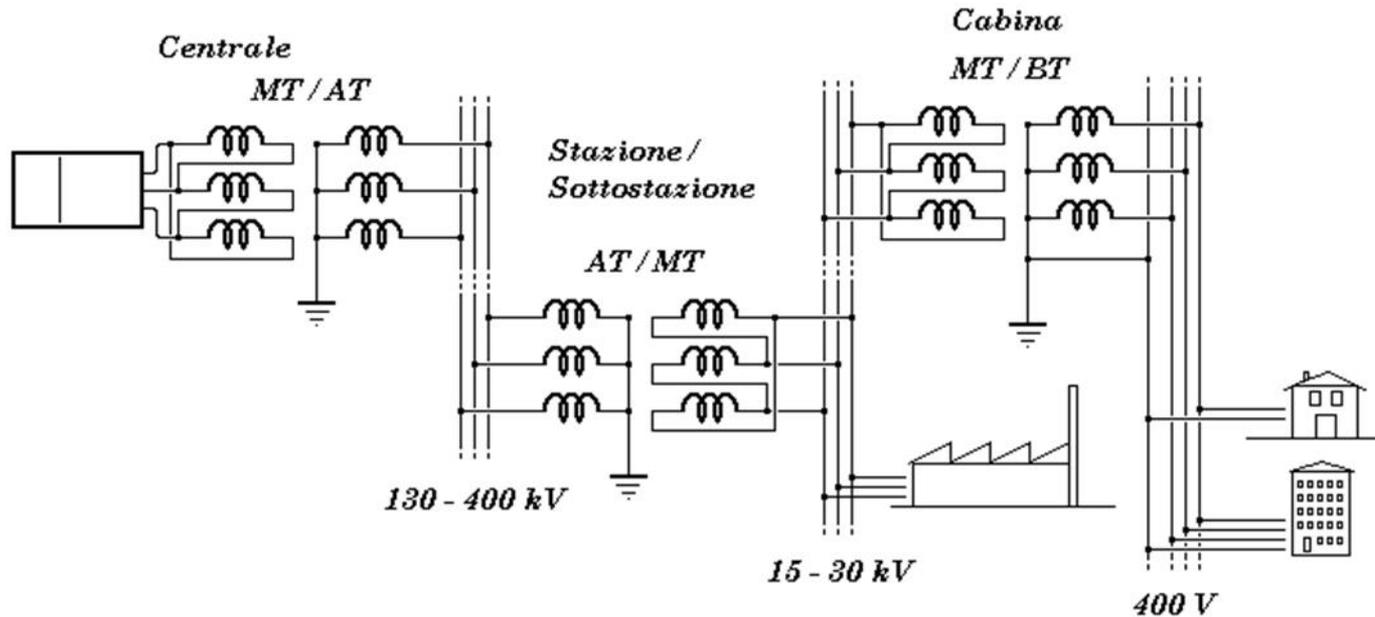
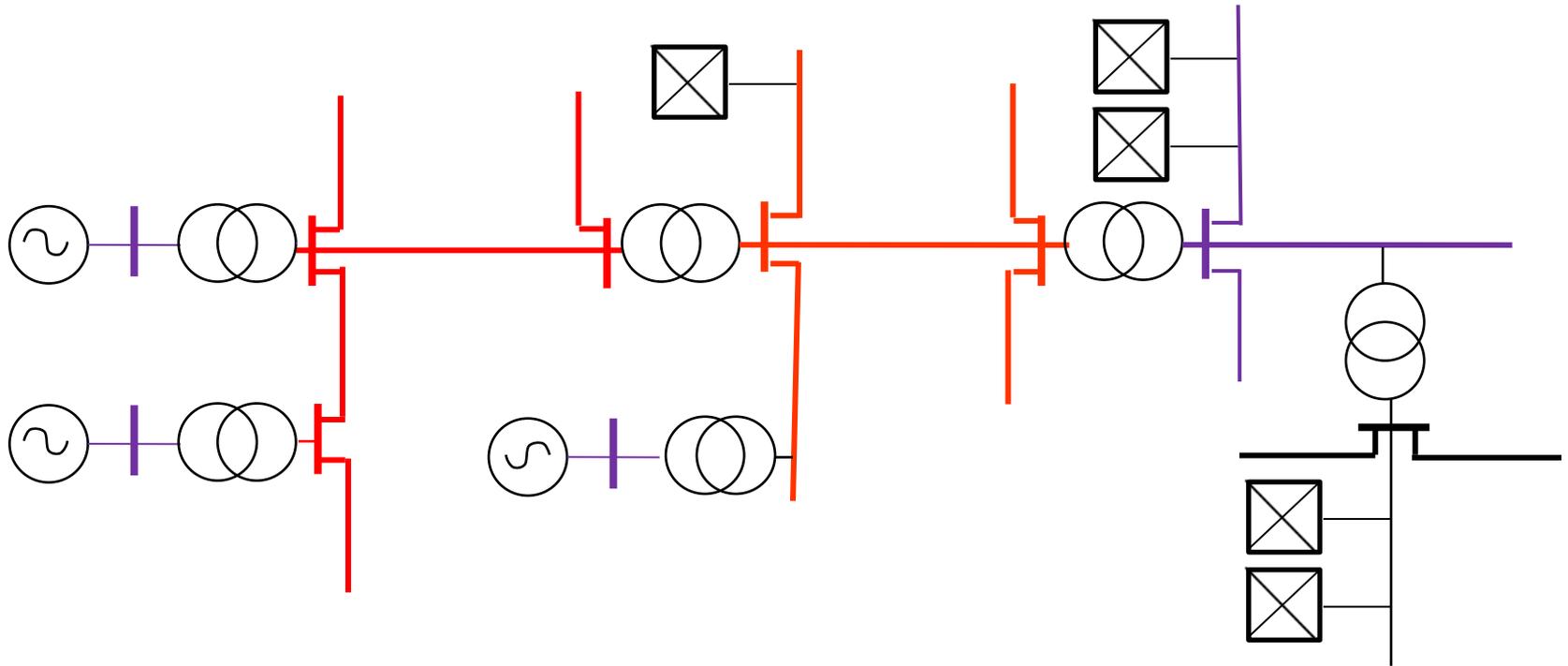


Struttura della rete elettrica di potenza - 1



- Centrali di produzione dotate di alternatore collegato alla rete di trasmissione-interconnessione mediante un trasformatore elevatore (tensione tipica dell'alternatore: 15-30 kV)
- Rete di trasmissione-interconnessione che collega tra di loro le centrali di produzione, le stazioni primarie e le sottostazioni mediante linee elettriche ad altissima (AAT)/alta (AT) tensione (in Italia: 380 kV, 220 kV, 150 kV, 132 kV)
- Nelle sottostazioni vengono alimentate le linee della distribuzione primaria in media tensione (MT) (in Italia: 20 kV, 15 kV)
- Linee di distribuzione secondaria in bassa tensione (BT) (in Italia 400/230 V) che ricevono la potenza dalle linee di distribuzione primaria nelle cabine di distribuzione

Struttura della rete elettrica di potenza



- Sono presenti generatori (alternatori) nella rete di trasmissione-interconnessione
- Alla rete di interconnessione in AT possono essere collegati carichi industriali di grande potenza
- Alla rete di distribuzione in MT possono essere collegati carichi industriali
- Tutti i carichi domestici sono collegati alla rete di distribuzione in BT
- La potenza va sempre dalla rete a tensione più elevata a quella a tensione più bassa.

Legend

Lines

- 750 kV transmission line
- 500 kV transmission line
- 380-400 kV transmission line
- 300-330 kV transmission line
- 220 kV transmission line
- 110 kV transmission line
- DC-line

Different lines (colours)

- 1 circuit under construction
- 1 circuit under operation
- Double circuit under operation
- Double circuit with 1 circuit mounted
- >= 3 circuits
- Currently used voltage
- Temporary voltage
- Numeral as explained below

Plants and stations

Symbols for under operation & under construction

- Thermal Power Plant (Coal)
- Thermal Power Plant (Fossil fuel)
- Thermal Power Plant (Natural gas)
- Thermal Power Plant (Nuclear)
- Thermal Power Plant (other source)
- Pump storage
- Everything hydro based
- Run of river + Storage
- Wind
- Biomass
- Solar
- Substation
- Converter station
- Converter station back-to-back
- Substations + power plants

The map is a comprehensive illustration of the interconnected networks, it shows existing elements and those under construction: power plants, converters, substations and high-voltage cables/lines with towers designed for voltages of a) 220 kV and higher b) 110 kV to 150 kV in the areas of Cyprus, Denmark, Iceland, Israel/PA and Norway and c) 110 kV to 150 kV if these lines cross national frontiers and are operated by TSOs. If the operation voltage differs from that indicated by the colour, this voltage is given alongside the line. Lines with more than 2 circuits bear a numeral that is explained below. The first number indicates the number of circuits and the voltage at the final stage of construction (depending on the design of towers); the numerals in brackets indicate the number of circuits and the voltage at the present stage of construction.

