} = 0,058 \cdot \left[ 1 + (4 \cdot 10^{-3}) \cdot (50 - 20) \right] = 0,0649 \left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$

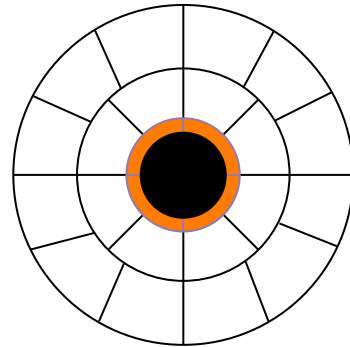
**Caratteristiche Meccaniche**

- Il nucleo in alluminio rinforzato con fibra di allumina presenta proprietà di dilatazione termica inferiore ed una resistenza maggior uguale rispetto all'acciaio zincato;
- L'anima è simile al nucleo composto in acciaio, ma è otto volte più resistente rispetto l'alluminio e presenta la medesima rigidità del nucleo in acciaio;
- L'anima presenta una maggior resistenza alla corrosione e minor resistenza allo scorrimento;
- Le fibre in allumina hanno un'espansione termica inferiore rispetto l'alluminio o l'acciaio.

**Installazione Tipiche**

- Linee elettriche aeree;
- Installazione da parte dell'azienda 3M di una linea aerea (Avoine-Distrè) da 400 [kV] lunga (3÷10) [km] avente campate da (400 ÷ 800) [m].



**Resistenza a 20 [°C]**

$$r_{20^{\circ}C} = 5,28 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{\Omega}{m} \right] \cong 0,0528 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

$$r_{tab\_20^{\circ}C} = 0,062 \left[ \frac{\Omega}{km} \right] \text{ da tab. MIDAL CABLE}$$

**International Annealed Copper Standard**

$$IACS = 63,0[\%]$$

$$\sigma = 36,54 \left[ \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right]$$

$$\rho = 0,02736 \left[ \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \right]$$

**Temperatura Max Raggiungibile**

$$\theta_{MAX} = 200[^{\circ}C]$$

**Sezione Scelta**

$$S_{teorica} = 518,16[mm^2]$$

**Resistenza per la sezione scelta a 50 [°C]**

$$r_{50^{\circ}C} = 0,062 \cdot \left[ 1 + (4 \cdot 10^{-3}) \cdot (50 - 20) \right] = 0,0694 \left[ \frac{\Omega}{km} \right]$$

**Caratteristiche Meccaniche**

- Il Nucleo di carbonio, progettato come un unico pezzo, agisce come un'asta di supporto meccanico e possiede elevate prestazioni;
- L'anima è avvolta elicoidalmente da trefoli di alluminio ricotto (1350-0) di forma trapezoidale, i quali vanno a determinare interstizi minimi a confronto dell'ACSR e porta ad aumentare l'area della sezione trasversale efficace aumentando di conseguenza la portata di corrente;
- Fibra vetro-carbonio usata per andare ad aumentare la resistenza del conduttore da cui ne deriva una bassa densità, un coefficiente di espansione termica minore ed un elevato rapporto fra la resistenza e il peso.

**Installazione Tipiche**

- Linee elettriche aeree.



### FENOMENO DI “FRETTING–FATIGUE” SU UN CONDUTTORE ELETTRICO

---

I cedimenti causati da “*fretting*” si verificano quando due superfici in contatto sono sottoposte a moti relativi periodici con conseguenti spostamenti di piccola entità; inoltre tale fenomeno produce particelle, che rappresentano il prodotto dovuto dalla reazione chimica tra le sostanze abrase dalla superficie.

Nel caso specifico di conduttori impiegati in linee elettriche aeree, le superfici in contatto sono rappresentate dai fili in alluminio o acciaio e l’ambiente, ovvero l’aria; il prodotto che ne deriverà, in questo caso, sarà l’ossido di alluminio [Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>].

