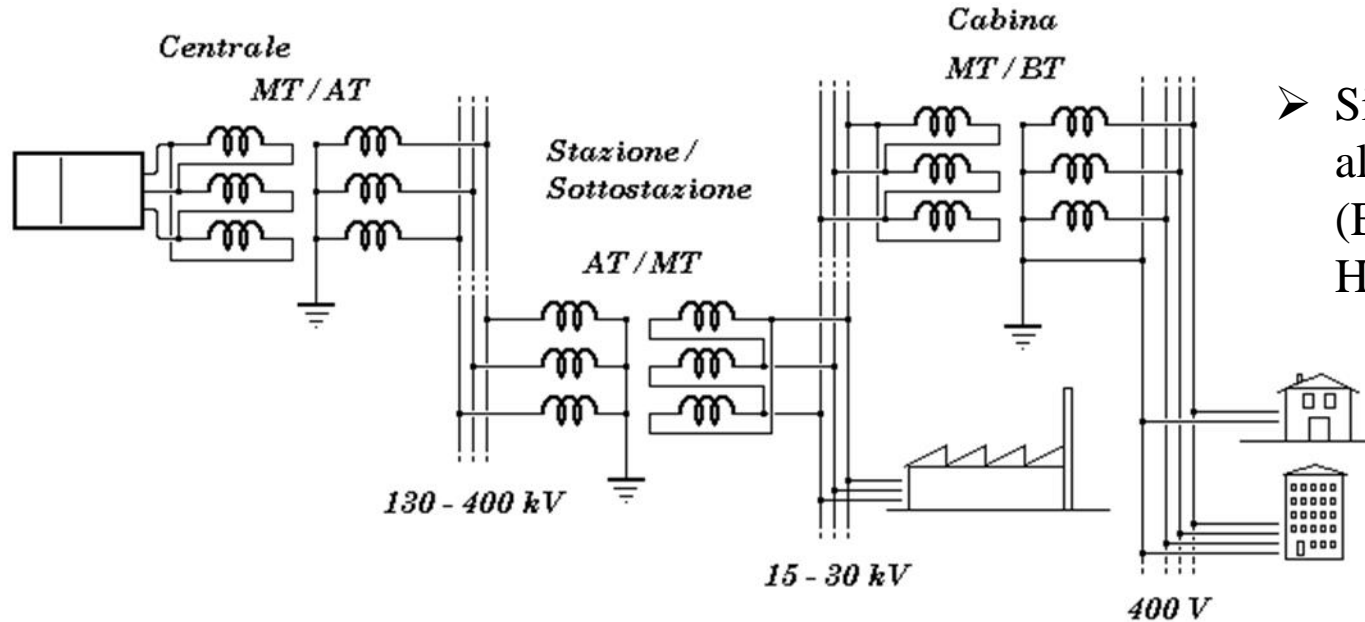


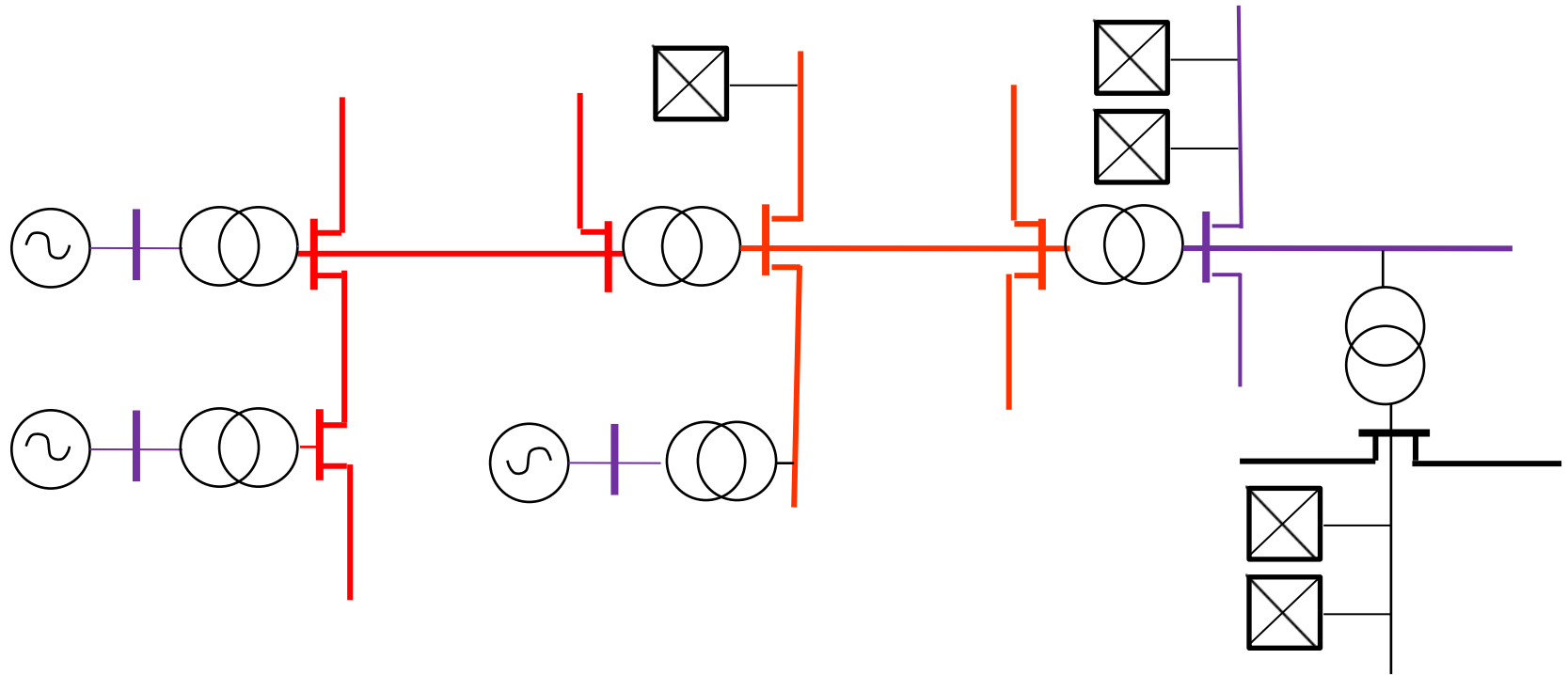
# Sistema elettrico (senza generazione distribuita) (1)



- Sistema in corrente alternata a 50 Hz (Europa, Giappone), 60 Hz (USA, Giappone)

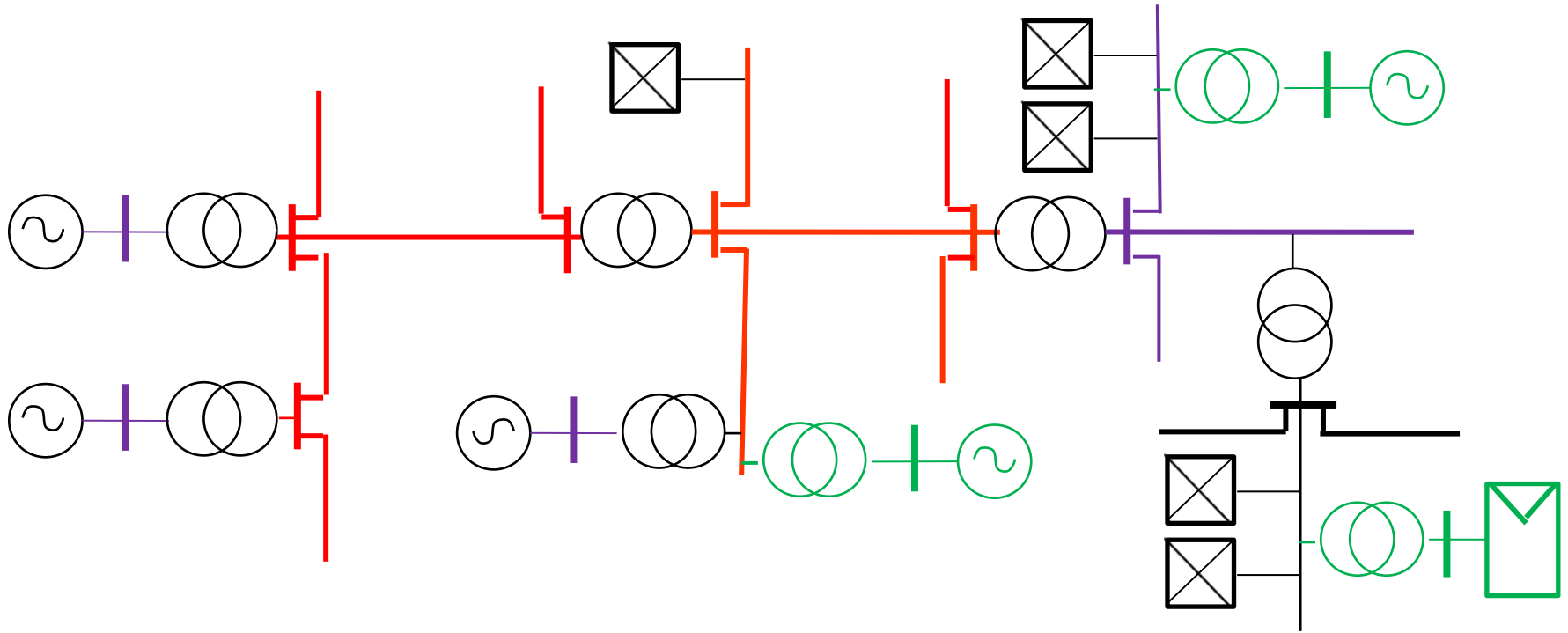
- Centrali di produzione dotate di alternatore collegato alla rete di trasmissione-interconnessione mediante un trasformatore elevatore (tensione tipica dell'alternatore: 15-30 kV)
- Rete di trasmissione-interconnessione che collega tra di loro le centrali di produzione, le stazioni primarie e le sottostazioni mediante linee elettriche ad altissima /alta tensione (in Italia: 380 kV, 220 kV, 150 kV, 132 kV, 120 kV)
- Nelle sottostazioni (cabine primarie) vengono alimentate le linee della distribuzione primaria in media tensione (in Italia: 20 kV, 15 kV)
- Linee di distribuzione secondaria in bassa tensione (in Italia 400/230 V) che ricevono la potenza dalle linee di distribuzione primaria nelle cabine secondarie
- Utilizzatori sia industriali, che necessitano di una grande potenza e che ricevono la energia in MT, sia residenziali che ricevono l'energia in BT.

## Sistema elettrico (senza generazione distribuita) (2)



- 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 residenziali sono collegati alla rete di distribuzione in BT
- La potenza va sempre dalla rete a tensione più elevata a quella a tensione più bassa
- La rete è costituita da maglie multiple, per cui in ogni nodo convergono diverse linee: questa struttura a maglie contribuisce ad aumentare la ridondanza, quindi l'affidabilità del sistema. Quando si interrompe una linea, sono poche le utenze che restano isolate

# Sistema elettrico con generazione distribuita (GD)



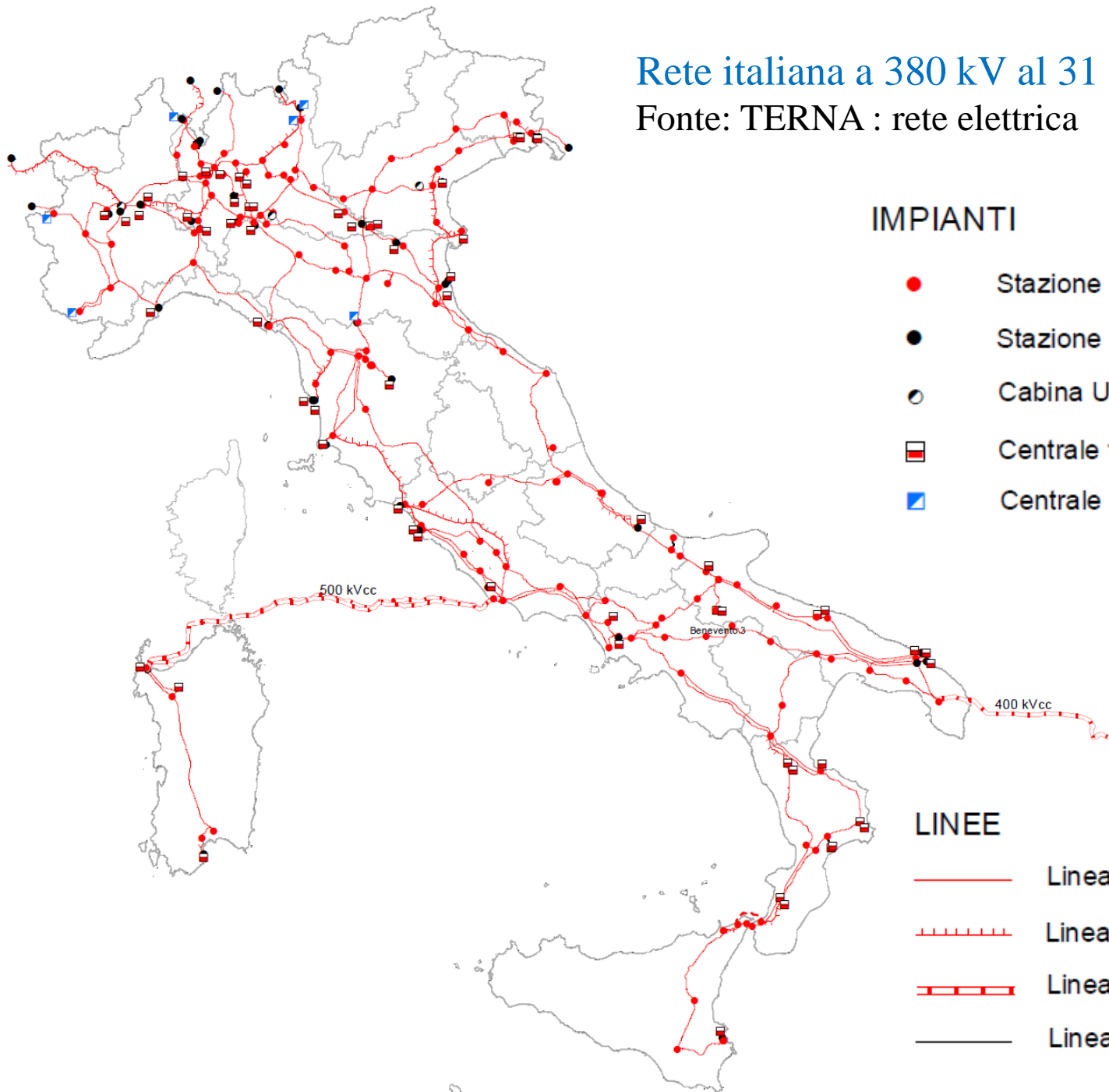
Sono presenti generatori di piccola/media potenza (di solito alimentati con fonti rinnovabili) collegati sia alla rete in media tensione che alla rete in bassa tensione (le centrali di grande potenza alimentate con fonti rinnovabili sono collegate invece alla rete di trasmissione-interconnessione). Tali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

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

➤ Il primo vantaggio della generazione distribuita rispetto alla generazione concentrata è la **riduzione delle perdite**: l'energia elettrica viene utilizzata vicino al generatore che la genera e non deve quindi essere trasportata e distribuita.