1 1x380 + 2x220	11 2x380 + 2x220 (1x220)	21 4x380 (1x220)	31 4x380 (2x380 + 2x220)
2 2x380 + 2x220	12 2x380 + 2x220 (2x220)	22 4x380 (3x380 + 1x220)	32 4x380 (3x380 + 1x220)
3 4x380	13 2x380 + 3x220 (3x220)	23 4x380 (3x220)	33 4x380 + 2x220 (2x380 + 1x220)
4 4x380	14 2x380 + 2x220 (4x220)	24 4x380 (1x380)	34 4x380 + 2x220 (3x380 + 2x220)
5 4x380 + 2x220	15 2x380 + 2x220 (1x380 + 1x220)	25 4x380 (3x380)	35 4x380 + 2x220 (2x380)
6 2x380 + 1x220	16 2x380 + 2x220 (1x380 + 2x220)	26 4x380 (3x220)	36 3x220
7 2x380 + 4x220	17 2x380 + 2x220 (1x380 + 3x220)	27 4x380 (1x380 + 1x220)	37 4x220 (1x220)
8 2x380 + 2x220 (1x380)	18 2x380 + 2x220 (2x380 + 1x220)	28 4x380 (1x380 + 2x220)	38 4x220 (2x220)
9 2x380 + 2x220 (2x380)	19 1x380 + 2x220 (1x380 + 1x220)	29 4x380 (1x380 + 3x220)	39 4x220 (3x220)
10 2x380 + 4x220 (4x220)	20 1x380 + 2x220 (1x220)	30 4x380 (2x380 + 1x220)	40 4x220

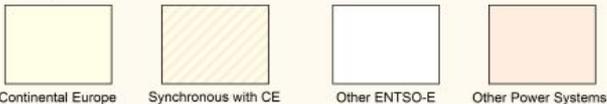
NGC threshold in MW

All existing power plants and those under construction with NGC (Net Generating Capacity) equal or higher than the values indicated in the following table are displayed on the map even if they are not connected to the high-voltage network. CHP (Combined Heat & Power) classification (coal, natural gas, biomass ...) is based on main fuel. The third column of the table below indicates the visibility of CHP by country.

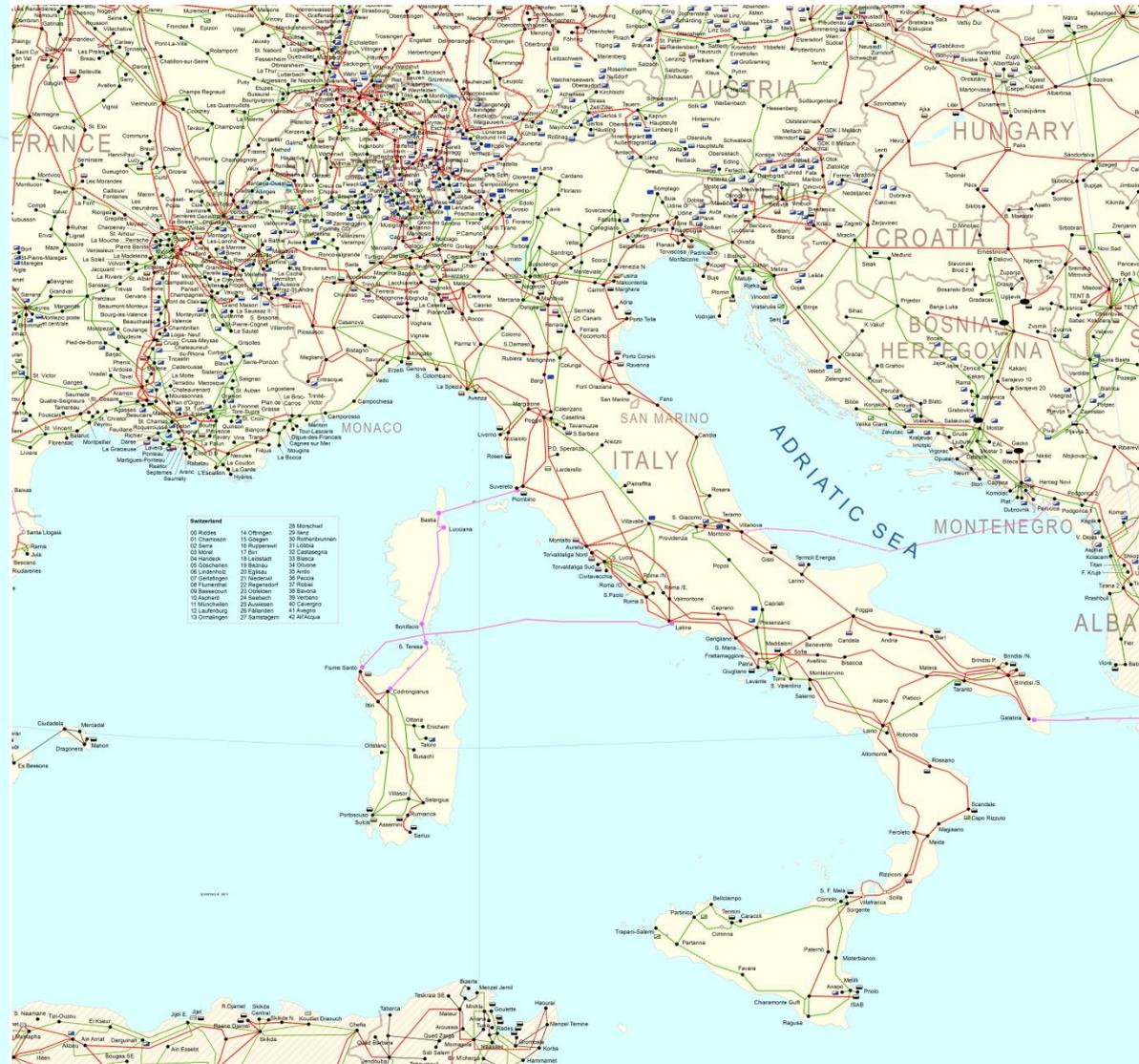
Country						CHPs included
Austria	100	50	yes			
Belgium	100	100	yes			
Bosnia & Herzegovina	100	50	no			
Bulgaria	75	60	yes			
Croatia	100	40	yes			
Cyprus	100	30	n.a.			
Czech Republic	150	30	yes			
Denmark	100	100	yes			
Estonia	100	50	yes			
Finland	100	50	yes			
France	150	80	yes			
FYROM	100	50	yes			
GB (England & Wales)	100	100	yes			
GB (Northern Ireland)	30	50	yes			
GB (Scotland South)	100	30	yes			
GB (Scotland North)	10	10	yes			
Germany	200	100	yes			
Greece	100	50	n.a.			
Hungary	50	50	yes			

Country						CHPs included
Iceland	10	10	no			
Ireland	100	50	n.a.			
Italy	100	50	n.a.			
Latvia	100	40	yes			
Lithuania	100	30	yes			
Luxembourg	100	50	no			
Norway	100	50	no			
The Netherlands	100	50	no			
Norway	50	50	no			
Poland	200	50	yes			
Portugal	100	50	yes			
Romania	100	50	yes			
Russia	80	45	yes			
Serbia	100	50	yes			
Slovak Republic	100	100	yes			
Slovenia	80	10	yes			
Spain	65	50	no			
Sweden	0	0	n.a.			
Switzerland	100	100	no			
Turkey	100	50	n.a.			