Oltre ai cedimenti dovuti al “*fretting*” possono esservene alcuni causati dal fenomeno di “*fretting-fatigue*”, in cui oltre al fenomeno del “*fretting*” si aggiungono le sollecitazioni meccaniche, le quali producono danneggiamenti per fatica; nel caso del “*fretting-fatigue*” il danneggiamento derivanti dal “*fretting*” risulta essere lieve rispetto alle conseguenze/problematiche derivanti dalle sollecitazioni meccaniche, le quali determinano forti decrementi della resistenza a fatica.

Questo fenomeno si presenta in prossimità degli elementi di fissaggio in cui le sollecitazioni/vibrazioni dei fili causano la rottura per fatica dei fili più esterni della corda, inoltre questa tipologia di problematica è da considerarsi complessa e nel caso di corde può presentarsi lungo i numerosi punti di contatto presenti nella linea. I parametri che influiscono maggiormente tale fenomeno sono:

- Tipologia dei materiali utilizzati.
- Condizione delle superfici di contatto.
- Forze di attrito.
- Sforzi prossimi alla superficie.
- Ampiezza degli spostamenti.
- Valore e distribuzione delle pressioni.
- Aggressività dell’ambiente.
- Temperatura.

Sperimentalmente si è visto che, prendendo dei provini lisci di diversa composizione di acciaio, il limite di fatica in presenza di *fretting-fatigue* si riduce del 30% rispetto ai casi di assenza di tal fenomeno; in particolare si è appurato (ai sensi delle norme IEEE) che nel caso di conduttori ACSR la presenza di tale fenomeno faccia sì che il valore del limite a fatica di taluni fili sia pari al 4÷5% del loro carico di rottura.

Se andiamo ad analizzare tale fenomeno da un punto di vista metallurgico esso si manifesterebbe sotto forma di azione di usura e di fenomeno di fatica poiché le discontinuità superficiali che si vanno a creare lungo la superficie della corda sono la causa principale della formazione di cricche di fatica.

Si possono identificare due tipologie di contatto per le corde di un conduttore:

**1. Contatto fra fili adiacenti appartenenti allo stesso strato:**

Questa tipologia di contatto può essere vista come il contatto lineare fra due cilindri paralleli e l'effetto derivante da tale tipologia di contatto è quello di andare ad influenzare la corda per quanto concerne la rigidità assiale, torsionale e flessionale.

**2. Contatto di tipo trellis fra fili appartenenti a strati differenti:**

In questa tipologia di contatto i fili costituenti la corda vengono avvolti in direzioni opposte affinché la coppia generata dal fascio avvolto ad elica risulti essere minima; inoltre da tale avvolgimento risulta che i fili appartenenti ai due strati successivi si vanno ad intersecare con un certo angolo di contatto, tale contatto viene indicato col nome di contatto “*trellis*” o a reticolo.

Siccome tali contatti risultano avvenire in punti definiti, ovvero risultano essere localizzati, gli sforzi di contatto risulteranno essere maggiori rispetto a quelli generati dai contatti di linea; inoltre questi contatti vanno ad influenzare leggermente la rigidità della corda, ma allo stesso tempo giocano un ruolo fondamentale per il comportamento a fatica e a fretting-fatigue.

La conoscenza delle tipologie di contatto, della natura dei movimenti e delle distribuzioni degli sforzi ad essi associati è basilare per la comprensione riguardante le proprietà elastiche, le proprietà di isteresi e la fatica delle corde.

Si è dimostrato che la vita a fatica delle funi è determinata principalmente dallo stato degli sforzi per tipologie di contatto trellis; inoltre sperimentalmente e teoricamente si evince che le fratture dei trefoli interni sono antecedenti rispetto a quelle che avvengono sui trefoli esterni.

Un altro elemento di valutazione sta nella morfologia dei “*segni*” di danneggiamento presenti sui fili in corrispondenza dei punti di contatto, questi possono essere distinti in “*tracce statiche*”, le quali derivano dalle deformazioni plastiche imposte dai morsetti durante le fasi di montaggio degli smorzatori, e “*tracce dinamiche*”, le quali sono frutto dei fenomeni derivanti dal fretting; quindi in altre parole le tracce si potranno presentare o come deformazioni plastiche o come deformazioni di usura o come un mix fra le due tipologie citate pocanzi.