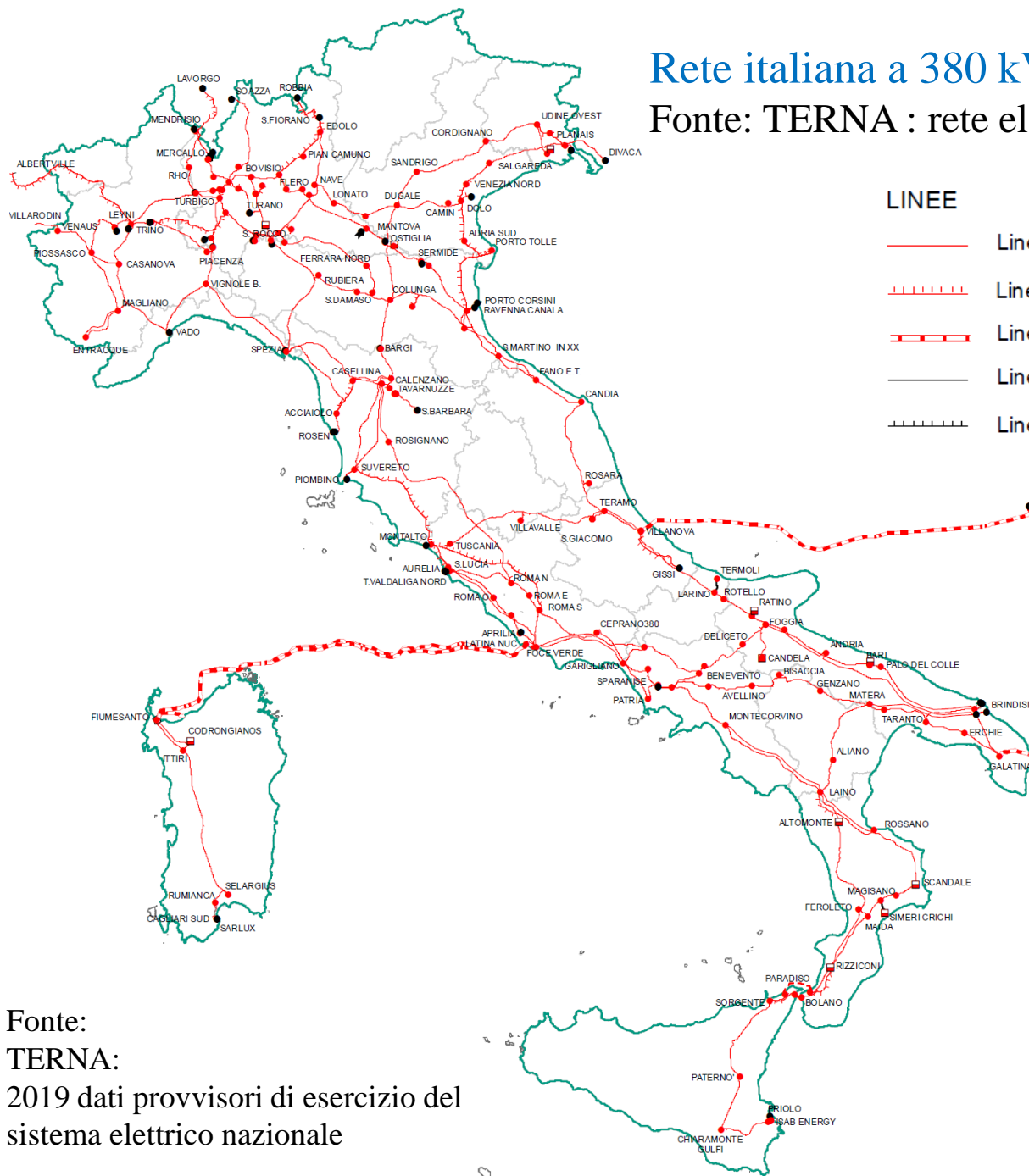
# Rete italiana a 380 kV al 31 dicembre 2018

Fonte: TERNA : rete elettrica








# Rete italiana a 380 kV al 31 dicembre 2019



Fonte: TERNA : rete elettrica



## LINEE

-  Linea 380 kV RTN
-  Linea doppia terna 380 kV RTN
-  Linea  $\geq 400$  kVcc RTN in cavo
-  Linea 380 kV non RTN
-  Linea doppia terna 380 kV non RTN

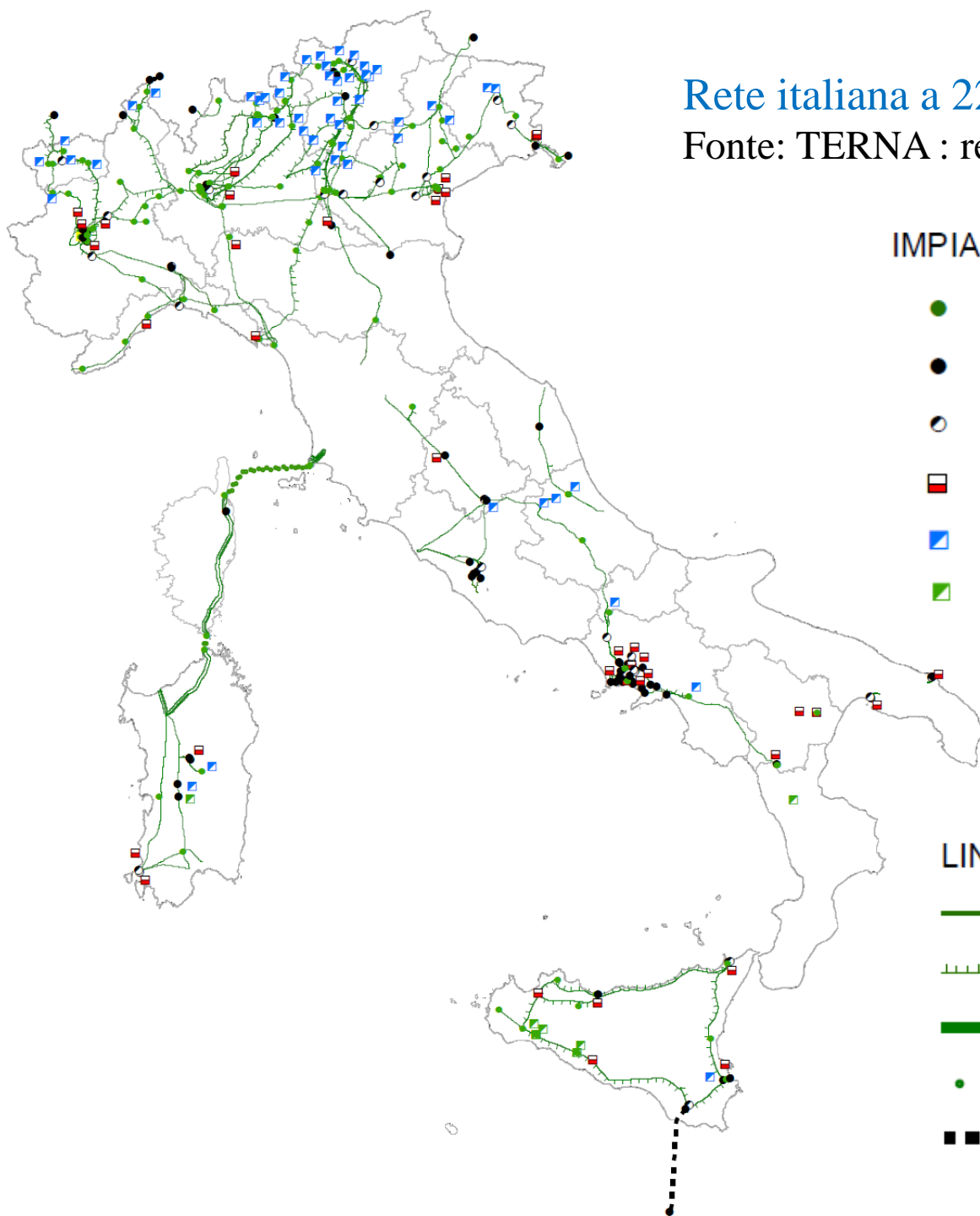
## IMPIANTI

-  Stazione 380 kV RTN
-  Stazione 380 kV non RT

Fonte:  
TERNA:  
2019 dati provvisori di esercizio del  
sistema elettrico nazionale

# Rete italiana a 220 kV al 31 dicembre 2018

Fonte: TERNA : rete elettrica



## 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 terna 220 kV RTN
- Linea 200 kVcc RTN
- ● ● Linea 200 kVcc RTN in cavo
- ■ ■ ■ Linea 220 kV non RTN in cavo

# Rete di trasmissione-interconnessione europea

- La rete di trasmissione-interconnessione italiana è connessa alla rete di trasmissione-interconnessione europea (collegamenti esistenti con la Francia, la Svizzera, l'Austria, la Slovenia e la Grecia; collegamenti in costruzione con l'Albania e il Montenegro)
- Le informazioni sulla rete di trasmissione-interconnessione europea possono essere trovate sul sito della ENTSO-E (<https://www.entsoe.eu/data/map/>), associazione degli operatori di reti di trasmissione europee

ENTSO-E, the European Network of Transmission System Operators for Electricity, represents 43 electricity transmission system operators (TSOs) from 36 countries across Europe. ENTSO-E was established and given legal mandates by the EU's Third Legislative Package for the Internal Energy Market in 2009, which aims at further liberalising the gas and electricity markets in the EU.

ENTSO-E members share the objective of setting up the internal energy market and ensuring its optimal functioning, and of supporting the ambitious European energy and climate agenda. One of the important issues on today's agenda is the integration of a high degree of Renewables in Europe's energy system, the development of consecutive flexibility, and a much more customer centric approach than in the past.

ENTSO-E is committed to develop the most suitable responses to the challenge of a changing power system while maintaining security of supply. Innovation, a market based approach, customer focus, stakeholder focus, security of supply, flexibility, and regional cooperation are key to ENTSO-E's agenda.

# Controllo della rete elettrica di potenza

- Per garantire il corretto funzionamento dei dispositivi collegati alla rete elettrica, in ogni punto di collegamento, la frequenza della rete ed il valore efficace della tensione di rete debbono essere mantenuti a valori prossimi a quelli nominali.
- In Italia/Europa il valore nominale della frequenza di rete è 50 Hz, negli USA ed in alcune parti del Giappone è 60 Hz
- Il valore nominale della tensione dipende dalla rete considerata (trasporto-interconnessione, distribuzione in MT, BT)

In Italia il Codice di Rete distingue le seguenti condizioni di esercizio per i sistemi elettrici nazionali:

- Condizioni normali, o di allarme, in cui la frequenza di rete è sempre contenuta nell'intervallo tra  $\pm 100$  mHz rispetto al valore nominale, con esclusione della Sardegna e della Sicilia, quest'ultima nei casi in cui non è connessa alla rete continentale, dove la frequenza è nell'intervallo 49.5, 50.5 Hz.
- Condizioni di emergenza o di ripristino, in cui la frequenza può variare tra 47,5 Hz e 51,5 Hz.

il "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete" (Codice di Rete) è il documento redatto dal gestore della rete di trasporto/interconnessione che disciplina le procedure relative alle attività di connessione, gestione, pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete di trasmissione nazionale, nonché di dispacciamento e misura dell'energia elettrica.



# Regolazione della frequenza (1)

- La potenza attiva assorbita dagli utilizzatori varia nel tempo, sia nella giornata che nella settimana e nel periodo dell'anno e quindi per mantenere la frequenza prossima al valore nominale è necessario variare la potenza prodotta al variare di quella dei carichi.
- La potenza attiva, sia generata che assorbita subisce brusche variazioni, non previste, in occasione dei guasti, nelle centrali di produzione, nelle linee di trasmissione/distribuzione, negli impianti utilizzatori.
- Per mantenere inalterato il valore della frequenza di rete è necessario che in ogni istante la potenza attiva immessa in rete dai generatori uguagli quella assorbita dagli utilizzatori:
  - quando la potenza attiva assorbita dai carichi supera quella fornita dai generatori la frequenza diminuisce,
  - quando la potenza attiva assorbita dai carichi risulta minore di quella fornita dai generatori la frequenza aumenta.

Le attività di regolazione della potenza dei generatori necessarie al controllo della frequenza di rete vengono classificate a seconda delle modalità di attuazione e del tempo di intervento:

- **Regolazione primaria:** interviene in maniera automatica ed autonoma sugli alternatori abilitati nei primi 20-30 secondi successivi del transitorio di frequenza.
- **Regolazione secondaria:** interviene in maniera automatica mediante un controllo centrale in tempi dell'ordine dei minuti (15-20 minuti)
- **Regolazione terziaria:** interviene in maniera manuale, comandata da un controllo centrale in tempi dell'ordine delle ore per ripristinare le riserve di potenza “erose” dalla regolazione secondaria.

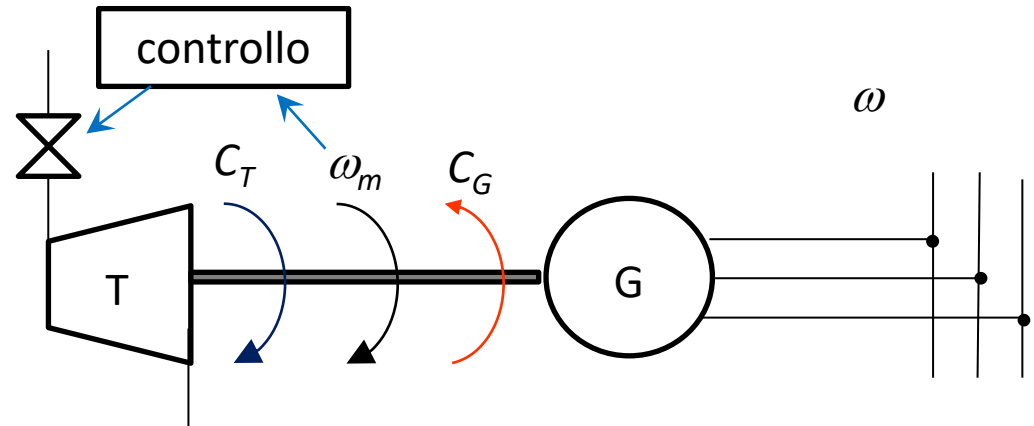
## Regolazione della frequenza (2)

- Nelle centrali convenzionali (termoelettriche, idroelettriche a flusso regolato) l'energia elettrica viene prodotta con un alternatore (macchina sincrona) collegato alla rete e mosso da una turbina.