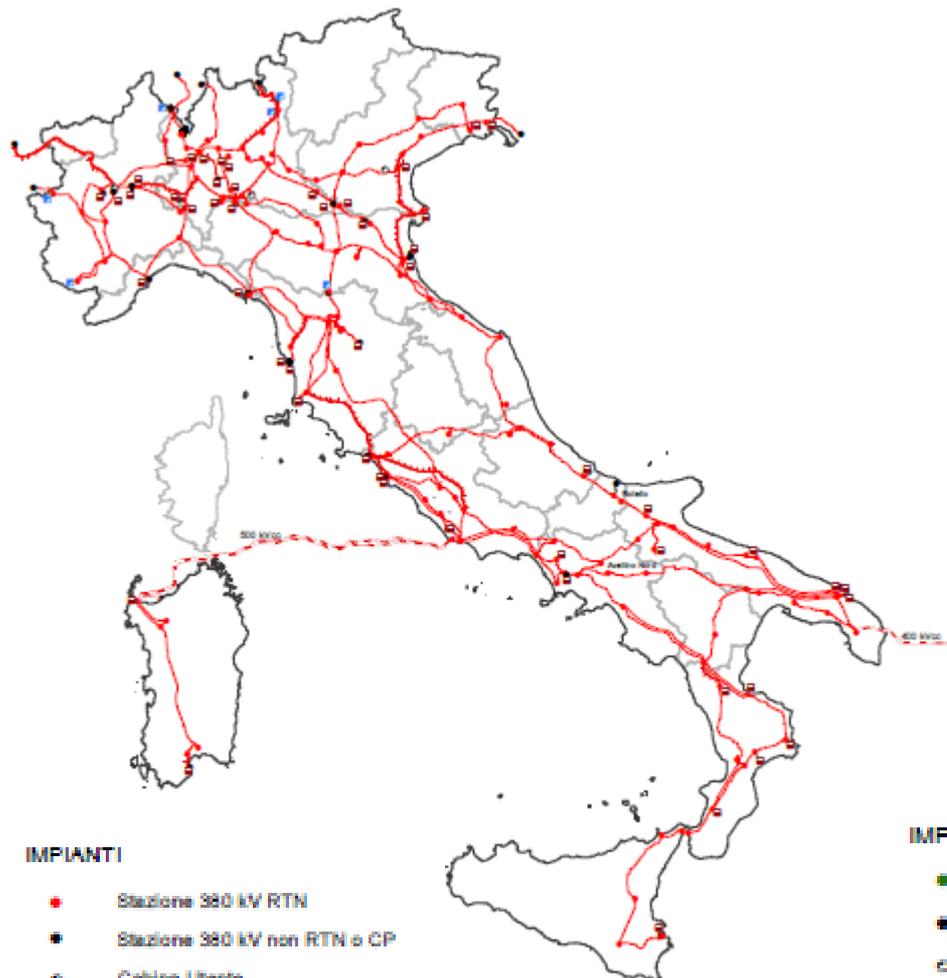
Power systems



Rete di trasmissione-interconnessione in Italia



Rete italiana a 380 kV al 31 dicembre 2014



IMPIANTI

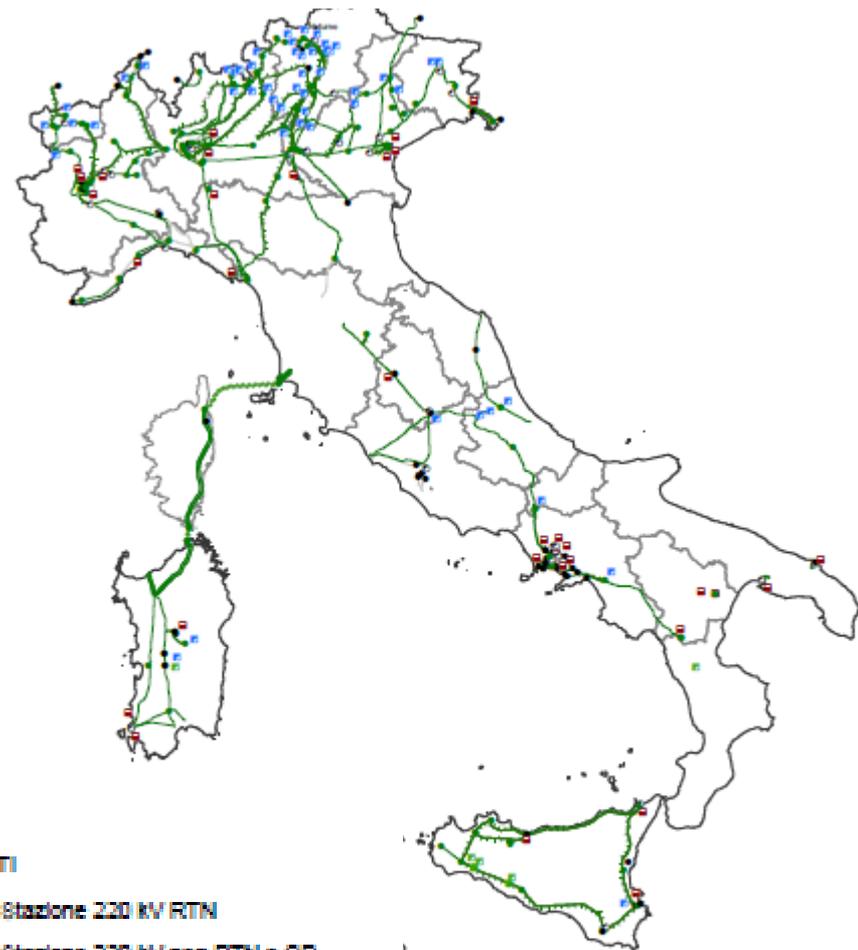
- Stazione 380 kV RTN
- Stazione 380 kV non RTN o CP
- Cabina Utente
- Centrale termoelettrica
- Centrale idroelettrica

LINEE

- Linea 380 kV RTN
- - - Linea doppia tema 380 kV RTN
- · - Linea ≥ 400 kVcc RTN in cavo
- Linea 380 kV non RTN



Rete italiana a 220 kV al 31 dicembre 2014

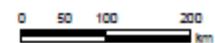


IMPIANTI

- Stazione 220 kV RTN
- Stazione 220 kV non RTN o CP
- Cabina utente
- Centrale termoelettrica
- Centrale idroelettrica
- Centrale eolica

LINEE

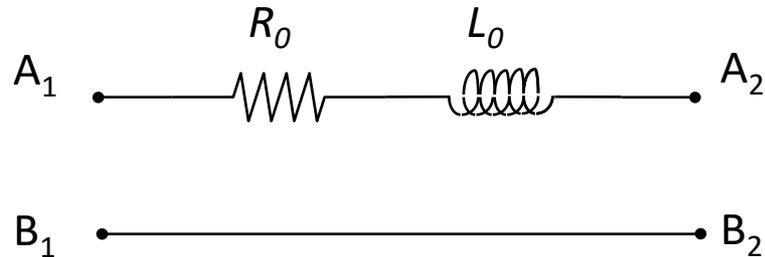
- Linea 220 kV RTN
- - - Linea doppia tema 220 kV RTN
- Linea 200 kVcc RTN
- · - Linea 200 kVcc RTN in cavo



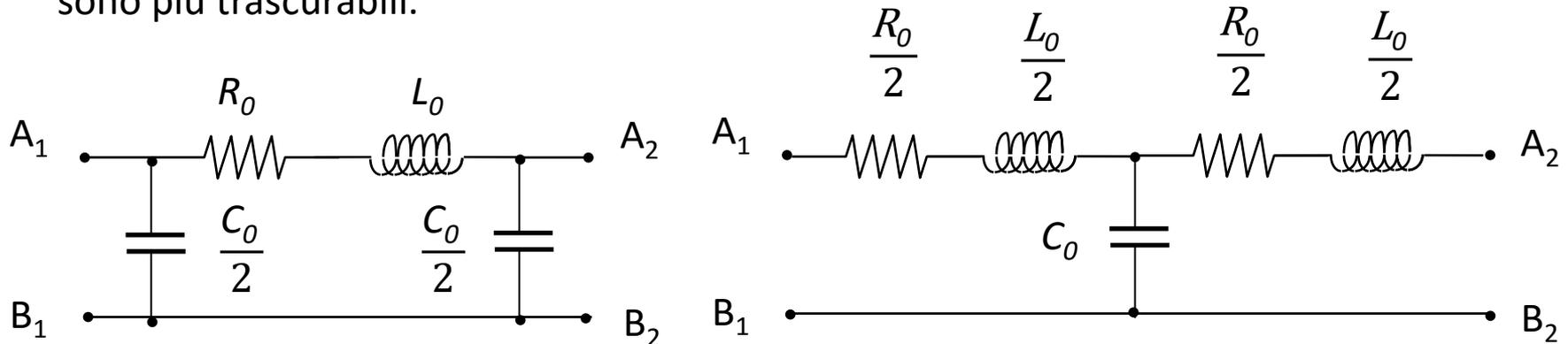
LINEE ELETTRICHE - 1

Modello di una **linea elettrica corta**

- Effetti capacitivi trascurabili rispetto agli effetti resistivi ed induttivi (energia accumulata nel campo elettrico trascurabile rispetto a quella accumulata nel campo magnetico) ($L < 80$ km, $V < 66$ kV)



Se la linea elettrica è lunga e/o la tensione è elevata, gli effetti capacitivi non sono più trascurabili.