Alcuni studi effettuati sul comportamento dei conduttori elettrici soggetti a fretting hanno rilevato tre regimi differenti di fretting, ognuno dei quali provoca differenti tipologie sulla corda. Questi regimi sono:

**1. Regime Stick (Regime di Scorrimento Parziale):**

Interessa tutti i punti di contatto fra i fili esterni e il morsetto fra fili nella porzione di fune interna al morsetto, in taluni punti si presentano elevati carichi radiali nel conduttore ed elevati carichi normali nel contatto; si generano micro-slittamenti solo lungo la zona di contatto con conseguente modesto fenomeno di usura e sono necessari numerosi cicli affinché si nuclei una cricca a fatica.

Tale cricca ha una direzione di inserimento quasi normale alla superficie (circa  $80^\circ$ ) e si propaga per fatica con un angolo pari a  $65^\circ$ ; la superficie di frattura dei fili rotti in questo regime solitamente ha un andamento quasi planare e assai vicino alla sezione trasversale del filo.

## 2. Regime Slip (Regime di Scorrimento):

Questa tipologia di regime riguarda i contatti esterni alla zona di afferraggio; i carichi radiali risultano essere contenuti e gli scorrimenti relativi risultano essere elevati fra i fili; molte particelle vengono distaccate dalla superficie e le tracce del fenomeno fretting aumentano con l'aumentare del numero dei cicli.

Per quanto concerne la nucleazione delle cricche tale regime risulta essere poco dannoso.

## 3. Regime Mixed (Regime Misto):

Il danneggiamento dei punti di contatto è intermedio rispetto agli altri due regimi analizzati, inoltre questa tipologia di regime risulta essere quella più critica per quanto riguarda la nucleazione delle cricche, infatti dopo un certo numero di cicli a flessione le cricche presentano un angolo di innesco basso (circa 25°) rispetto alla superficie e si propagano per fatica con un'inclinazione prossima ai 65°.

L'andamento delle superfici di frattura che si vanno a determinare in presenza di codesto regime segue un piano di inclinazione di 45° rispetto all'asse del filo con un breve tratto piano perpendicolare all'asse; inoltre la deformazione plastica ciclica della superficie risulta essere più evidente e si vanno a creare delle zone scure "dark zone".

Il degrado superficiale dei fili in alluminio avviene per distacco di particelle e meccanismi di delaminazione (formazione di cricche parallele all'orientazione della microstruttura), che portano alla formazione di detriti di ossido di alluminio  $Al_2O_3$  come risultato dell'azione associata all'elevato carico ciclico tangenziale e all'ossidazione delle particelle distaccatesi dal metallo.

Come accennato in precedenza il tipo, la durata di esercizio e il grado di danneggiamento, che possono essere riscontrati sul conduttore dipendono da vari parametri i più importanti sono l'ampiezza del ciclo di flessione, le condizioni di afferraggio e il coefficiente di attrito. All'aumentare dell'ampiezza di flessione diminuisce la vita del conduttore, infatti incrementano gli scorrimenti e i micro-scorrimenti fra i fili e il degrado della superficie nei punti di contatto; inoltre la variazione dell'ampiezza di flessione può modificare il regime di fretting, determinando un regime misto in cui può avvenire la nucleazione di cricche.

Le condizioni di afferraggio vanno ad influire fortemente sulle condizioni di contatto fra fili e fra il filo e il morsetto inducendo sulla fune condizioni differenti di carico a cui conseguono diversi regimi di fretting.

Inoltre in caso di presenza di morsetti differenti corrispondono contatti differenti fra i fili dello strato esterno e il morsetto stesso, che possono modificare anche la posizione delle zone critiche per la rottura dei fili.