- La velocità di rotazione è direttamente proporzionale alla frequenza della rete

$$\omega = p \omega_m \quad f = p \frac{n}{60}$$

$p =$  numero di coppie di poli



Equazione del moto del corpo rotante del turbo-alternatore: ( $I =$  momento di inerzia del corpo rotante rispetto all'asse di rotazione,  $C_T =$  coppia motrice esercitata dalla turbina,  $C_G =$  coppia resistente di origine elettromagnetica)

$$I \frac{d\omega_m}{dt} = C_T - C_G$$

- Più è elevato il momento di inerzia  $I$  minore è la accelerazione/decelerazione che subisce il corpo rotante in corrispondenza di un brusco cambiamento della coppia totale; di conseguenza risulta minore la derivata temporale della frequenza.
  - Tanto maggiore è la potenza prodotta mediante alternatori connessi direttamente alla rete (riserva rotante), tanto più il sistema risulta stabile rispetto alle brusche variazioni di frequenza
- In corrispondenza di un calo/crescita della velocità di rotazione (frequenza) il sistema di regolazione automatica del generatore agisce sulla valvola di immissione del fluido operatore in turbina, aprendola/chiudendola..

## Regolazione della frequenza (3)

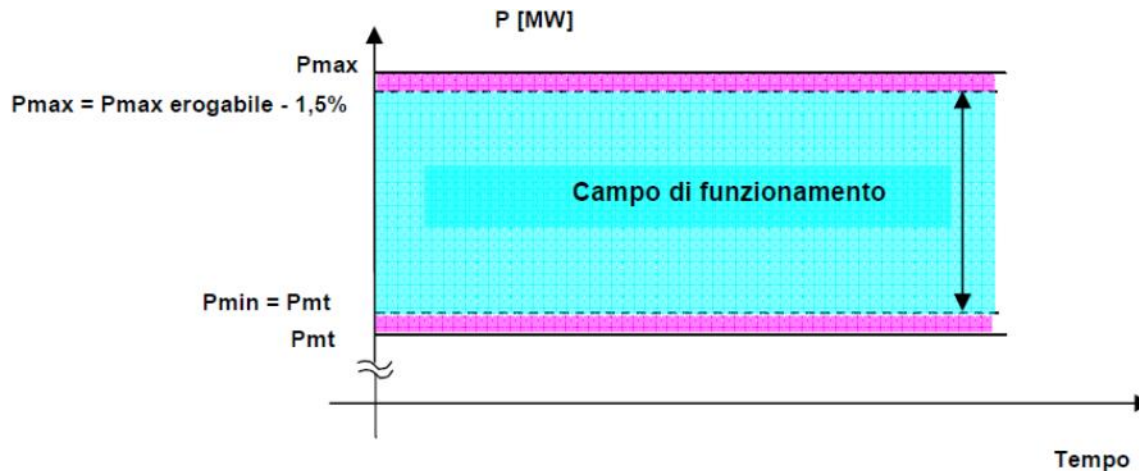
- Il servizio di regolazione primaria è **obbligatorio per tutte le UP** (Unità di Produzione) **con potenza efficiente non inferiore a 10 MW** ad eccezione di quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.
  - La **potenza efficiente** è la potenza attiva massima di un impianto di produzione che può essere immessa in rete (al netto dei servizi ausiliari) con continuità (ad es. per un gruppo termoelettrico) o per un determinato numero di ore (ad es. per un impianto idroelettrico).
  - Sono definiti **impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili** quelle centrali composte da unità di produzione che utilizzano come fonti primarie: l'energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, del gas di discarica, dei gas residuati dei processi di depurazione, del biogas, l'energia geotermica o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso alle unità ad acqua fluente.
  - La **potenza nominale** è la potenza apparente massima a cui un generatore elettrico o un trasformatore possono funzionare con continuità in condizioni specificate (kVA).
- Le centrali alimentate da fonti rinnovabili non programmabili non intervengono nella regolazione della frequenza che viene svolta quindi solo dalle centrali programmabili (idroelettriche, termoelettriche). Con l'introduzione dei dispositivi di **accumulo** della energia è possibile utilizzare anche le centrali alimentate da fonti rinnovabili non programmabili per la regolazione della frequenza.

## Regolazione della frequenza (4)

- Le UP nel Continente e quelle in Sicilia, nei casi in cui è programmata interconnessa al Continente, che partecipano alla regolazione primaria della frequenza devono garantire una **riserva di potenza attiva (riserva primaria)** non inferiore a 1,5% della potenza efficiente. Dunque, l'UP può essere esercitata nel campo di funzionamento ammissibile che può variare tra la P<sub>MAX</sub> e la P<sub>MIN</sub> definite di seguito:

$$P_{MIN} = P_{MT} + 1,5\% P_{eff} \quad (P_{MT} \text{ è la potenza di minimo tecnico})$$

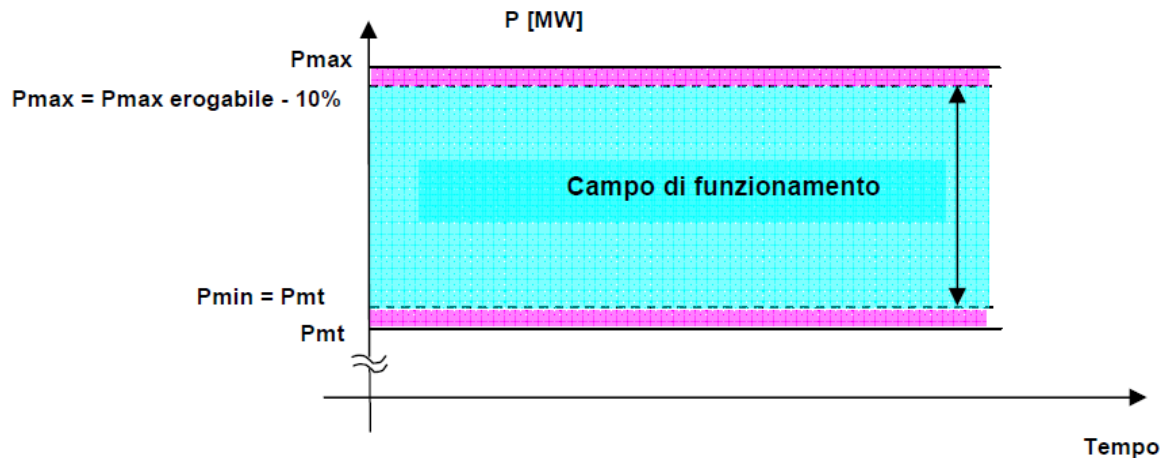
$$P_{MAX} = P_{max \text{ erogabile}} - 1,5\% P_{eff}$$



*Campo di funzionamento ammissibile per le UP del Continente e della Sicilia nei casi in cui è programmata interconnessa al Continente*

## Regolazione della frequenza (5)

- Nei sistemi elettrici della Sardegna, sempre, e della Sicilia, per quest'ultima solo nei periodi in cui è programmata l'apertura dell'interconnessione con il Continente, ciascuna UP deve mettere a disposizione una **riserva primaria** non inferiore al 10% della propria  $P_{eff}$  e pertanto potrà essere esercitata ad una potenza massima non superiore al 90% della  $P_{eff}$ . Dunque l'UP può essere esercitata nel campo di funzionamento ammissibile che può variare tra la  $P_{MAX}$  e la  $P_{MIN}$  definite di seguito:



*Campo di funzionamento ammissibile per le UP della Sardegna, sempre, e della Sicilia in isola programmata di rete*

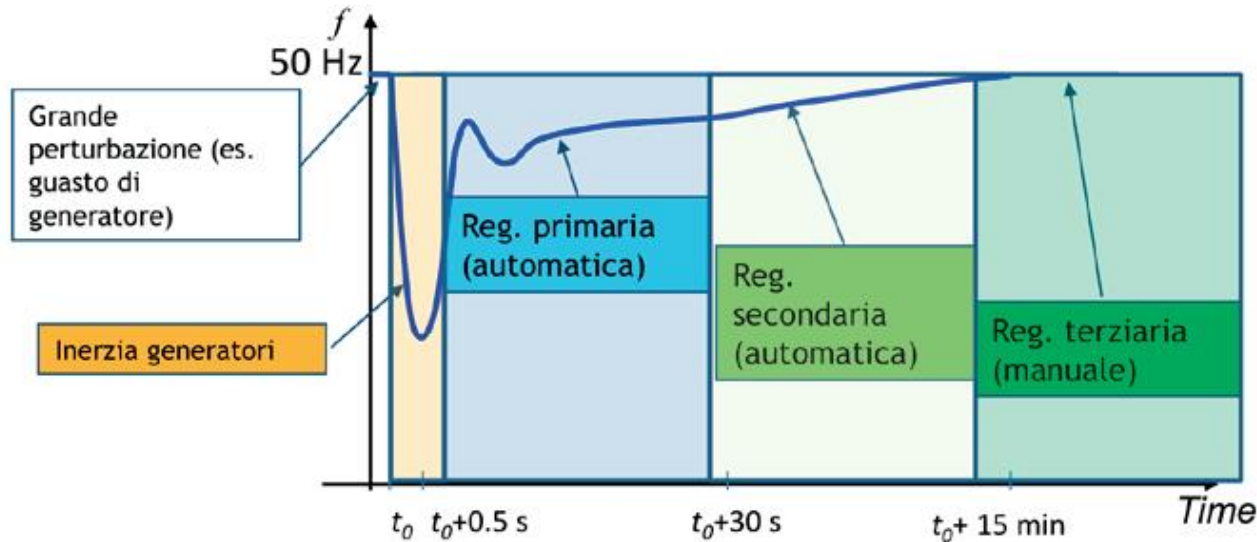
## Regolazione della frequenza (6)

- All'interno delle condizioni normali di esercizio e per potenze generate comprese tra la potenza massima e minima erogabili, ogni UP deve erogare una quota  $\Delta P_e$  della banda di riserva primaria disponibile, tenendo conto dell'entità della variazione di frequenza  $f$  e del grado di statismo permanente  $\sigma_p$  impostato nel regolatore in funzione della relazione:

$$\Delta P_e = -\frac{\Delta f}{50} \cdot \frac{P_{eff}}{\sigma_p} \cdot 100$$

- Entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata almeno metà della  $\Delta P_e$  richiesta.
  - Entro 30 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata tutta la  $\Delta P_e$  richiesta.
  - In condizioni di emergenza e per potenze generate comprese tra la potenza massima e minima erogabili, ogni UP **deve erogare, se richiesto dall'entità della variazione, tutto il margine di potenza disponibile fino al raggiungimento di uno dei limiti operativi di massima, o minima potenza**
- la **regolazione primaria** (che è automatica e veloce, andando a regime entro 30 secondi) si basa solo su grandezze locali (la velocità di rotazione del generatore), permette di soddisfare il bilanciamento fra produzione e assorbimento, ma non riporta la frequenza al valore nominale (50 Hz): se la regolazione primaria è intervenuta a seguito di un deficit di potenza la frequenza dopo l'intervento della regolazione primaria sarà inferiore al valore nominale, viceversa se l'intervento è avvenuto a seguito di un eccesso di potenza.

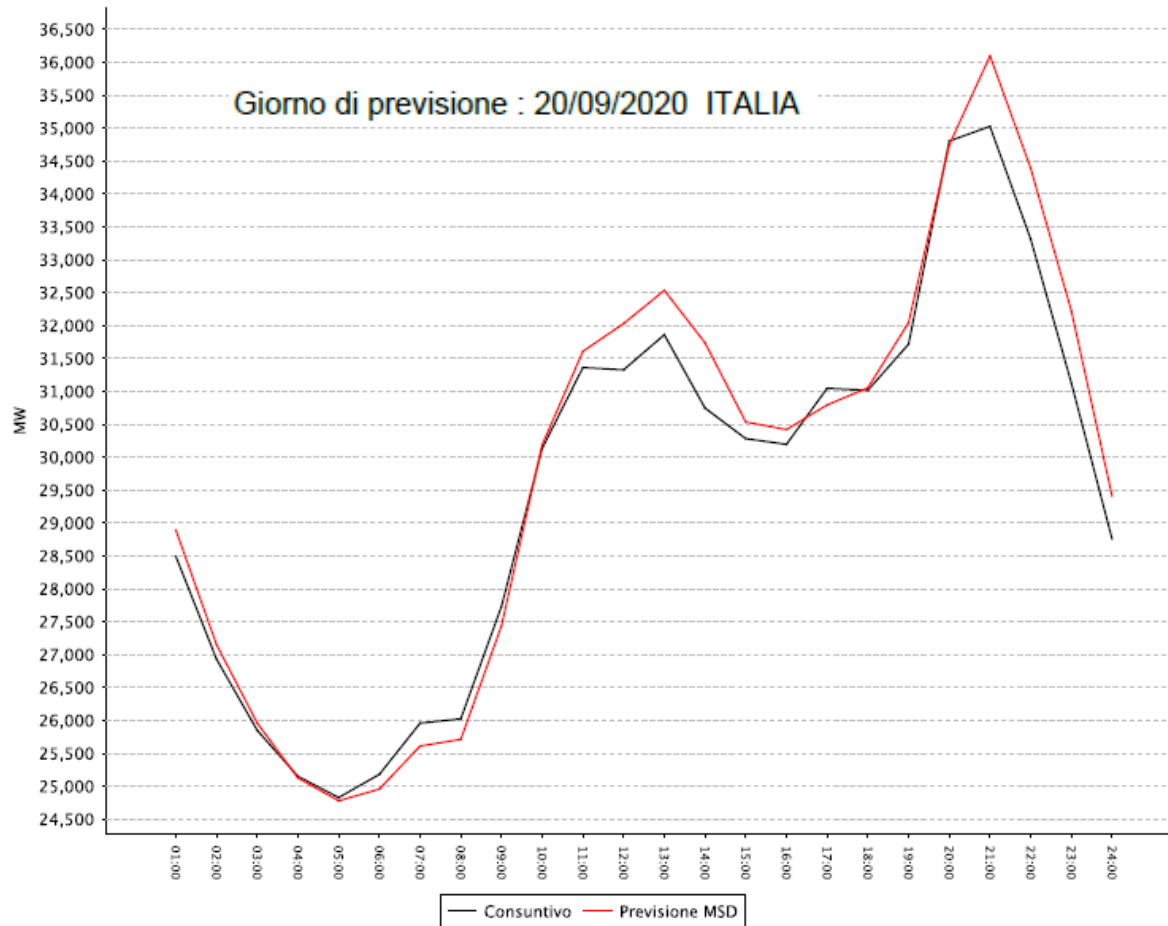
# Regolazione della frequenza (7)



- La **regolazione secondaria** ha lo scopo di riportare la frequenza al valore nominale e di ristabilire i flussi di potenza ai valori prestabiliti (vincoli tecnici sulla capacità delle linee ed economici legati agli accordi commerciali).
- La rete è suddivisa in “aree di controllo”: ognuna di esse normalmente coincide con la porzione di rete gestita da un TSO; ogni area di controllo è dotata di un *regolatore secondario*, automatico e gestito a livello centralizzato dal TSO che agisce sulla potenza erogata da alcuni grandi generatori dedicati (riserva secondaria, con tempo di risposta 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.