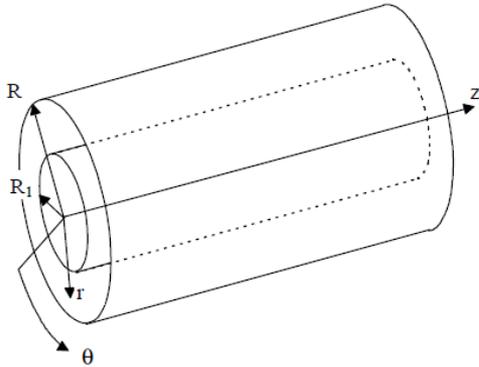


Modello a Π

Modello a T

LINEE ELETTRICHE - 2

Un cavo può essere considerato un condensatore cilindrico con le armature costituite dal conduttore interno (di raggio R_1), e dallo schermo esterno (di raggio R_2) che è in contatto con il terreno

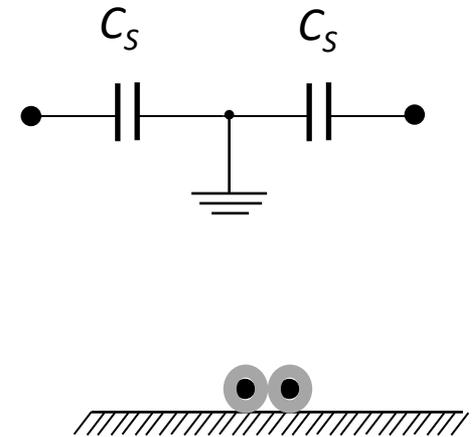
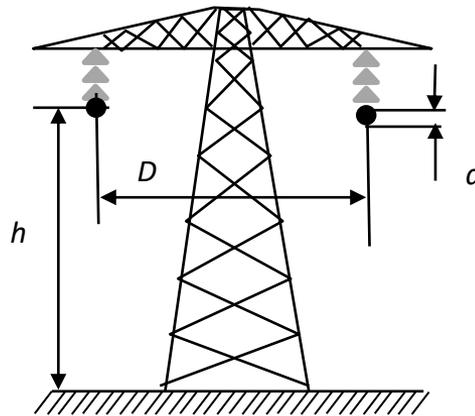


$$C_S = \frac{C}{L} = \frac{2\pi\epsilon}{\ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right)}$$

capacità di servizio

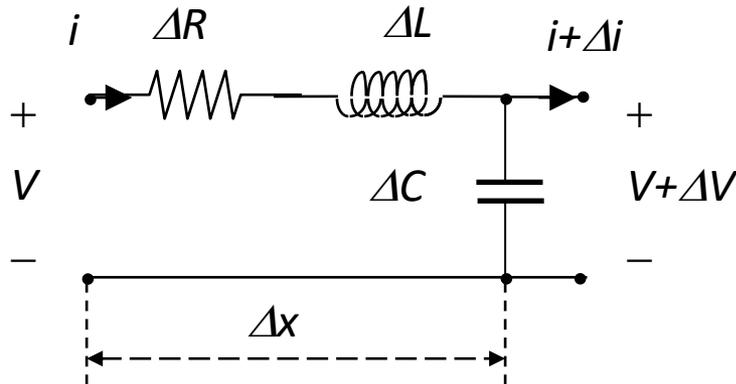
ϵ = costante dielettrica

Gli effetti capacitivi nei cavi sono molto più importanti, rispetto al caso delle linee elettriche aeree, a causa della minore distanza fra i conduttori e la massa.



LINEE ELETTRICHE - 3

Il modello più dettagliato descrive il generico tratto di linea di lunghezza Δx con il circuito equivalente sotto riportato.



$$\begin{cases} V = \Delta R i + \Delta L \frac{di}{dt} + V + \Delta V \\ i + \Delta i = i - \Delta C \frac{d(V + \Delta V)}{dt} \end{cases}$$

Dividendo per Δx e passando al limite per Δx che tende a 0

$$\begin{cases} \frac{dV}{dx} = -r_0 i - l_0 \frac{di}{dt} \\ \frac{di}{dx} = -c_0 \frac{dV}{dt} \end{cases}$$

r_0 = resistenza longitudinale per unità di lunghezza;
 l_0 = induttanza longitudinale per unità di lunghezza;
 c_0 = capacità trasversale per unità di lunghezza

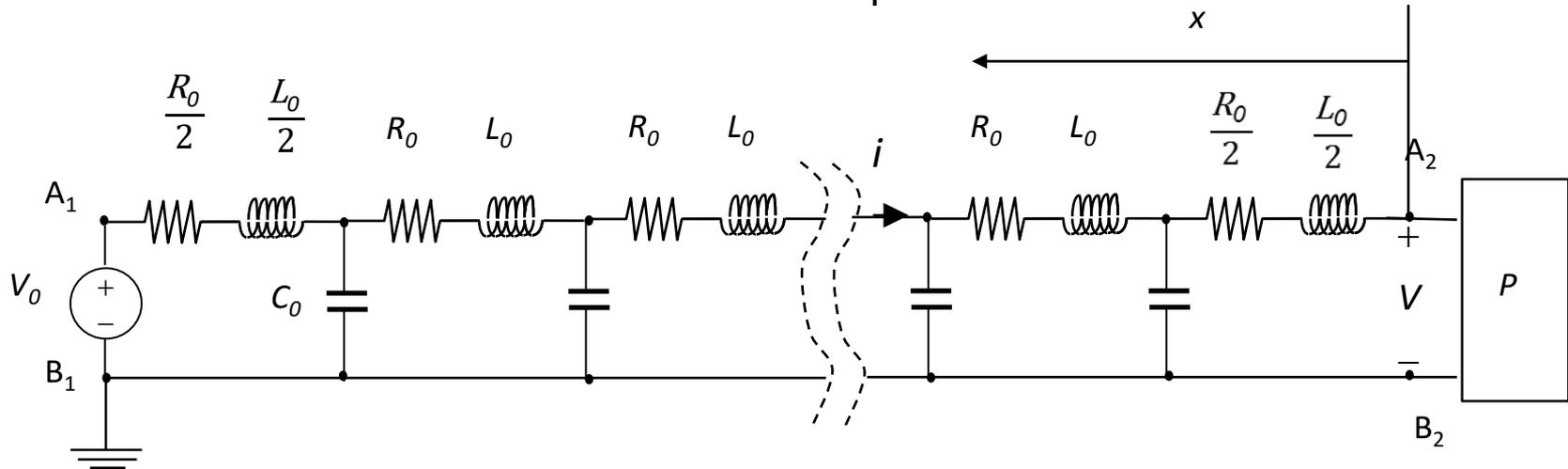
In regime di corrente alternata:

z_0 = impedenza longitudinale per unità di lunghezza;
 y_0 = conduttanza trasversale per unità di lunghezza

$$\begin{cases} \frac{d\underline{V}}{dx} = -r_0 \underline{I} - j\omega l_0 \underline{I} = -z_0 \underline{I} \\ \frac{d\underline{I}}{dx} = -j\omega c_0 \underline{V} = -y_0 \underline{V} \end{cases}$$

LINEE ELETTRICHE - 4

A titolo di esempio si consideri un cavo lungo 90 km modellato con un circuito a parametri concentrati costituito da 90 tratti corrispondente ciascuno ad un km di cavo.