Secondo recenti studi, riguardanti la relazione che intercorre fra il fretting-fatigue e le condizioni di carico esterno, sembrerebbe che l'influenza della tensione applicata alla fune (tiro) sia marginale quando è compresa fra il 15% e il 40% del carico di rottura della fune; tuttavia essa influisce sul livello delle vibrazioni eoliche che si possono instaurare nella fune.

Il coefficiente di attrito può variare a seconda che le funi siano lubrificate o meno.

Esistono conduttori lubrificati in cui fra i fili è posto uno strato di grasso "Gap Type", la presenza del lubrificante comporta una conseguente diminuzione dell'ossidazione delle particelle staccatesi dal materiale e l'usura per contatto diminuisce grazie alle proprietà di accomodamento del miscuglio lubrificante-particelle.

Nei punti con regime di scorrimento parziale “Regime Stick” il lubrificante può anche prevenire completamente il contatto fra aria e il metallo ovviando in tale maniera l’ossidazione.

Quindi un conduttore lubrificato presenta tracce di fretting minori in numero e dimensione e le tracce scure di particelle ossidate risultano essere ridotte.

Nelle funi lubrificate il coefficiente di attrito risulta essere inferiore e le forze tangenziali nei punti di contatti diminuiscono, quindi sarà più difficile il raggiungimento delle condizioni di regime misto di fretting e la nucleazione di cricche verrà ritardata.

Nel caso di fili rotti, la superficie di frattura in presenza di lubrificante sarà solitamente normale all’asse del filo; ulteriore conferma della riduzione del fretting associato al regime misto.

Alla luce di tali considerazioni l’influenza del fretting può essere ridotta in maniera significativa mediante l’utilizzo di lubrificanti nonostante sia possibile l’insorgenza del fenomeno di fretting-fatigue anche in queste condizioni.

Si segnala infine che il beneficio derivante dalla presenza del lubrificante si evidenzia in maniera particolare nei regimi di scorrimento “*Slip*” e misto “*Mixed*”, mentre nel regime di scorrimento parziale “*Stick*” risulta essere marginale

La crescita della domanda di energia elettrica rappresenta un problema di notevole entità dato che il sistema di approvvigionamento deve essere in grado di soddisfarla/coprirla e per far ciò bisogna andare a costruire ed erigere nuove linee, ma tale azione non è così semplice perché oltre alle varie Norme e Leggi atte alla regolamentazione, sicurezza e mantenimento si aggiungono gli ostacoli di carattere ambientale e finanziario.

Visti gli ostacoli, derivanti dalla realizzazione di nuove linee, si è optato per la riqualificazione delle linee elettriche aeree esistenti; infatti tale azione risulta contenere i costi, andando al tempo stesso a potenziare le loro capacità di trasmissione mediante l' "Uprating".

Quando si parla di *Uprating* di una linea elettrica aerea si intendono tutti quei processi atti a riqualificare le caratteristiche di esercizio della linea, al fine di aumentare le prestazioni della linea stessa, in altre parole di aumentarne la sua capacità di trasporto dell'energia.

I metodi di riqualificazione della linea sono molteplici e differiscono in maniera significativa, per tale motivazione andremo a focalizzarci solamente sulla metodologia, che prevede la sostituzione dei conduttori originali/standard con altri di concezione tecnologica innovativa; questi ultimi permetteranno di poter operare in condizioni sfavorevoli/proibitive rispetto a quelli standard e di poter rispondere/soddisfare le esigenze richieste.

Quindi andremo a rivalutare e correggere i risultati ottenuti con il modello tradizionale di "Rating", soprattutto per stimare l'abbassamento "sag" dei conduttori lungo le campate, ricordando che le probabili/potenziali fonti di errore per prevedere le frecce lungo le linee ad alte temperature possono essere determinate da:

- Teoria della campata virtuale;
- Disomogeneità della temperatura interna del conduttore;
- Variazione modulo elasticità;
- Variazione del coefficiente di espansione termica;
- Elongazioni;
- Processo di ricottura del conduttore ad elevate temperature;
- Effetto derivante dalla temperatura di ginocchio.