# Variazioni della potenza richiesta

- La richiesta di potenza varia durante le ore del giorno e durante i mesi dell'anno
- La richiesta di potenza durante le ore notturne è molto minore di quella nelle ore centrali della giornata. A tale variazione nella richiesta di potenza deve seguire una uguale variazione nella potenza generata.

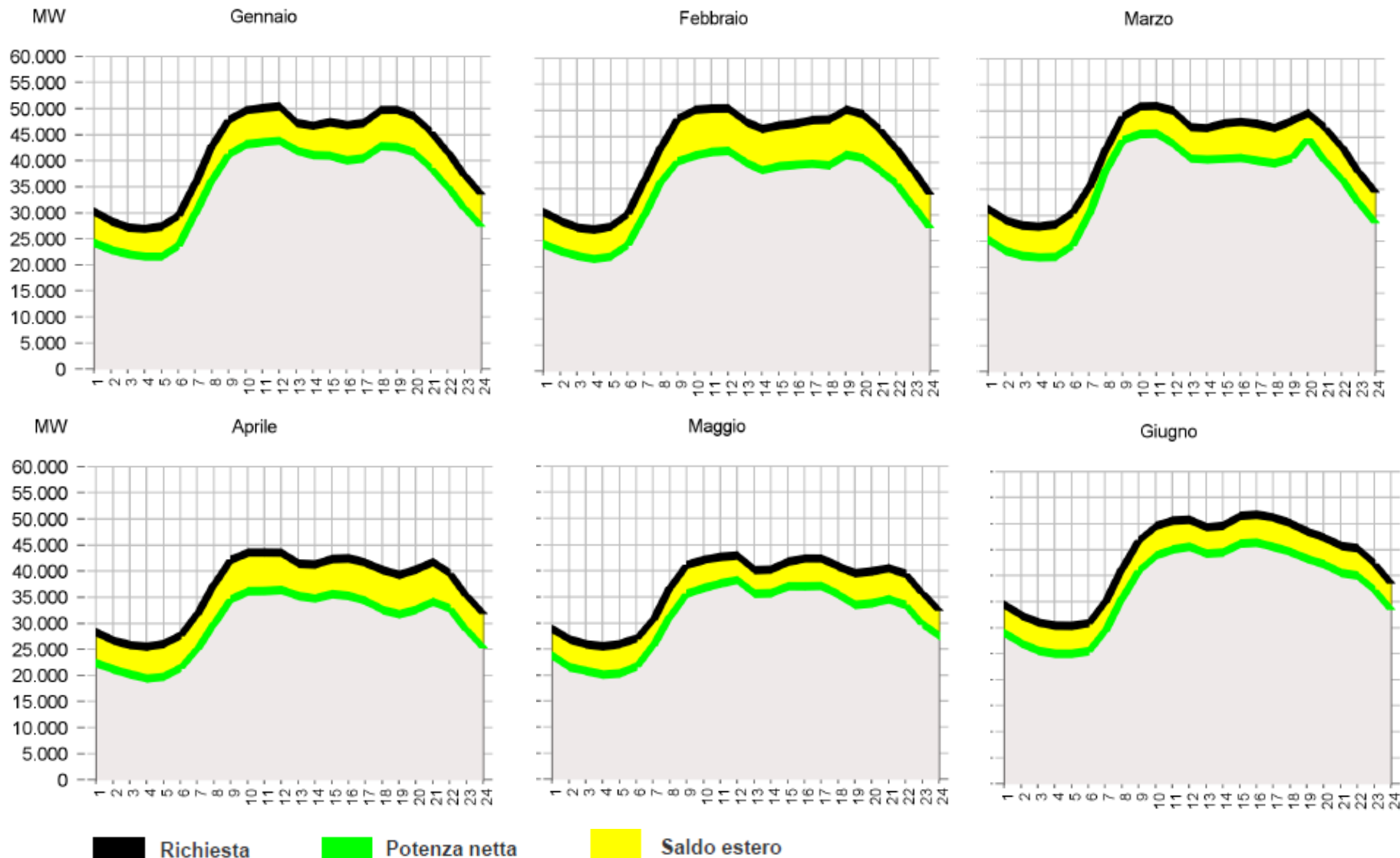


- La punta massima di richiesta di potenza nel 2019 è stata di 58816 MW (record storico: 60491 MW ottenuto il 22 luglio 2015)



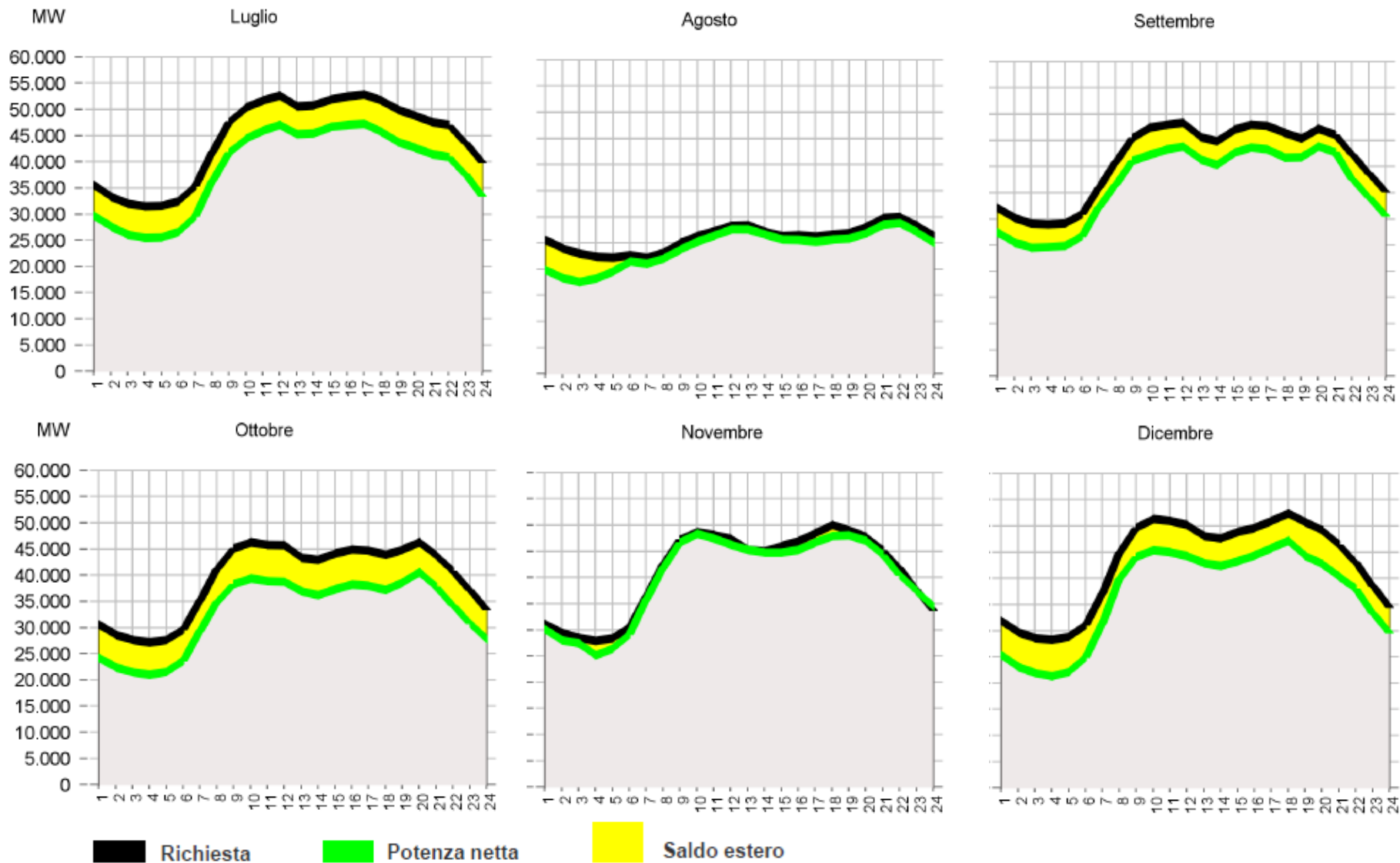
# Diagramma giornaliero (1)

Diagramma giornaliero della potenza oraria richiesta sulla rete italiana nel 3° mercoledì di ciascun mese nel 2018 (Fonte: TERNA: carichi)

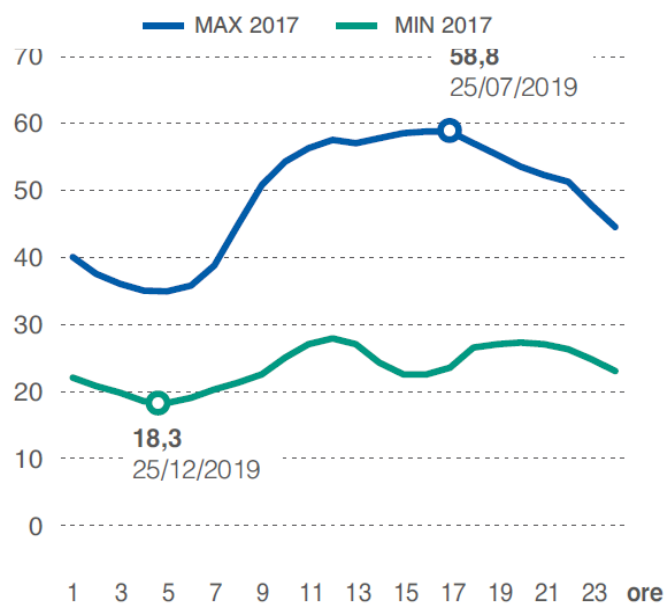
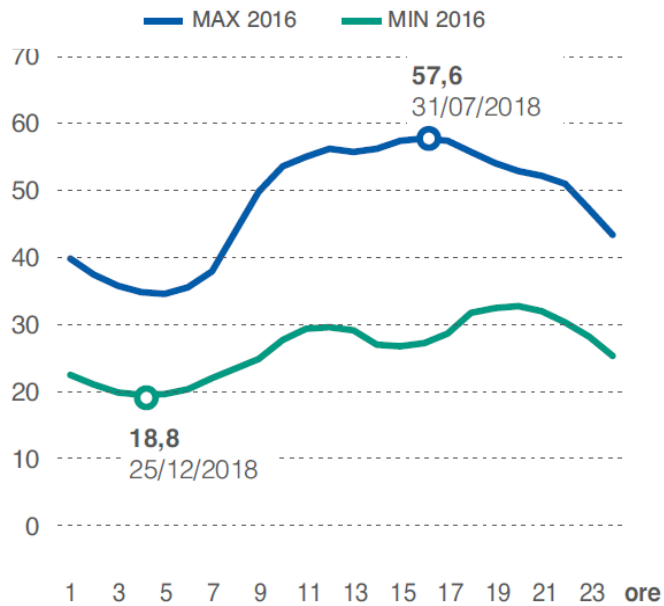
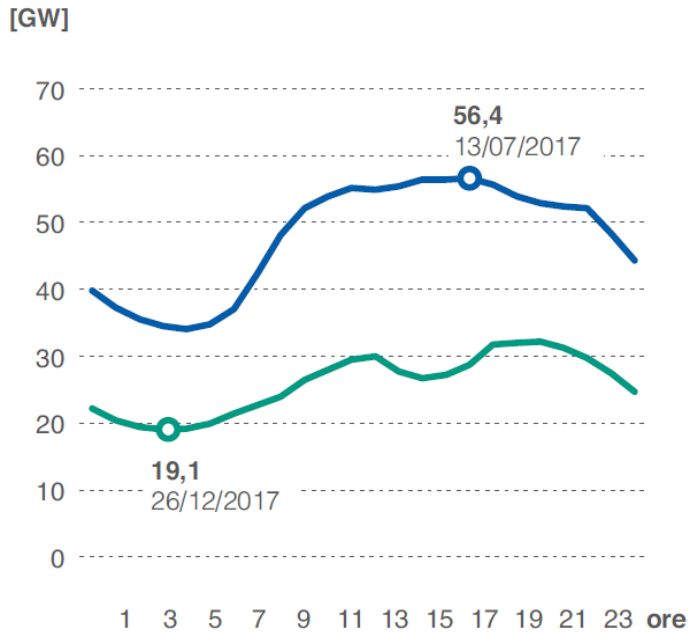
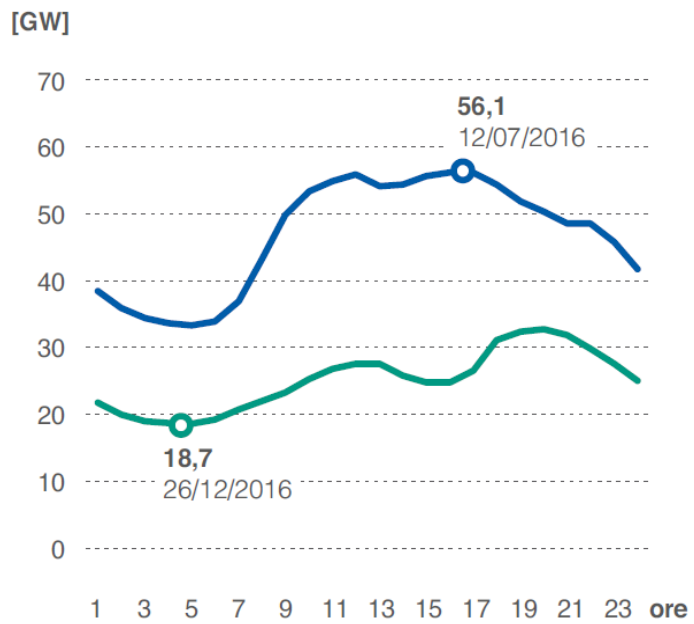


# Diagramma giornaliero (2)

Diagramma giornaliero della potenza oraria richiesta sulla rete italiana nel 3° mercoledì di ciascun mese nel 2018 (Fonte: TERNA: carichi)



# Diagramma giornaliero (3)



(Fonte:  
TERNA:  
2019 dati provvisori di  
esercizio del sistema  
elettrico nazionale)

# Regolazione della tensione

- La regolazione della tensione è l'insieme delle attività necessarie per contenere entro limiti prefissati le fluttuazioni di tensione in tutte le stazioni (nodi) della RTN, in particolare nei nodi di collegamento con utenti (produttori, distributori, utilizzatori finali). I componenti di impianto che partecipano alla regolazione di tensione sono i seguenti:
  - gruppi di produzione;
  - trasformatori e autotrasformatori;
  - condensatori di rifasamento e reattanze di compensazione trasversali.
- **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) che interviene in maniera autonoma ed automatica a variare la corrente di eccitazione in modo da mantenere il valore di tensione di riferimento.
- **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.
- La regolazione della tensione può essere fatta collegando/o in prossimità dei carichi o in prossimità dei generatori unità che scambiano con la rete solo potenza reattiva.