$r_0 (90\text{ }^\circ\text{C}) = 0.098\ \Omega/\text{km}$; $l_0 = 0.33\ \text{mH}/\text{km}$; $c_0 = 0.28\ \mu\text{F}/\text{km}$, Sezione del cavo = $240\ \text{mm}^2$, massima corrente ammissibile (limitata dalla temperatura massima ammissibile) = 467 A

Tensione concatenata = 30 kV
(tensione stellata = 17.3 kV)

$X\ (km)$	0	30	60	90
V (kV)	17.3	18.7	20.0	21.3
I (A)	467.0	467.4	469.2	473.1
P (MW)	8.09	8.73	9.37	10.03
Q (MVAR)	0	-0.18	-0.48	-0.92

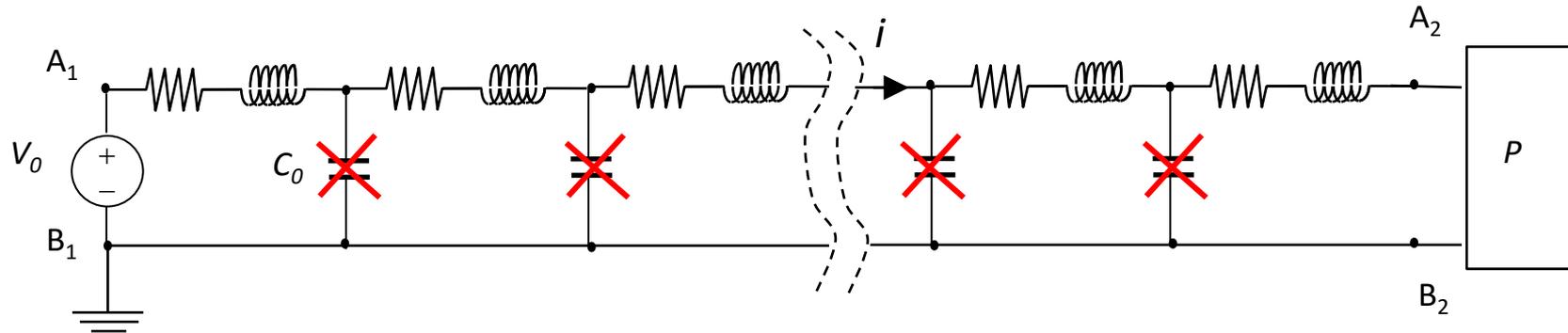
Tensione concatenata = 150 kV
(tensione stellata = 86.6 kV)

$X\ (km)$	0	30	60	90
V (kV)	86.6	87.6	88.0	87.7
I (A)	467.0	518.6	649.7	822.1
P (MW)	40.44	41.13	42.13	43.72
Q (MVAR)	0	-19.32	-38.65	-57.37

LINEE ELETTRICHE - 5

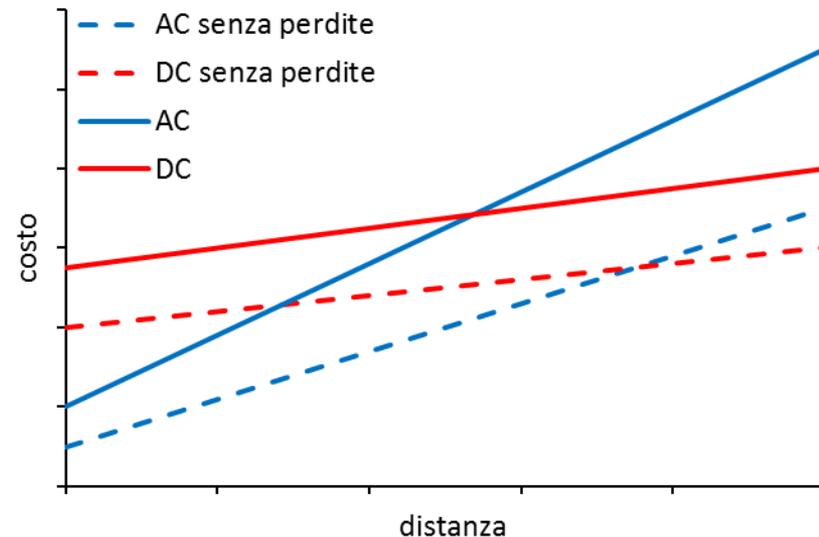
In corrente continua:

- il condensatore si comporta come un circuito aperto e quindi nel funzionamento normale dei cavi/linee elettriche gli effetti capacitivi non sono presenti: **la corrente è costante lungo la linea.**
- La corrente è uniformemente distribuita nella sezione del cavo (in corrente alternata è presente l'effetto pelle che tende a concentrare la densità di corrente verso la superficie del cavo)

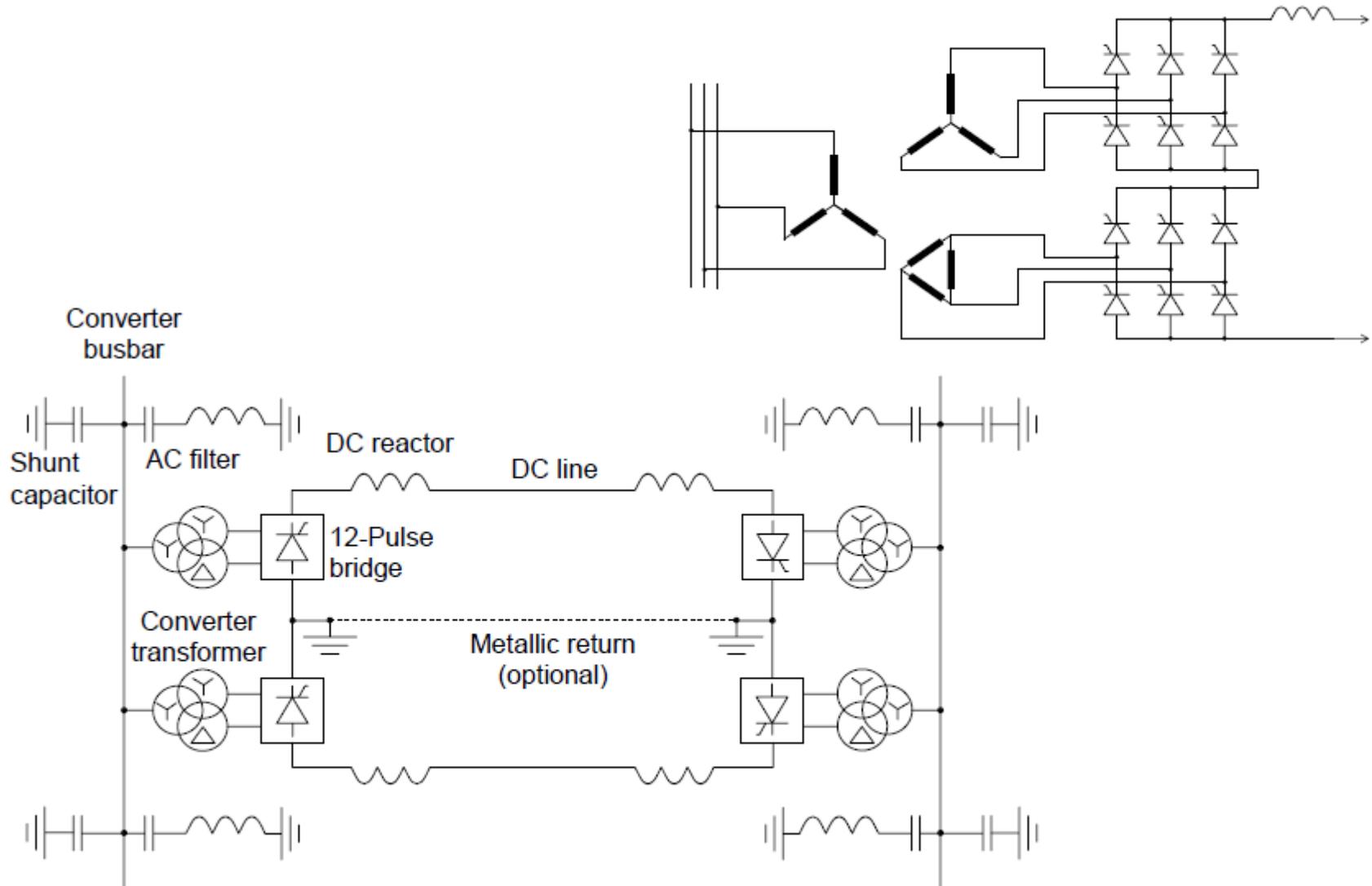


Per quanto riguarda i costi:

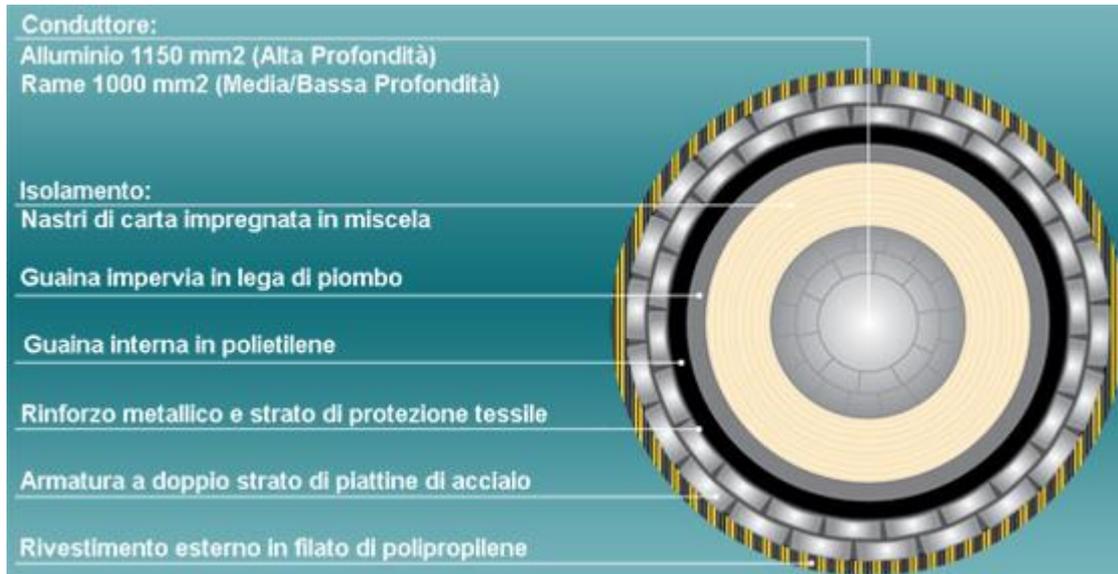
- In DC sono presenti i convertitori che invece non sono presenti in AC.
- Il costo per km di una linea DC è minore di quello di una linea AC perché è minore il numero di conduttori (2 per una linea DC bipolare, 3 per una linea AC)
- In DC sono minori le perdite per il minor valore della resistenza longitudinale
- In AC sono richiesti degli induttori per compensare la potenza reattiva



Trasmissione mediante linee elettriche HVDC (High Voltage Direct Current)



LINEE ELETTRICHE - 6



Collegamento tra l'Italia e la Sardegna mediante linea HVDC (cavo SAPEI) bipolare +/- 500 kV (<http://www.sapei.it>)

- Completamento cavo Polo 1: Novembre 2008
- Completamento Stazione di Conversione di Latina Polo 1: Febbraio 2009
- Completamento Stazione di Conversione di Fiumesanto Polo 1: Giugno 2009
- Entrata in esercizio Polo 1: Novembre 2009
- Completamento cavo Polo 2: Ottobre 2010
- Completamento Stazione di Conversione di Latina Polo 2: Marzo 2010
- Completamento Stazione di Conversione di Fiumesanto Polo 2: Marzo 2010
- Entrata in esercizio Polo 2: Dicembre 2010
- Entrata in esercizio Bipolare: Luglio 2011

Controllo della rete elettrica di potenza - 1

Regolazione della frequenza:

La frequenza nominale della rete è 50 Hz (in Italia); nel funzionamento «normale» della rete la frequenza può variare da 49.7 a 50.3 Hz; variazioni della frequenza eccessive possono provocare malfunzionamenti nelle apparecchiature elettriche. Quando la potenza attiva assorbita dai carichi supera quella fornita dai generatori la frequenza diminuisce, viceversa, quando la potenza attiva assorbita dai carichi risulta minore di quella fornita dai generatori la frequenza aumenta.

- **Regolazione primaria della frequenza:** al variare della frequenza gli alternatori reagiscono in breve tempo (20-30 s), agendo sulla regolazione della turbina, in modo da aumentare la potenza erogata, se la frequenza diminuisce, o diminuire la potenza erogata, se la frequenza cresce. La regolazione primaria della frequenza, che avviene automaticamente senza controllo centrale permette di ridurre le oscillazioni della frequenza in una rete dove siano presenti molti alternatori.
- **Regolazione secondaria della frequenza:** per mantenere i flussi di potenza ai valori prestabiliti (vincoli tecnici sulla capacità delle linee ed economici legati agli accordi commerciali) si agisce, mediante un controllo centrale, sulla potenza erogata da alcuni grandi generatori dedicati (sempre collegati, con tempo di risposta è di circa 10-15 m).
- **Regolazione terziaria della frequenza:** per mantenere inalterata la capacità di intervento dei generatori utilizzati per la regolazione secondaria si agisce (con tempi che possono arrivare ad alcune ore) su alcuni generatori che possono essere anche spenti.

Controllo della rete elettrica di potenza - 2

Regolazione della tensione:

- **Regolazione primaria della tensione:** la tensione nei nodi della rete di trasmissione – interconnessione viene regolata variando la corrente di eccitazione degli alternatori in modo da mantenere la tensione al suo valore di riferimento. Questa regolazione viene fatta da un sistema automatico di regolazione (AVR : Automatic Voltage Regulator).
- **Regolazione secondaria della tensione:** I valori di riferimento della tensione per gli alternatori vengono modificati dal gestore della rete in modo da mantenere la tensione in ogni nodo della rete ad un valore ottimale.

La regolazione della tensione può essere fatta nelle stazioni/cabine di trasformazione mediante l'uso di trasformatori con rapporto di trasformazione variabile.

Le centrali alimentate da energie rinnovabili non programmabili (eolico, solare termico, solare fotovoltaico) non intervengono nella regolazione della frequenza che viene svolta quindi solo dalle centrali programmabili (idroelettriche, termoelettriche).

Con dispositivi di **accumulo** della energia è possibile utilizzare anche le centrali alimentate da energie rinnovabili non programmabili per la regolazione della frequenza.

Gestione della energia elettrica

Generazione e importazione

- I maggiori produttori sono: Enel, Edison, Eni

Trasmissione e dispacciamento

- La rete di trasmissione–interconnessione viene gestita da Terna Rete Italia S.p.A che deve garantire la sicurezza, la continuità e la qualità del servizio, facendo in modo che la produzione eguagli sempre il consumo e che la frequenza e la tensione non si discostino dai valori ottimali, nel rispetto dei limiti di transito sulle reti e dei vincoli sugli impianti di generazione.
- La rete di distribuzione in MT/BT viene gestita principalmente da ENEL S.p.A. (multinazionale il cui azionista di maggioranza è il Ministero dell'Economia e delle Finanze con il 25,5% del capitale)

Vendita

- Libero mercato. Cessione mediante il sistema della borsa elettrica gestita dal GME (Gestore del Mercato Elettrico), oppure cessione a grossisti mediante contratti bilaterali (accordi privati tra le parti)
- Ritiro dedicato. Limitato ad impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili di potenza inferiore a 10 MVA oppure ad impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili di potenza qualsiasi. Consiste nella cessione della energia elettrica ad un intermediario (Gestore dei Servizi Elettrici: GSE) che provvede a remunerarla in base ai prezzi zonali orari (evitando al produttore il collegamento sulla borsa elettrica o la stipula di contratti bilaterali)

Autorità per l'Energia Elettrica il gas ed il sistema idrico

- Organismo indipendente, istituito con la legge 14 novembre 1995, n. 481, costituito da un Presidente e quattro Membri, nominati con decreto del Presidente della Repubblica al termine di una procedura che prevede l'approvazione da parte del Consiglio dei Ministri dei nomi proposti dal Ministero per lo Sviluppo Economico, con il parere vincolante delle Commissioni parlamentari competenti.
- Ha il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, attraverso l'attività di regolazione e di controllo. L'Autorità svolge inoltre una funzione consultiva nei confronti di Parlamento e Governo ai quali può formulare segnalazioni e proposte; presenta annualmente una Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta.