Si ha a disposizione una varietà di conduttori utilizzabili per l'Uprating tale da poter soddisfare al meglio le varie circostanze elettro-meccaniche; tuttavia la loro scelta non è scontata in quanto essa dipenderà da considerazioni fisiche, elettriche ed economiche.

Abbiamo considerato rispettivamente:

### **Conduttori Operanti a temperature inferiori ai 100[°C]**

Contraddistinti da differenti tipologie quali:

- Conduttori Omogenei in rame (utilizzati raramente nelle linee in BT e MT);
- Conduttori Omogenei in alluminio AAC "All Aluminium Conductor";
- Conduttori Omogenei in lega di alluminio AAAC "All Aluminium Alloy Conductor";
- Conduttori Non Omogenei (bimetallici) in alluminio rinforzato con acciaio ACSR "Aluminium Conductor Steel Reinforced";
- Conduttori Omogenei in alluminio rinforzati con lega di alluminio ACAR.

### **Conduttori con geometria alternativa:**

Questa tipologia di conduttori è stata ideata in risposta alle esigenze di aumento dell'Ampacity della linea e alle esigenze di natura meccanica, inoltre le geometrie alternative sono applicabili a quasi tutti i conduttori analizzati in precedenza e anche a quelli che andremo a trattare nel seguito, ricordando che la temperatura massima di esercizio dipenderà dal conduttore a cui si andrà ad applicare la geometria alternativa.

### **Conduttori HTLS:**

Con l'acronimo **HTLS** si intende tutti quei "Conduttori ad Alta-Temperatura e Basso-Abbassamento "Sag"; tale sigla inoltre riassume le principali caratteristiche di questi conduttori ovvero che essi sono impiegati nel caso di elevate temperature, possono operare per periodi di esercizio prolungati senza perdere la propria resistenza a trazione, senza deteriorarsi meccanicamente, elettricamente o chimicamente e determinano un basso *Sag*; ovviamente ogni conduttore HTLS presenta vantaggi e svantaggi, che andremo a descrivere.

Fanno parte di questa grande "famiglia":

- Conduttore TACSR e (Z)TACSR
- Conduttore GTACSR oppure (Z)GTACSR
- Conduttore TACIR oppure (Z)TACIR
- Conduttore ACSS e ACSS/TW
- Conduttore ACCR

Dalle analisi e considerazioni effettuate, si evince che:

**Conduttori AAAC, ACAR (TW):** verranno utilizzati in quelle linee non particolarmente affette da sovraccarichi meccanici e che necessitano di piccoli incrementi di Ampacity (inferiori al 30%).

**Conduttori (Z)TACSR, (Z)TACIR:** verranno utilizzati nelle linee che permettono ulteriori abbassamenti, lungo le campate, rispetto al loro profilo originale; inoltre determinano un significativo Uprating nei casi in cui venga superata la temperatura di ginocchio.

**Conduttori ACSS(TW), G(Z)TACSR:** verranno impiegati nella maggior parte dei casi quando si richiedono forti incrementi di Ampacity contenendo allo stesso tempo i valori delle frecce lungo le campate.

Il vantaggio di sostituire i conduttori delle linee esistenti con conduttori HTLS è che la potenza termica della linea può essere aumentata notevolmente con modifiche minime alle strutture delle linee di trasmissione esistenti.

Affinchè venga limitata la necessità di modifiche strutturali, questi HTLS dovranno funzionare a temperature molto superiori rispetto a quelle raggiunte dai conduttori preesistenti e ovviamente non dovranno determinare abbassamenti "sag" superiori a quelli ottenuti con i conduttori da sostituire, poiché un incremento dell'abbassamento "sag" richiederebbe un innalzamento delle strutture esistenti e quindi conseguenti aumenti dei costi di intervento.