# Gestione della Energia Elettrica

- **Dispacciamento:** sono tutte le azioni di coordinamento dell'intero sistema elettrico, chiamando al funzionamento gli impianti e organizzando la capacità produttiva di riserva per garantire l'affidabilità del servizio; è una funzione svolta di norma dal soggetto che gestisce la rete di trasmissione (in Italia TERNA)
- **Trasmissione:** consente il trasporto dell'energia elettrica su grandi distanze servendosi di linee ad altissima tensione (AAT:  $V_n > 132 \text{ kV}$ ) e linee ad alta tensione (AT:  $30 \text{ kV} < V_n \leq 132 \text{ kV}$ ); la trasformazione da AAT a AT avviene nelle stazioni primarie.
- La **distribuzione** provvede al trasporto e distribuzione della energia elettrica su distanze brevi ( $< 10 \text{ km}$ ) mediante linee a media tensione (MT:  $1 \text{ kV} < V_n \leq 30 \text{ kV}$ ) e linee a bassa tensione (BT:  $\leq 1 \text{ kV}$ ). Nelle cabine primarie avviene la trasformazione da AT a MT; la distanza fra le cabine primarie è compresa tra 2 e 30 km a seconda della densità di utenza e di potenza richiesta. La trasformazione da MT a BT avviene nelle cabine secondarie; la distanza fra le cabine secondarie è compresa fra 0.1 ed 1 km, a seconda della densità di utenza e di potenza richiesta.
- La **commercializzazione** dell'energia elettrica, cioè l'acquisto dal produttore e la rivendita agli utenti.

# Gestione della energia elettrica in Italia

## **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.

## **Distribuzione**

- 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 dei Mercati Energetici), 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 Energetici: 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)

# TERNA

- TERNA è un operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica, quotato in borsa, proprietario principale della Rete di Trasmissione Nazionale italiana dell'elettricità in alta e altissima tensione.
- TERNA opera in un regime di monopolio naturale e svolge una missione di servizio pubblico per la trasmissione e il dispacciamento dell'energia elettrica attraverso il Paese.
- L'articolo 1 del decreto Bersani (d.lgs. n. 79 del 1999) stabilisce, tra l'altro, che le **attività di trasmissione e dispacciamento** sono riservate allo Stato e attribuite in concessione a **Terna**, che è anche **proprietaria degli asset della Rete di Trasmissione Nazionale**. Con il successivo decreto del ministero delle Attività Produttive (20 aprile 2005), modificato con decreto del ministro dello Sviluppo Economico (15 dicembre 2010), **le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale sono attribuite in concessione a Terna fino al 2030.**

# Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA)

- Organismo indipendente, istituito (col nome di Autorità per l'energia Elettrica, successivamente modificato in Autorità per l'Energia Elettrica, il gas ed il sistema idrico) 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 e che rimangono in carica 7 anni
- Oltre a garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei settori energetici, l'azione dell'Autorità è diretta, per tutti i settori oggetto di regolazione, ad assicurare la fruibilità e la diffusione dei servizi in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, a definire adeguati livelli di qualità dei servizi, a predisporre sistemi tariffari certi, trasparenti e basati su criteri predefiniti, a promuovere la tutela degli interessi di utenti e consumatori. Tali funzioni sono svolte armonizzando gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti i servizi con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.



# 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 Energetici S.p.A.** (GSE, di proprietà al 100% del Ministero dell'Economia e delle Finanze) le società: **Gestore dei Mercati Energetici** (GME), che deve organizzare e gestire i **mercati dell'energia elettrica**, del **gas naturale** e quelli **ambientali** 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 pari 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, fino alla chiusura che avviene il 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 varie sessioni il giorno di consegna (mercato del bilanciamento (MB) )

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

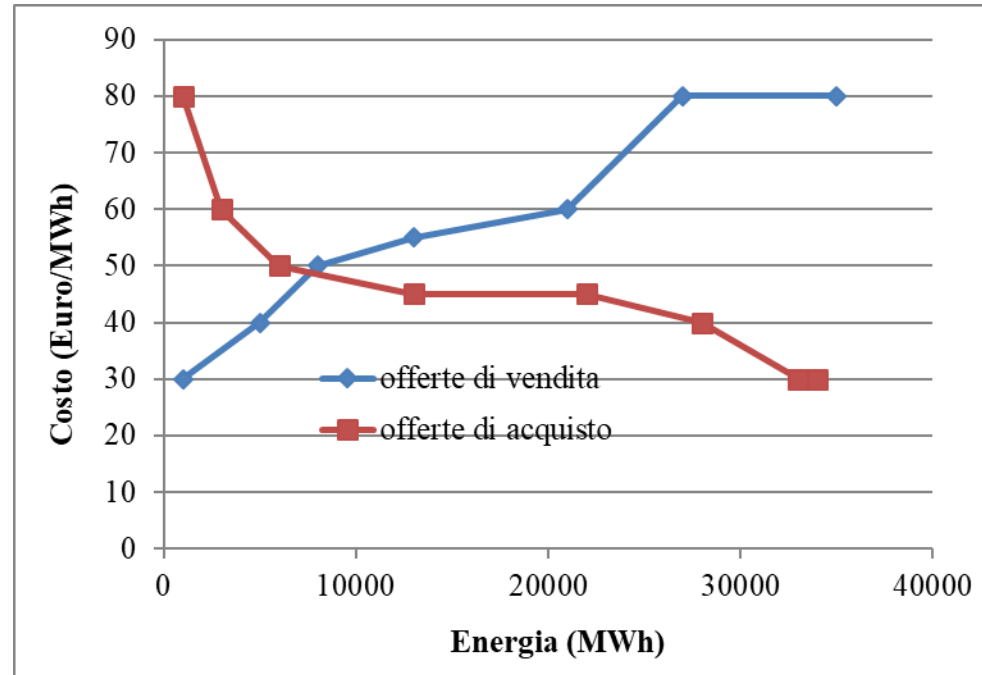
Nella CDE vengono consegnati i contratti finanziari derivati dall'energia elettrica e conclusi sulla Borsa italiana

# Mercato Elettrico (3)

Esempio (puramente indicativo della metodologia) di determinazione del costo unitario della energia elettrica sul ME

Offerte di vendita				
	Energia (MWh)	Prezzo minimo (Euro/MWh)	Energia totale (MWh)	Prezzo minimo (Euro/MWh)
1	1000	30	1000	30
2	4000	40	5000	40
3	3000	50	8000	50
4	5000	55	13000	55
5	8000	60	21000	60
6	6000	80	27000	80
7	8000	80	35000	80

Offerte di acquisto				
	Energia (MWh)	Prezzo massimo (Euro/MWh)	Energia totale (MWh)	Prezzo Massimo (Euro/MWh)
1	1000	80	1000	80
2	2000	60	3000	60
3	3000	50	6000	50
4	7000	45	13000	45
5	9000	45	22000	45
6	6000	40	28000	40
7	5000	30	33000	30
8	1000	30	34000	30



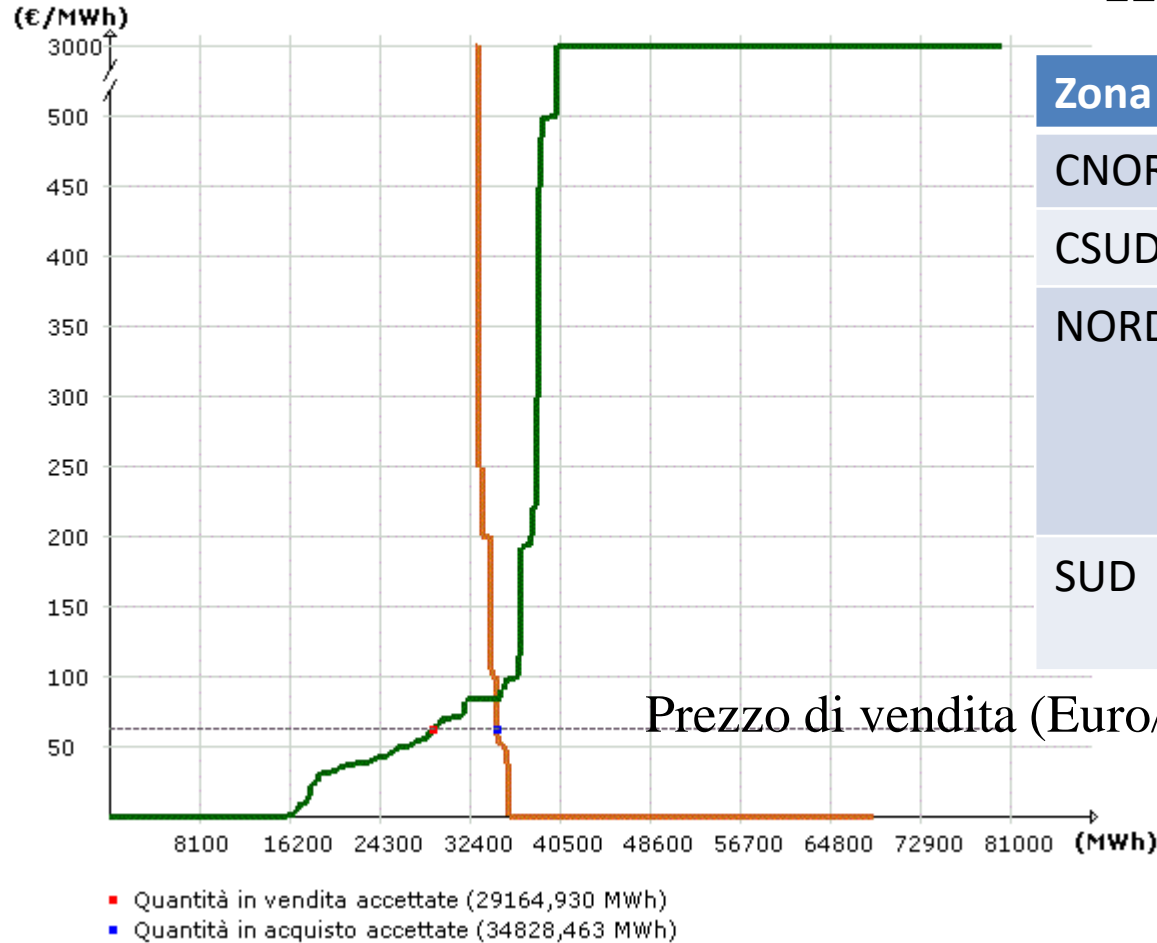
Vengono prese in considerazione solo le offerte compatibili con i vincoli imposti dalle rete ed indicati da TERNA ed il prezzo viene determinato in corrispondenza della intersezione della curva delle offerte di vendita con quella delle offerte di acquisto

# Mercato Elettrico (4)

Zona di mercato: CNOR; CSUD; NORD; SARD; AUST; COAC; FRAN; SLOV; SVIZ; MONT

Data: 22/09/2020 Ora: 12

Mercato del giorno prima  
22 Settembre, 2020, ore 12



Zona	Regioni geografiche
CNOR	Toscana, Umbria, Marche
CSUD	Lazio, Abruzzo, Campania
NORD	Val D'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna
SUD	Molise, Puglia, Basilicata, Calabria

La differenza fra l'energia acquistata e quella venduta è dovuta alla energia che è stata acquistata/venduta da/a zone adiacenti

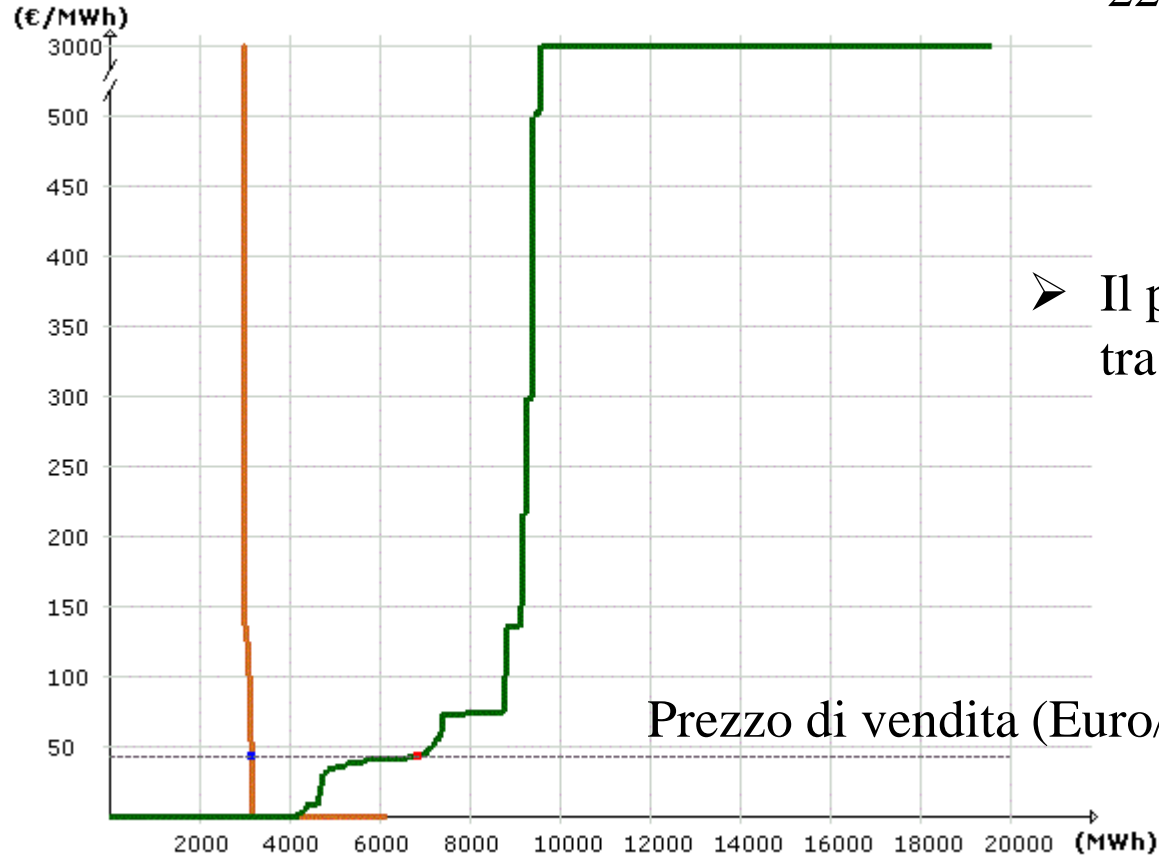
Fonte: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A  
(<http://www.mercatoelettrico.org/It>)