Mercato Elettrico - 1

Il Mercato Elettrico o Borsa Elettrica o IPEX (Italian Power Exchange) nasce in Italia il 31 marzo 2004 a seguito dell'approvazione da parte del Governo e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas dei provvedimenti attuativi del D. Lgs. n. 79/99 (cd "Decreto Bersani") che ha attuato la riforma strutturale del settore elettrico.

In particolare sono stati creati, all'interno del **Gestore dei Servizi Elettrici** S.p.A. (GSE, di proprietà al 100% del Ministero dell'Economia e delle Finanze) le società: **Gestore dei Mercati Energetici** (GME), a cui è affidata l'organizzazione e la gestione economica del mercato elettrico e **Acquirente Unico** (AU) cui è affidato il ruolo di garante della fornitura di energia elettrica alle famiglie e alle piccole imprese.

- Il Mercato Elettrico (ME) è un mercato telematico per la negoziazione dell'energia elettrica all'ingrosso nel quale il prezzo dell'energia corrisponde al prezzo di equilibrio ottenuto dall'incontro tra le quantità di energia elettrica richieste e quelle offerte dagli operatori che vi partecipano. Le offerte sono costituite da coppie di quantità e di prezzo unitario di energia elettrica (MWh; €/MWh) ed esprimono la disponibilità a vendere (o comprare) una quantità di energia non superiore a quella specificata nell'offerta ad un prezzo non inferiore (o non superiore) a quello specificato nell'offerta stessa per un certo periodo orario.

Mercato Elettrico - 2

Il mercato elettrico si divide in: **Mercato elettrico a pronti (MPE)**, **Mercato elettrico a termine dell'energia Elettrica con obbligo di consegna e ritiro (MTE)** e **Piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi (CDE)**

MPE si divide in:

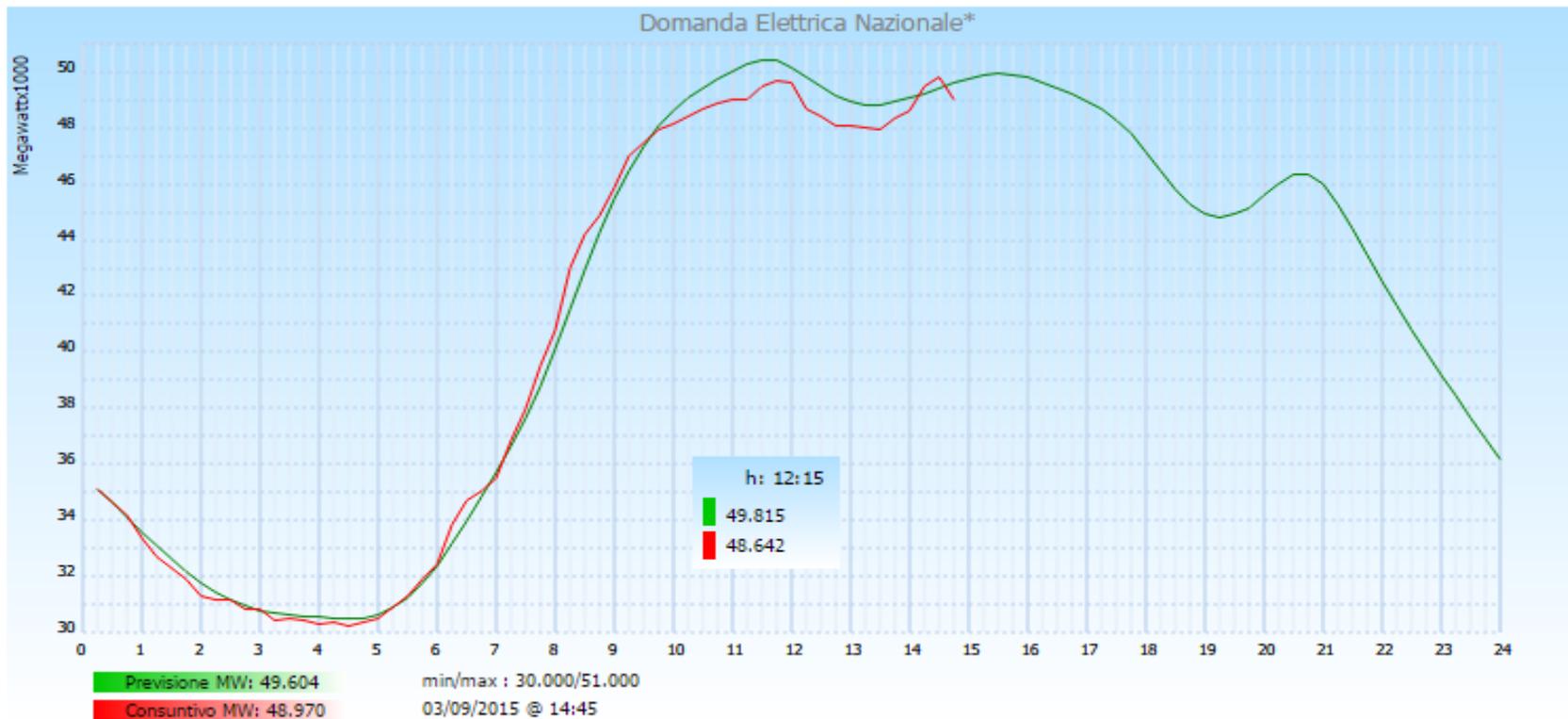
- **Mercato del Giorno Prima (MGP)**. I produttori, i grossisti ed i clienti finali idonei possono vendere/acquistare energia elettrica per il giorno successivo (La seduta del MGP si apre alle ore 8.00 del nono giorno antecedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 12.00 del giorno precedente il giorno di consegna).
- **Mercato Infragiornaliero (MI)**. I produttori, i grossisti ed i clienti finali idonei possono modificare i programmi di immissione/prelievo determinati su MGP (la seduta del MI si svolge tutti i giorni, dopo la chiusura del MGP, e si articola in varie sessioni MI1, MI2, MI3, MI4, MI5 fino alla chiusura alle 11.30 del giorno di consegna).
- **Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)**. Utilizzato da Terna per approvvigionarsi dei servizi di dispacciamento per garantire in ogni istante l'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica (1 sessione il giorno precedente a quello di consegna (MSD – ex ante) e 5 sessioni il giorno di consegna (mercato del bilanciamento (MB))

Nel MTE gli operatori possono vendere/acquistare forniture future di energia elettrica da consegnare successivamente

Nella CDE vengono consegnati i contratti finanziari derivati dall'energia elettrica e conclusi sulla Borsa italiana

Mercato Elettrico - 3

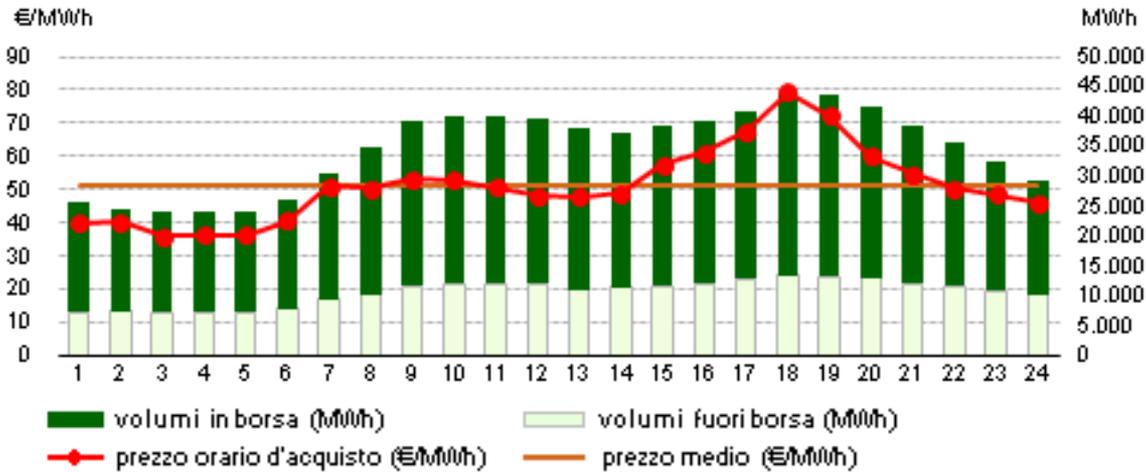
Sia per il corretto funzionamento del mercato elettrico che delle attività di dispacciamento e controllo è particolarmente importante poter disporre di previsioni affidabili della richiesta di energia elettrica