- Una delle principali limitazioni di funzionamento degli HTLS in alluminio sta nella perdita della resistenza alla trazione dell'alluminio; anche qualora tali corde in alluminio presentano un'anima rinforzata in acciaio il funzionamento continuo è tipicamente limitato ai 100 [°C] o inferiori. I



conduttori HTLS possono funzionare in modo continuo a temperature comprese fra i 150 [°C] e i 250 [°C] in dipendenza dei materiali utilizzati e del design dei conduttori.

- Gli HTLS che impiegano alluminio ricotto presentano modulo di elasticità inferiore rispetto ai conduttori ACSR convenzionali.
- Gli HTLS che impiegano leghe di alluminio, resistenti alle alte temperature, hanno un modulo elastico che è paragonabile a ACSR convenzionale.
- I conduttori HTLS con alluminio TAL o ZTAL presentano proprietà auto-smorzanti simili agli ACSR standard.
- L'installazione degli HTLS non risulta essere ostica; l'unico caso di installazione complessa si ha nel caso dei conduttori "Gap Type" G(Z)TACSR.
- Il conduttore più semplice risulta essere lo (Z)TACIR poiché l'alluminio non è soggetto a danni durante la tesatura e il nucleo non risente particolarmente alle forze di taglio.
- Tutti i conduttori HTLS hanno le seguenti caratteristiche:
  - presentano un tasso di elongazione termico basso;
  - possono funzionare con continuità a temperatura superiori ai 100 [°C] senza alcun deterioramento delle proprietà meccaniche o elettriche;
  - presentano lo stesso valore di resistenza, se non inferiore, rispetto ai conduttori standard aventi il medesimo diametro.

Non è semplice capire quale degli HTLS analizzati possa funzionare meglio in una particolare situazione di Uprating, tuttavia i modelli di sforzo-deformazione dei vari HTLS costituiscono ulteriori elementi di valutazione per l'ingegnere, responsabile della scelta finale.



## BIBLIOGRAFIA

---

- [1] Roberto Benato, Lorenzo Fellin, “Impianti Elettrici”, Wolters Kluwer, Edizione II 2014.
- [2] Antonio Paolucci, “Lezioni di trasmissione dell’energia elettrica”, CLEUP, 1998.
- [3] J.R. Harvey & R.E. Larson: “Creep Equations of Conductors for Sag – Tension Calculations” IEEE CP 72 190-2, New York, 1971.
- [4] CIGRE WG 22.05 (12), "Permanent Elongation of Conductors. Predictor Equations and Evaluation Methods", Electra, No. 75, pp. 63-98, March 1981.
- [5] Electra Article “Loss in Strength of Overhead Electrical Conductors Caused by Elevated Temperature Operation”, number 162 October 1995 page 115-117.”
- [6] IEEE WG on Thermal Aspects of Overhead Conductors: “Limitations of the Ruling Span Method for Overhead Line Conductors at High Operating Temperatures”, IEEE PE-197-PWRD –0-12-1997.
- [7] M.J. Tunstall et al: “Maximising the Ratings of National Grid’s Existing Transmission Lines Using High Temperature, Low Sag Conductor”, CIGRE 22-202, Paris, August 2000.
- [8] CIGRE, Technical Brochure 244 “Conductors for the Upgrading of Overhead Lines”, Working Group B2.12, April, 2004.
- [9] EPRI. 2002. High Temperature Low Sag Transmission Conductors, EPRI, Palo Alto, CA: 2002. 1001811.
- [10] “IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors”, IEEE Std 738-1993, 8 November 1993.
- [11] High-Temperature Ampacity Model for Overhead Conductors”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No 4, October 2002.

[12] “Limitations of the Ruling Span Method for Overhead Line Conductors at High Temperature”, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 14, No 2, April 1999.

[13] “Conductors for the Upgrading of Overhead Lines”, Working group B2.12, 1 November 2003.

[14] Norma CEI 11-60 “Portata al limite termico delle linee elettriche aeree con tensione maggiore di 100kV”.

[15] Norma CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”.

[16] [www.midalcable.com](http://www.midalcable.com); <http://www.jpowers.com>; CEI-UNEL: fonti dei dati per i conduttori esaminati.