# Mercato Elettrico (5)

Zona di mercato: SUD; GREC; ROSN

Data: 22/09/2020 Ora: 12

Mercato del giorno prima  
22 Settembre, 2020, ore 12



➤ Il prezzo della energia è diverso tra le diverse zone di mercato

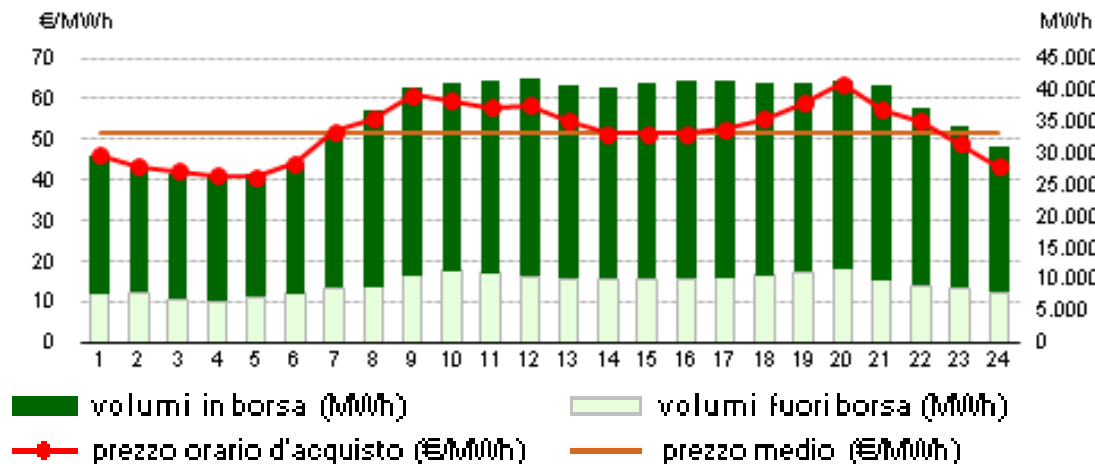
- Quantità in vendita accettate (6834,825 MWh)
- Quantità in acquisto accettate (3134,825 MWh)

Fonte: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A  
(<http://www.mercatoelettrico.org/It>)

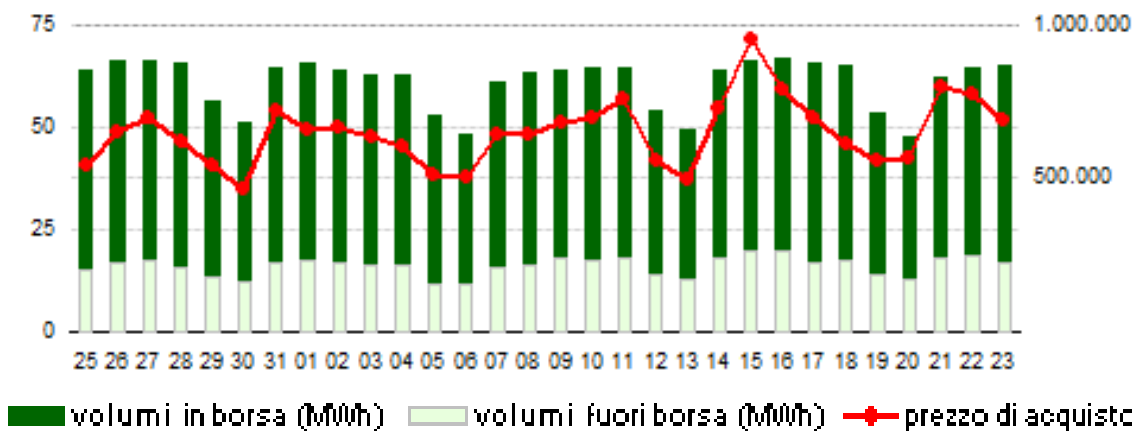
# Mercato Elettrico (5)

Prezzo della energia sul MGP.

Fonte: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A  
(<http://www.mercatoelettrico.org/It>)



prezzi e volumi orari per il giorno di flusso 23/9/2020



andamento dei prezzi e dei volumi in 30 giorni (25/8/2020 – 23/9/2020)

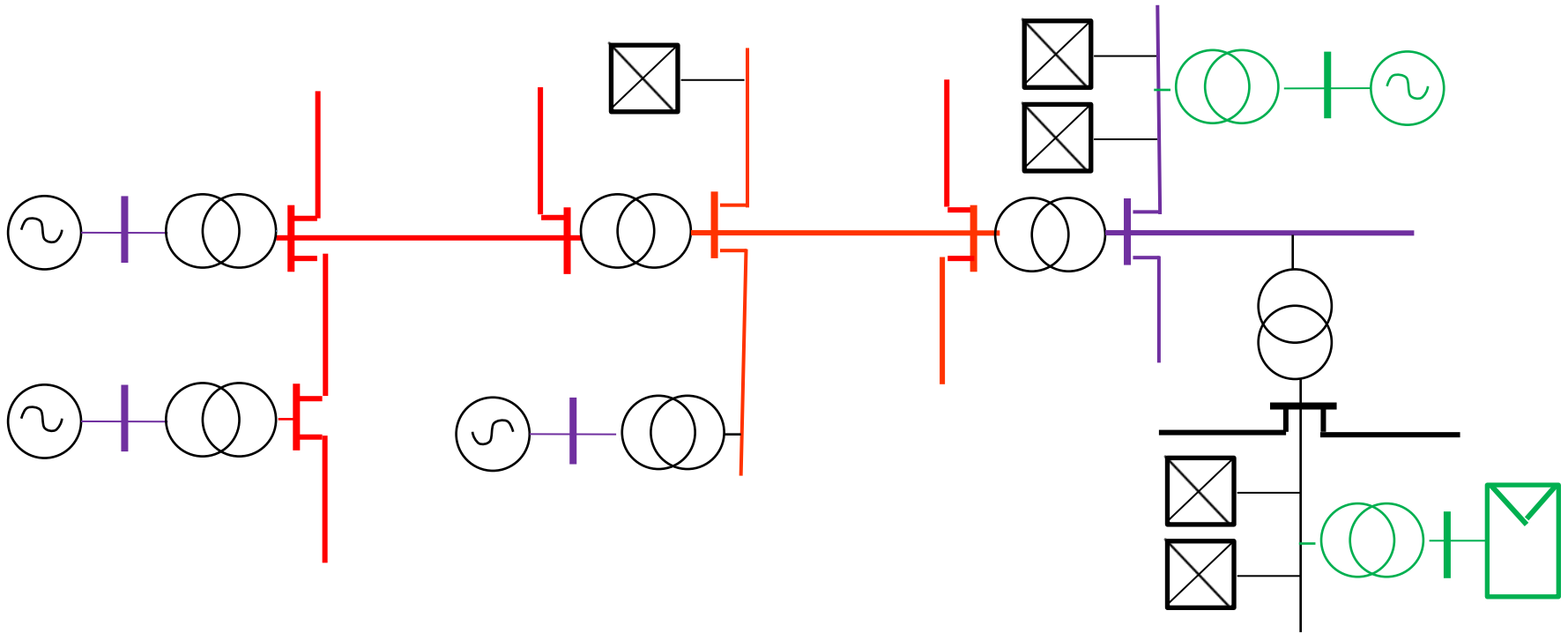
➤ Il prezzo della energia varia al variare delle ore del giorno ed al variare dei giorni nell'anno

# Acquirente Unico (AU)

- **Acquirente Unico**, società pubblica interamente partecipata dal Gestore dei Servizi Energetici SpA, nasce con lo scopo di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato tutelato.
- Nell'attuale contesto di mercato, AU svolge l'attività di approvvigionamento per i clienti riforniti nell'ambito del servizio di maggior tutela (per i consumatori domestici e le piccole imprese, con meno di 50 dipendenti e 10 milioni di euro di fatturato, che non scelgono di passare al mercato libero). Sulla base dei costi di approvvigionamento di AU, viene definito mensilmente un prezzo medio dell'energia (cd. Prezzo di cessione) che viene poi trasferito alle imprese che forniscono l'elettricità al mercato tutelato, che risulta quindi derivare dall'incontro tra domanda ed offerta sui mercati all'ingrosso.

La legge 4 agosto 2017, n. 124, "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" ha stabilito la fine della tutela di prezzo dell'Autorità al 1° luglio 2019 per i settori dell'energia elettrica (per i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione) e del gas naturale (per i clienti domestici). Tale scadenza è stata rinviata (legge 28 febbraio 2020, n.8) al 1 gennaio 2021 per le PMI e al 1 gennaio 2022 per le famiglie.

# Problemi derivanti dalla generazione distribuita



- Può capitare che in una rete in BT sia generata più potenza attiva di quella assorbita dai carichi su tale rete: in questo caso nella cabina di trasformazione si ha l'inversione del flusso di potenza attiva, non più dalla rete MT a quella BT ma viceversa. In questo caso il sistema di protezione può non essere più adeguato.
- In caso di malfunzionamento della rete AT/MT si potrebbero creare micro-reti MT/BT, alimentate unicamente dalla generazione distribuita presente (isola indesiderata) che però non sarebbero in grado di controllare la frequenza e la tensione provocando malfunzionamenti sulle apparecchiature ad esse collegate e problemi di sicurezza al momento del collegamento alla rete AT/MT.



# Connessione alla rete elettrica (1)

L'allacciamento alla rete degli impianti di produzione e degli utenti attivi e passivi è regolamentato dalle norme del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI):

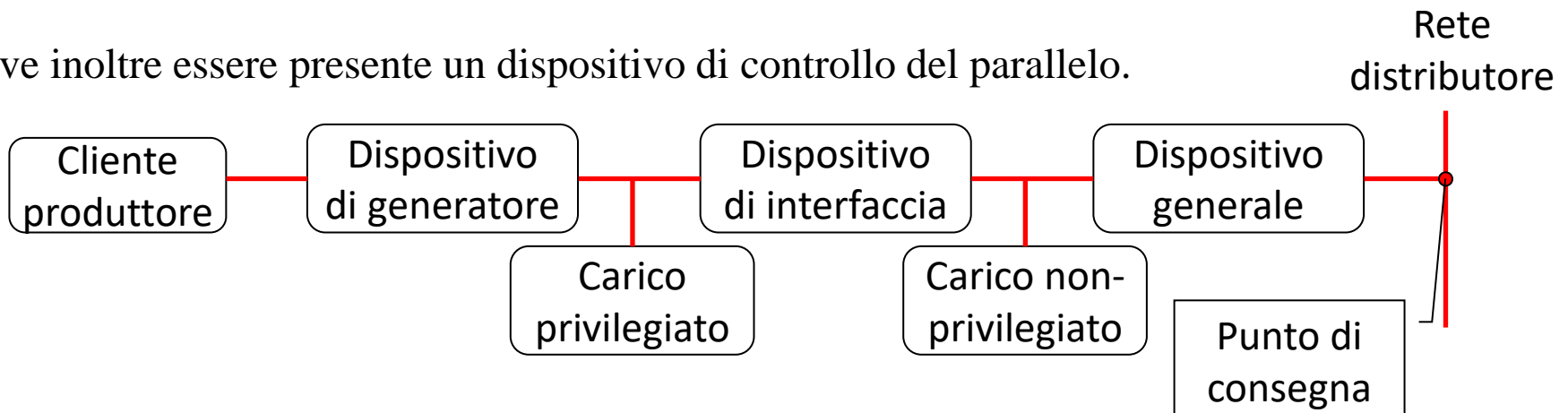
- CEI 11-20 “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria”, per l'allacciamento alla rete di MT e BT.
- CEI 11-32 “Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria” (11-32-V3 “Impianti di produzione eolica”), per 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

E' possibile per un utente consumatore e produttore funzionare in isola, cioè in assenza di collegamento con la rete, alimentando il carico "privilegiato" con il proprio sistema di generazione. Le regole per il collegamento alla rete di distribuzione di un utente consumatore e produttore, impongono la presenza di alcuni dispositivi di protezione fra il generatore, i carichi e la rete, in modo da non produrre malfunzionamenti sulla rete di distribuzione.

- **Dispositivo generale:** separa l'intero impianto di generazione del cliente produttore dalla rete del distributore elettrico locale (garantendo la protezione dalle sovracorrenti).
- **Dispositivo di interfaccia:** interruttore comandato dal sistema di protezione di interfaccia (mediante 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 (garantendo la protezione dalle sovracorrenti).

Deve inoltre essere presente un dispositivo di controllo del parallelo.



# SMART GRID

Definizione della Smart Grid European Technology Platform: *una rete elettrica che può integrare intelligentemente le azioni di tutti gli utenti ad essa connessi – generatori, consumatori e prosumers, per consegnare in maniera efficiente, sicura e sostenibile la fornitura di energia elettrica* ([https://www.earpa.eu/earpa/39/etp\\_smartgrids.html](https://www.earpa.eu/earpa/39/etp_smartgrids.html))

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

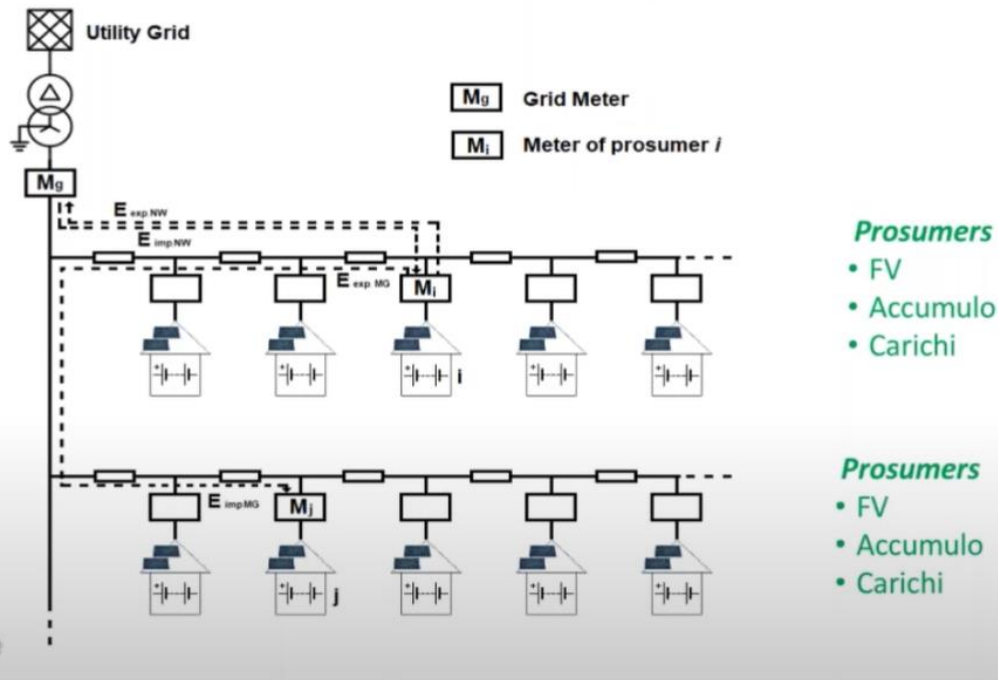
- Utilizza al meglio la generazione distribuita (con il vantaggio di ridurre le perdite dovute al trasporto della energia).
- Massimizza l’uso delle fonti rinnovabili (con il vantaggio di minimizzare l’impatto ambientale della energia elettrica).
- Massimizza l’affidabilità del sistema (permettendo la 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

# COMUNITA' ENERGETICHE (1)

- Una comunità energetica è un insieme di utenti che all'interno di un'area geografica sono in grado di produrre, consumare e scambiarsi l'energia. L'energia viene scambiata attraverso la rete locale di MT/BT. Le transizioni energetiche vengono contabilizzate all'interno della comunità



- Le comunità energetiche sono state istituite dalla Comunità Europea con due direttive :
  - UE 2018/2001 (comunità energetica di rinnovabili - CER)
  - UE 2019/944 (comunità energetica di cittadini - CEC)Gli stati membri devono recepire le direttive entro il 31/12/2020 (2019/944), 30/6/2021 (2018/2001)

Fonte: webinar Progetto GECO <https://www.gecocommunity.it/formazione/>

- Progetto GECO (Green Energy Community): creare una comunità energetica nei quartieri Roveri e Pilastro di Bologna. Partecipanti: AESS (Agenzia per l'Energia e lo Sviluppo Sostenibile – coordinatore), Unibo, ENEA, CAAB (Centro Agroalimentare di Bologna), Agenzia Locale di Sviluppo Pilastro/Distretto Nord-Est

## COMUNITA' ENERGETICHE (2)

Il Ministro dello Sviluppo economico, Stefano Patuanelli, ha firmato il decreto attuativo che definisce la tariffa con la quale si incentiva la promozione dell'autoconsumo collettivo e le comunità energetiche da fonti rinnovabili, al fine di favorire la transizione energetica ed ecologica del sistema elettrico del nostro Paese, con benefici ambientali, economici e sociali per i cittadini.