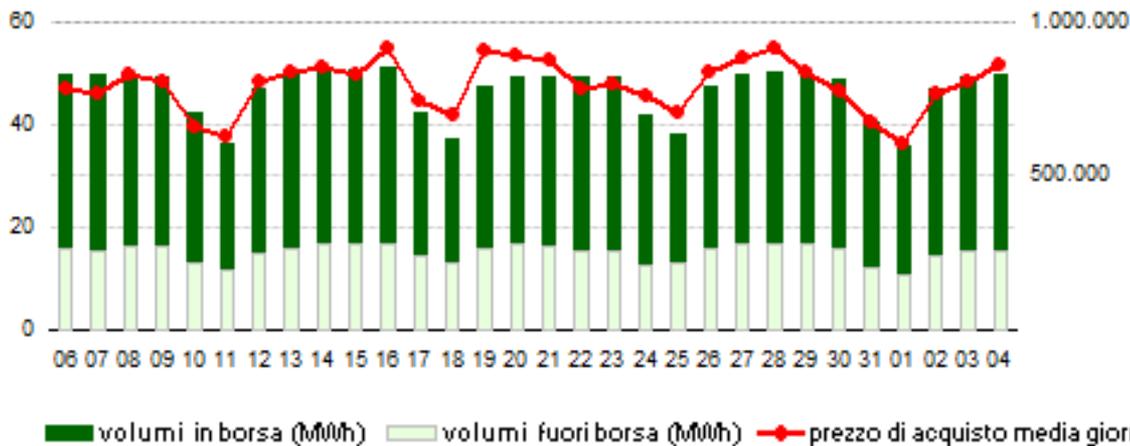
Curva fabbisogno

http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTICO.aspx

Mercato Elettrico - 4



prezzi e volumi orari per il giorno di flusso **04/11/2015**

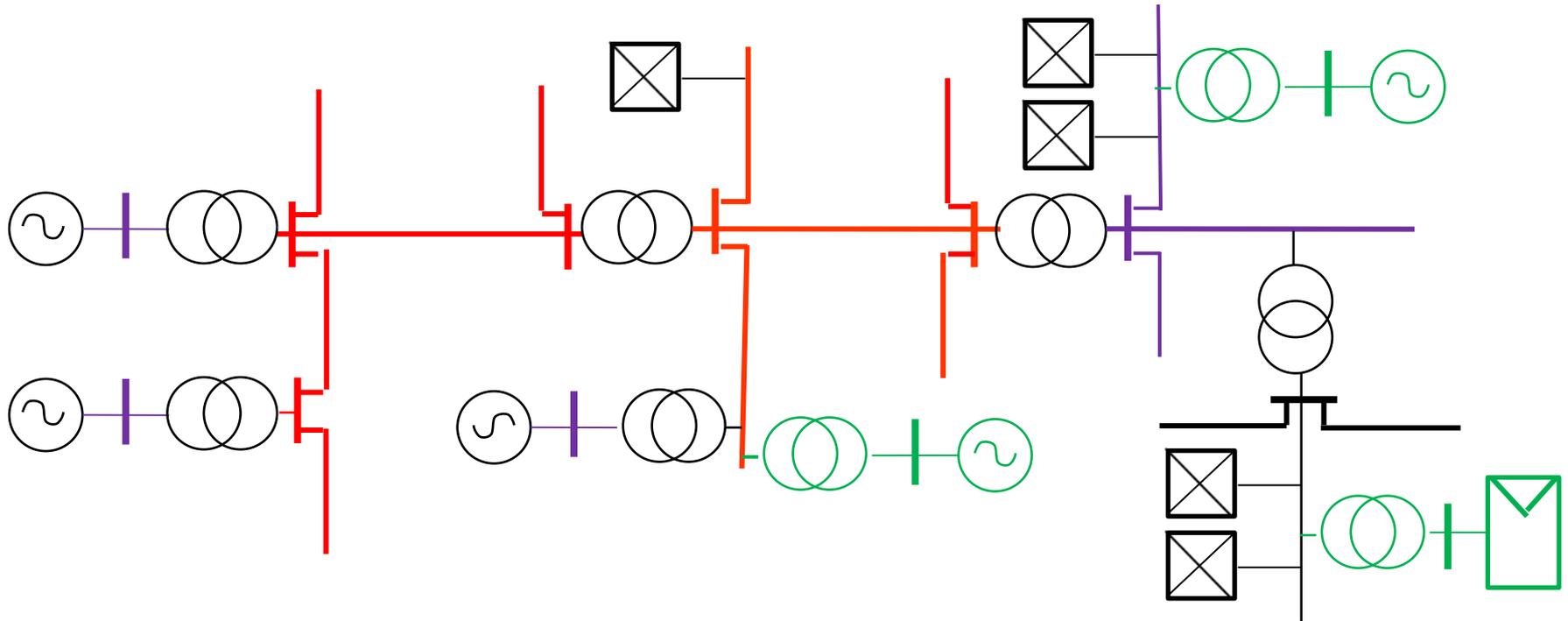


andamento dei prezzi e dei volumi negli ultimi 30 giorni

Prezzo della energia sul MGP

<http://www.mercatoelettrico.org/It/Default.aspx>

Struttura della rete elettrica di potenza con generazione distribuita (GD)



Sono presenti generatori di piccola/media potenza (di solito alimentati con fonti rinnovabili) collegati sia alla rete in media tensione che alla rete in bassa tensione (le centrali di grande potenza alimentate con fonti rinnovabili sono collegate invece alla rete di trasmissione-interconnessione). Tali generatori possono essere:

- dei generatori sincroni o asincroni presenti in impianti eolici o micro-idroelettrici
- Inverter presenti in impianti fotovoltaici

SMART GRID

La “Smart Grid” (“rete intelligente”) è quella rete che:

- Utilizza al meglio la generazione distribuita (con il vantaggio di ridurre le perdite dovute al trasporto della energia).
- Massimizza l’uso delle fonti rinnovabili (con il vantaggio di minimizzare l’impatto ambientale della energia elettrica).
- Massimizza l’affidabilità del sistema (permettendo la formazione di isole di carichi alimentate dalla GD locale in modo da garantire la continuità del servizio elettrico al maggior numero di utenti durante i guasti)

Per raggiungere tutti gli obiettivi la smart Grid:

- Utilizza i dispositivi di accumulo della energia elettrica per consentire alla GD alimentata con energie rinnovabili non programmabili di contribuire alla regolazione della frequenza ed alla affidabilità della rete.
- Usa le tecnologie dell’informazione (IT) per consentire lo scambio di informazioni fra tutti i generatori ed i carichi in modo da controllare il loro funzionamento in tempo reale per massimizzare le prestazioni dell’intero sistema

Connessione alla rete elettrica

L'allacciamento alla rete è regolamentato dalle norme:

- CEI 11-20 “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria”, per l'allacciamento alla rete di MT e BT.
- CEI 11-32 “Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria” (11-32-V3 “Impianti di produzione eolica”), per l'allacciamento alla rete in AT.
- CEI 0-16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”
- CEI 0-21 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”
- Codice di rete (TERNA) (allegato A70)
- Prescrizioni dei distributori elettrici locali (ENEL: DK5940, DK5740)

Connessione alla rete elettrica BT/MT degli utenti consumatori/produttori

- **Dispositivo generale:** separa (interruttore magnetotermico) l'intero impianto di generazione del cliente produttore dalla rete del distributore elettrico locale.
- **Dispositivo di interfaccia:** interruttore automatico comandato da un relè di frequenza e tensione; deve interrompere il flusso di energia verso la rete in assenza di tensione di rete.
- **Dispositivo di generatore:** uno per ogni generatore interviene in caso di guasto (interruttore magnetotermico).