Il provvedimento rende operativa una misura introdotta nel dicembre 2019 con il decreto Milleproroghe che, anticipando l'attuazione di una direttiva europea, consente di costituire l'autoconsumo collettivo, attivabile da famiglie e altri soggetti che si trovano nello stesso edificio o condominio, e le comunità energetiche, a cui possono partecipare persone fisiche, PMI, enti locali, ubicati in un perimetro più ampio rispetto a quello dei condomini.

La misura è strutturata per promuovere l'autoconsumo condiviso, anche tramite l'impiego dei sistemi di accumulo.

La tariffa per l'energia autoconsumata sarà pari rispettivamente a:

- 100 €/MWh per le configurazioni di autoconsumo collettivo;
- 110 €/MWh per le comunità energetiche rinnovabili.

L'incentivo, riconosciuto per un periodo di 20 anni e gestito dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), è cumulabile con il Superbonus al 110% nei limiti previsti dalla legge e punta a trasformare l'attuale sistema elettrico centralizzato, alimentato da combustibili fossili, in un sistema decentrato ed efficiente, alimentato con energie pulite, inesauribili e non inquinanti. Il decreto verrà inviato alla Corte dei Conti per la registrazione

# SUPER GRID

La disponibilità di energia rinnovabile (solare, eolica) non è uniforme su tutto il territorio di un Paese e molto spesso non è disponibile in prossimità degli utilizzatori.

In Italia:

- Grande disponibilità di energia eolica e solare nel sud ma il maggior uso di tale energia avviene nel centro-nord

In Europa:

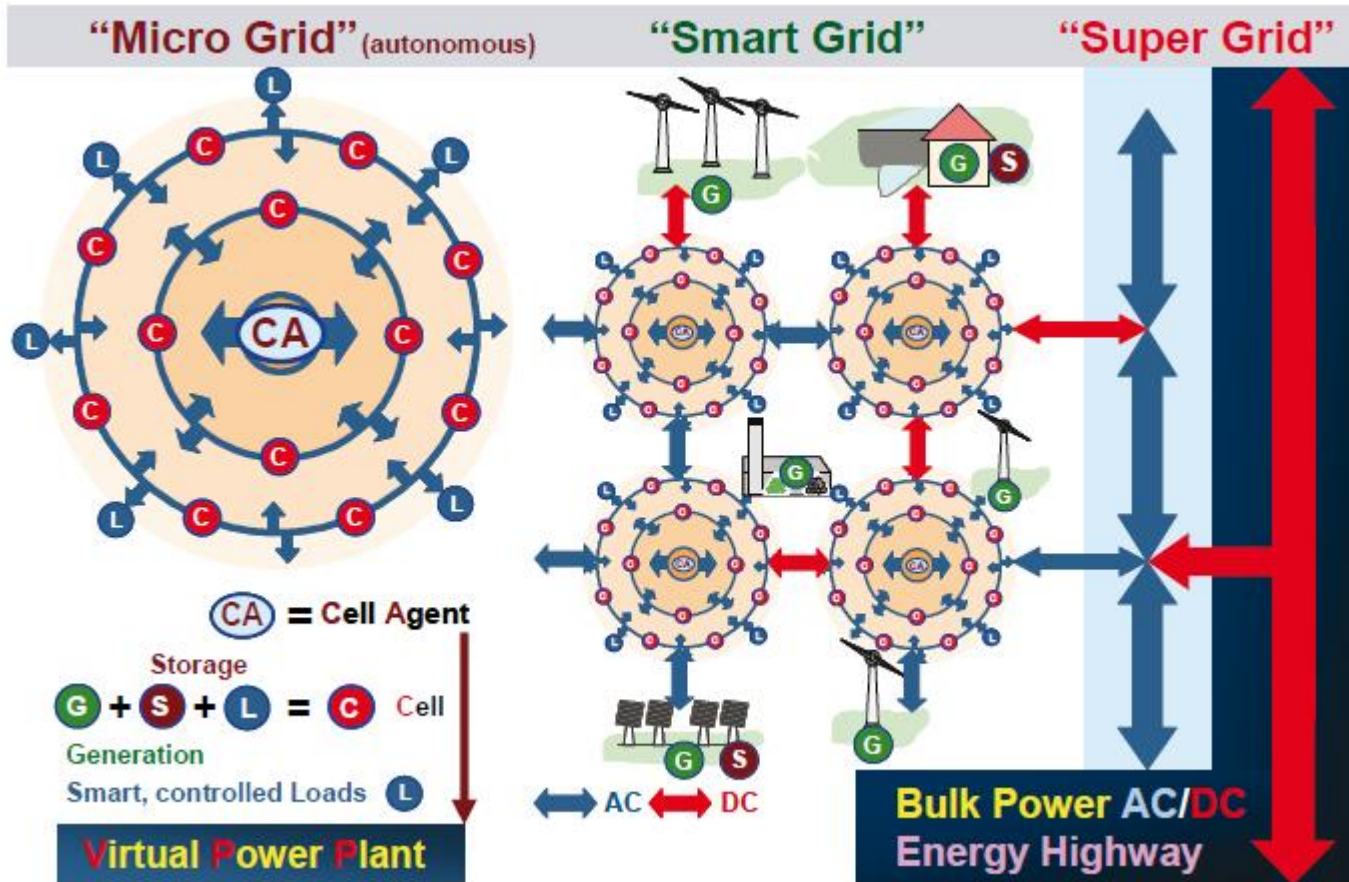
- Grande disponibilità di energia eolica nel mare del Nord
- Grande disponibilità di energia solare in Spagna

Nel Mondo:

- Grande disponibilità di energia solare nei deserti
- Grande disponibilità di energia idroelettrica nel nord e nel sud della Cina, ma i maggiori consumatori di energia (industria e città) sono concentrati ad est.

L'utilizzo delle energia rinnovabili sarebbe quindi maggiore se si disponesse di una rete ad altissima efficienza (**super grid**), in grado di trasportare grandi quantità di potenza su grandi distanze, collegando tutte le centrali rinnovabili alle reti di trasporto.

# EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO



Il Sistema elettrico ideale prevede la presenza di micro grid in cui sono presenti carichi, generatori, alimentati mediante fonti rinnovabili, e sistemi di accumulo, che possono funzionare in isola, oppure scambiare energia con le micro-grid adiacenti, oppure ricevere energia, prodotta sempre da fonti rinnovabili da una supergrid. Gli scambi di energia sono controllati da controllori locali che, ricevendo informazioni da tutti i carichi, i generatori ed i sistemi di accumulo, sono in grado di massimizzare l'efficienza e la sicurezza del Sistema.



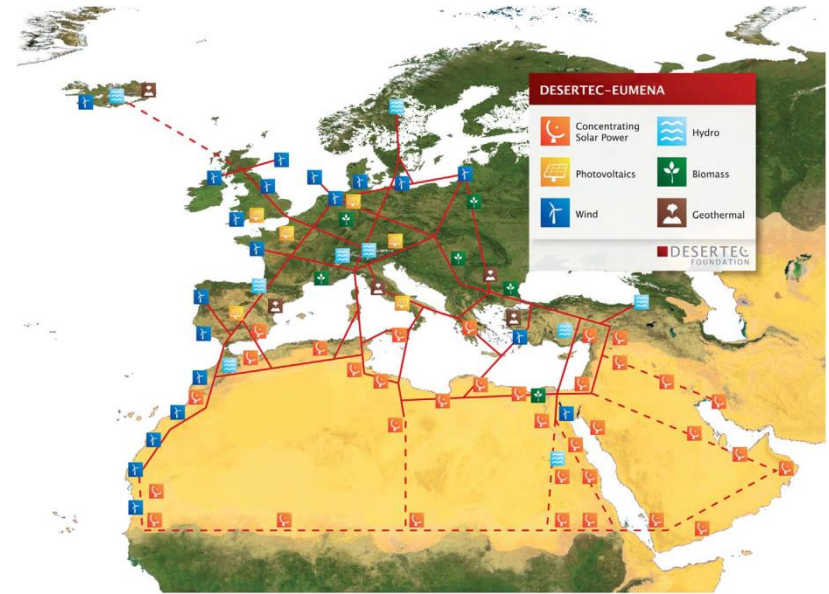
## SUPER GRID (2)

Nel mondo sono diversi gli studi di supergrid per sfruttare al meglio le risorse rinnovabili ed aumentare la sicurezza della risorsa elettrica, mediante scambi di energia tra Paesi diversi.

"**Asia Super Grid (ASG)**" initiative aims at interconnecting electric power systems of Asian countries, enabling mutual benefits by exchanging abundant natural renewable energy resources, such as wind, solar and hydropower.



Fonte: <https://www.renewable-ei.org/en/asg/about/>



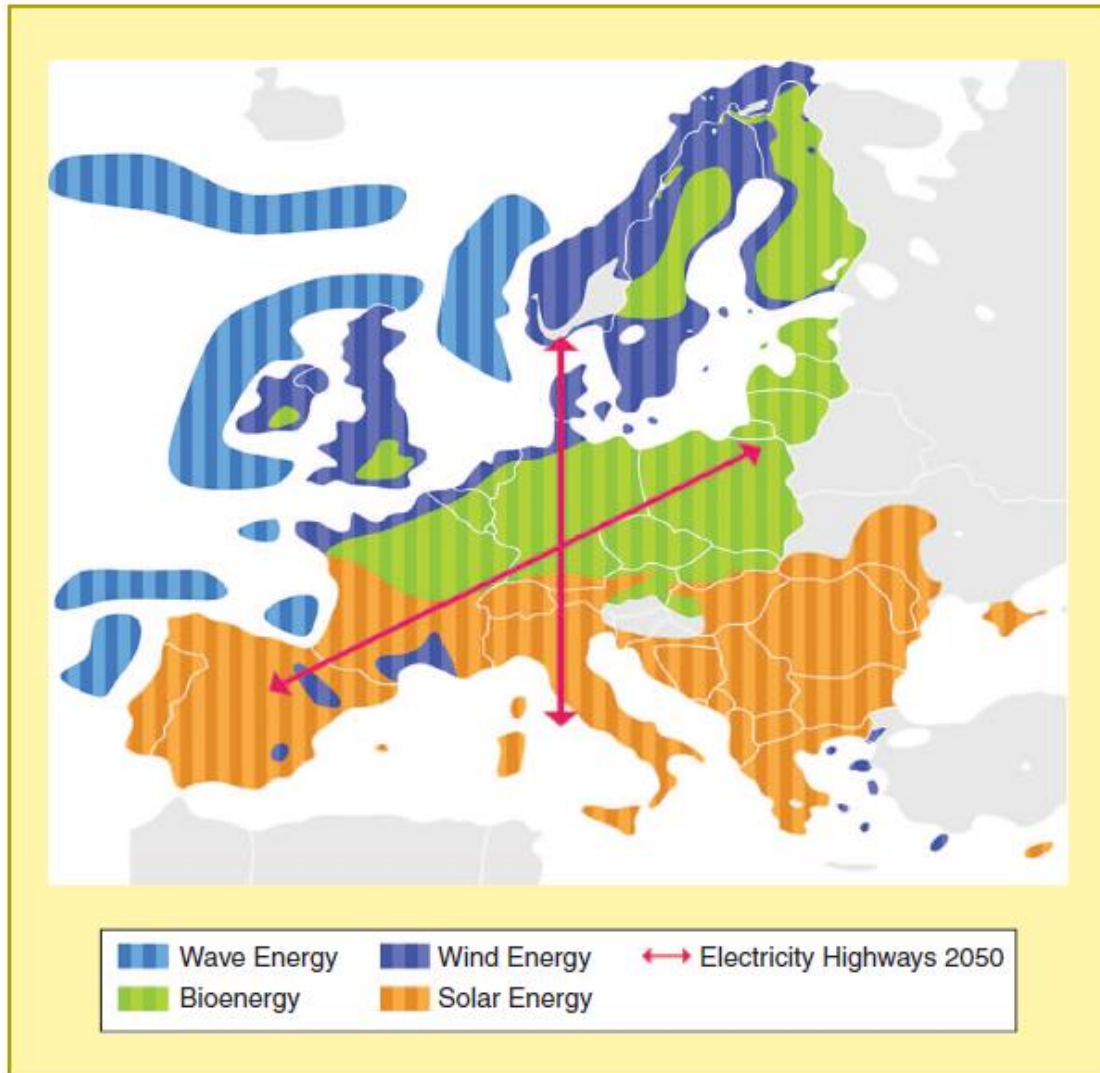
Fonte: Erika Pierria, Ole Bindera, Nasser G.A. Hemdana,b, Michael Kurrata, *Challenges and opportunities for a European HVDC grid*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.233>

**DESERTEC** project. Il progetto vorrebbe sfruttare la grande riserva di energia solare ed eolica presenti nel nord Africa.

- La difficoltà maggiore che si incontra nella loro realizzazione consiste nella mancanza di collaborazione/integrazione tra Paesi diversi.



# SUPER GRID (3)



Fonte: Sanchis G, Betraoui B, Pestana R, De Clercq B, Migliavacca G, Czernie M, et al. *The Corridors of Power 2050*. iee power & energy magazine, February, 2015.

In Europa la disponibilità di grandi quantità di energia rinnovabili è distribuita non uniformemente sul territorio:

- Solare (Spagna, Italia, Balcani)
- Eolica (mare del nord)
- Biomasse (nord est)

➤ La disponibilità di una supergrid che collegasse tutte le centrali ad energie rinnovabili permetterebbe un migliore utilizzo delle stesse.

# LA RETE EUROPEA

“A pan-European transmission network facilitating the integration of large-scale renewable energy and the balancing and transportation of electricity”.

Fonte: <http://www.friendsofthesupergrid.eu/>



- La Commissione Europea ha identificato e cofinanziato dei Progetti di Interesse Comune (PCI) per la realizzazione di infrastrutture energetiche strategiche.  
([http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency\\_platform/map-viewer/main.html](http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html))
- I progetti riguardano collegamenti in cavo HVDC (High Voltage Direct Current)
- Nuova linea “Piemonte-Savoia” di interconnessione elettrica tra Italia e Francia realizzata con un cavo interrato lungo 190 km (il più lungo collegamento al mondo per questa tipologia, HVDC-VSC). La nuova linea porterà la capacità di trasporto della rete tra i due Paesi dagli attuali 2.650 MW a oltre 4.400 MW.
  - Inizio lavori: 2013 lato Italia, 2014 lato Francia
  - Messa in servizio prevista per il 2019

# LINEE ELETTRICHE (1)

In un sistema in corrente alternata:

- Il trasporto della energia elettrica viene effettuato mediante linee trifase
- La distribuzione della energia elettrica in MT viene effettuato mediante linee trifase
- La distribuzione della energia elettrica in BT viene effettuato mediante linee trifase con il filo neutro

La soluzione più economica per la realizzazione di una linea elettrica è quella aerea. La soluzione in cavo risulta più costosa ma presenta alcuni vantaggi:

- Minore impatto ambientale, sia come occupazione del territorio sia come inquinamento magnetico (nella soluzione in cavo i conduttori sono più vicini tra di loro ed è quindi minore il campo disperso)
- Minore probabilità di guasti dovuti alle condizioni atmosferiche

La soluzione in cavo viene utilizzata per attraversare zone densamente popolate e per il trasporto della energia elettrica attraverso tratti di mare.

Il trasporto della energia elettrica può essere realizzato in corrente continua.

- Una linea di trasporto in corrente continua risulta conveniente rispetto ad una linea in corrente alternata, sia dal punto di vista della efficienza che della economicità, quando la lunghezza e le tensioni della linea sono molto elevate.
- Una linea in corrente continua permette di collegare due sistemi in corrente alternata non isofrequenziali.

# LINEE ELETTRICHE (2)

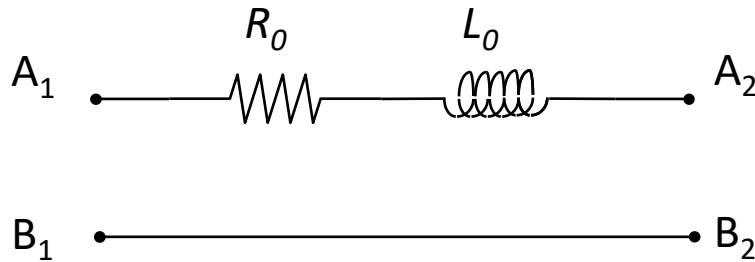
- Nelle linee elettriche in alta e altissima tensione vengono adoperati conduttori nudi, opportunamente distanziati tra loro. Per elettrodotti a 132÷150 e 220 kV usualmente si utilizza per ciascuna fase elettrica n.1 conduttore, mentre per elettrodotti a 380 KV si usa preferenzialmente per ciascuna fase elettrica un fascio di n.3 conduttori (trinato) collegati fra loro da distanziatori o in alternativa un fascio di n.2 conduttori (binato).
- Ciascun conduttore di energia è costituito da una corda di alluminio-acciaio della sezione complessiva di 585,3 mmq composta da n. 19 fili di acciaio del diametro 2,10 mm e da n. 54 fili di alluminio del diametro di 3,50 mm, con un diametro complessivo di 31,50 mm (nel caso del binato il diametro complessivo è di 40,5 mm).
- Per zone ad alto inquinamento salino può essere impiegato in alternativa il conduttore con l'anima a “zincatura maggiorata” ed ingrassato fino al secondo mantello di alluminio.
- L' elettrodotto è equipaggiato con una fune di guardia destinata, oltre che a proteggere l'elettrodotto stesso dalle scariche atmosferiche, a migliorare la messa a terra dei sostegni. La fune di guardia è in acciaio o in acciaio rivestito di alluminio. In alternativa è possibile l'impiego di una fune di guardia con fibre ottiche.
- L'isolamento degli elettrodotti viene realizzato con isolatori a cappa e perno in vetro temprato, nei due tipi “normale” e “antisale”, connessi tra loro a formare catene di almeno n.18 elementi per elettrodotti a 380 kV, n.14 elementi per elettrodotti a 220 kV e n. 9 elementi per elettrodotti a 132-150 kV.

# LINEE ELETTRICHE (3)

- Nelle linee a 380 kV, la palificazione è usualmente realizzata con sostegni tradizionali a traliccio del tipo a “delta rovescio” nel caso di linee a semplice terna, e con sostegni del tipo “tronco piramidali” nel caso di linee in doppia terna; i sostegni sono realizzati con angolari di acciaio zincati a caldo e bullonati; in casi particolari sono utilizzati sostegni di tipo tubolare. I nuovi sostegni germoglio, minimizzano l'occupazione del suolo e l'impatto sul paesaggio.
- Le principali caratteristiche elettriche sono le seguenti: Tensione nominale 380 kV, Frequenza nominale 50 Hz, Intensità di corrente nominale 1500 A (per fase), Potenza nominale 1000 MVA (per terna)
- Nelle linee a 220 kV, la palificazione è usualmente realizzata con sostegni tradizionali a traliccio del tipo “truncopiramidale”; i sostegni sono, anche in questo caso, realizzati con angolari di acciaio zincati a caldo e bullonati.
- Ogni fase è costituita generalmente da n.1 conduttore di energia costituito da una corda di alluminio-acciaio con un diametro di 31,50 mm.
- Le principali caratteristiche elettriche sono le seguenti: Tensione nominale 220 kV, Frequenza nominale 50 Hz, Intensità di corrente nominale 500 A (per fase), Potenza nominale 200 MVA (per terna)
- Ai fini della distribuzione dei sostegni, si considera che il franco minimo in massima freccia deve essere rispondente a quanto previsto dal D.M. 21/03/1988 e ss.mm.ii e in ogni caso compatibile con quanto richiesto ai fini della vigente normativa sui campi elettrici e magnetici. Le distanze di rispetto orizzontali minime per i sostegni sono quelle di cui allo stesso D.M. 21/03/1988 e ss.mm.ii.

# LINEE ELETTRICHE (4)

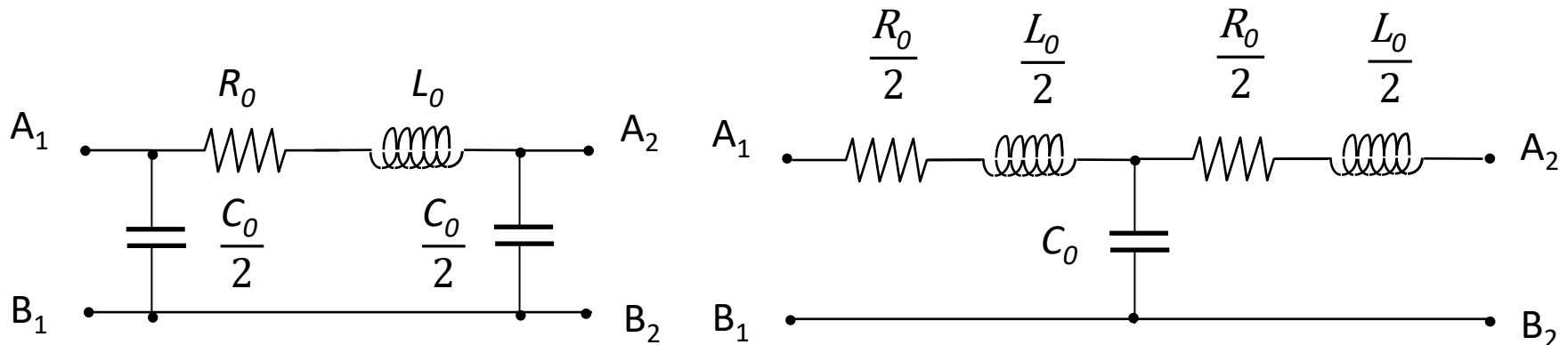
Una linea elettrica in corrente alternata deve continuamente scambiare potenza elettrica (con valore medio nullo in un periodo: potenza reattiva) per generare il campo elettromagnetico alternato



## Modello di una **linea elettrica corta**

- Effetti capacitivi trascurabili rispetto agli effetti 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.

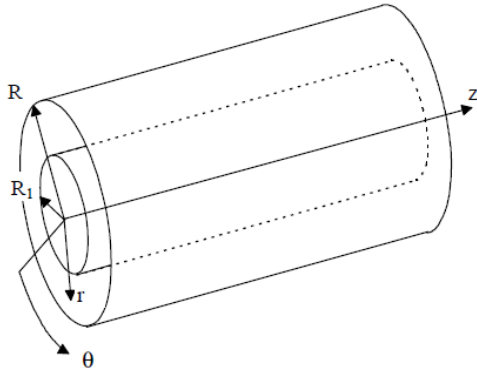


Modello a  $\Pi$

Modello a T

# LINEE ELETTRICHE (5)

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

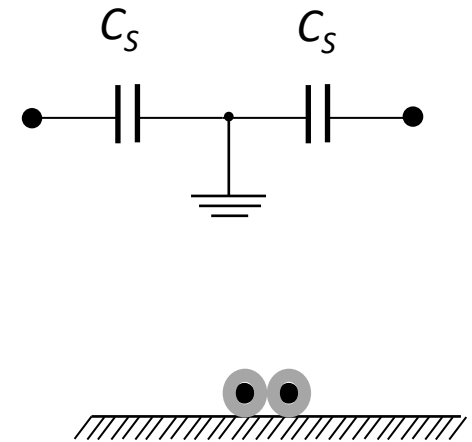
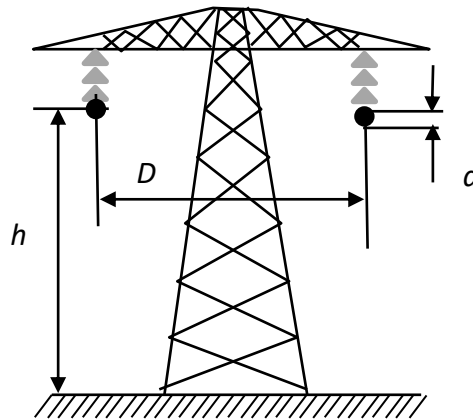


$$C_S = \frac{C}{L} = \frac{2\pi\epsilon}{\ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right)}$$

capacità di servizio

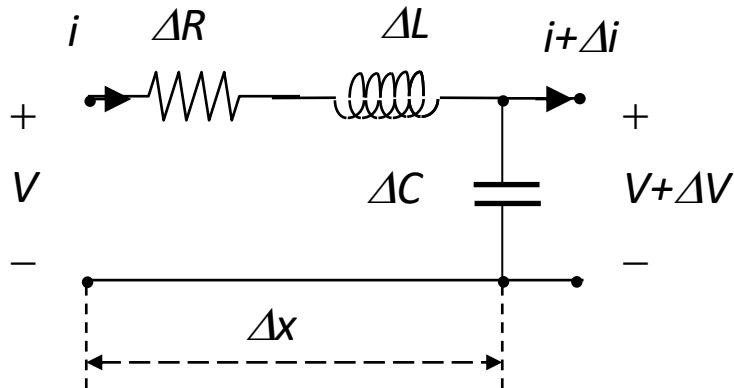
$\epsilon$  = costante dielettrica

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 (6)

Il modello più dettagliato descrive il generico tratto di linea di lunghezza  $\Delta x$  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  $\Delta x$  e passando al limite per  $\Delta x$  che tende a 0

$$\begin{cases} \frac{\partial V}{\partial x} = -r_0 i - l_0 \frac{\partial i}{\partial t} \\ \frac{\partial i}{\partial x} = -c_0 \frac{\partial V}{\partial t} \end{cases}$$

$r_0$  = 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:

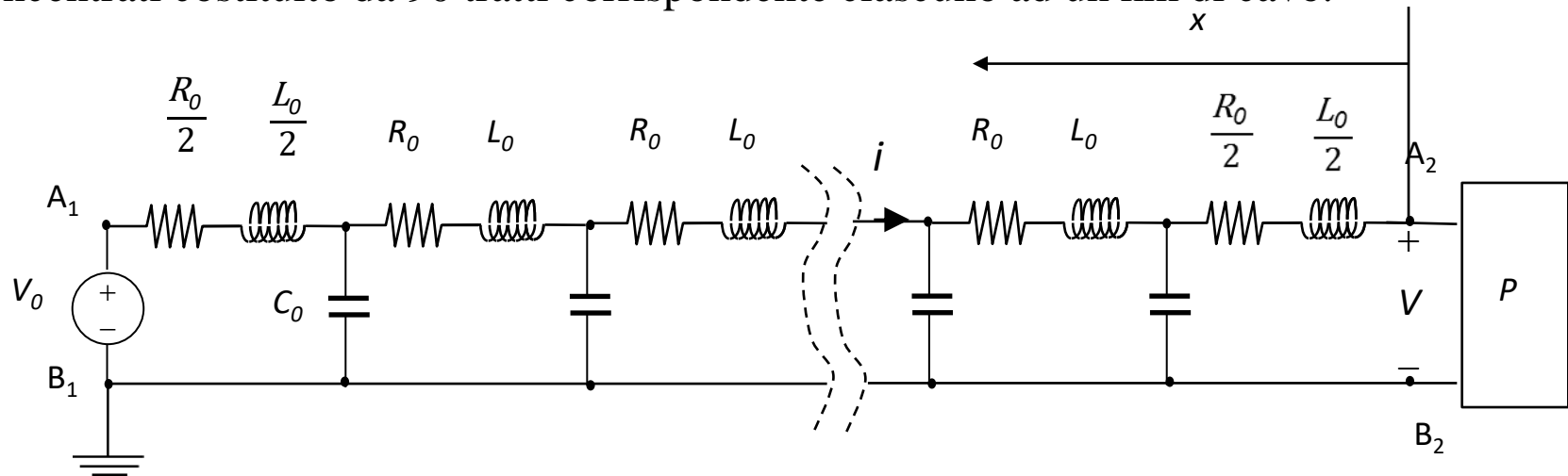
$z_0$  = impedenza longitudinale per unità di lunghezza;  
 $y_0$  = conduttanza trasversale per unità di lunghezza

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



# LINEE ELETTRICHE (7)

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 °C) = 0.098  $\Omega$ /km;  $l_0$  = 0.33 mH/km;  $c_0$  = 0.28  $\mu$ F/km, Sezione del cavo = 240 mm<sup>2</sup>, 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

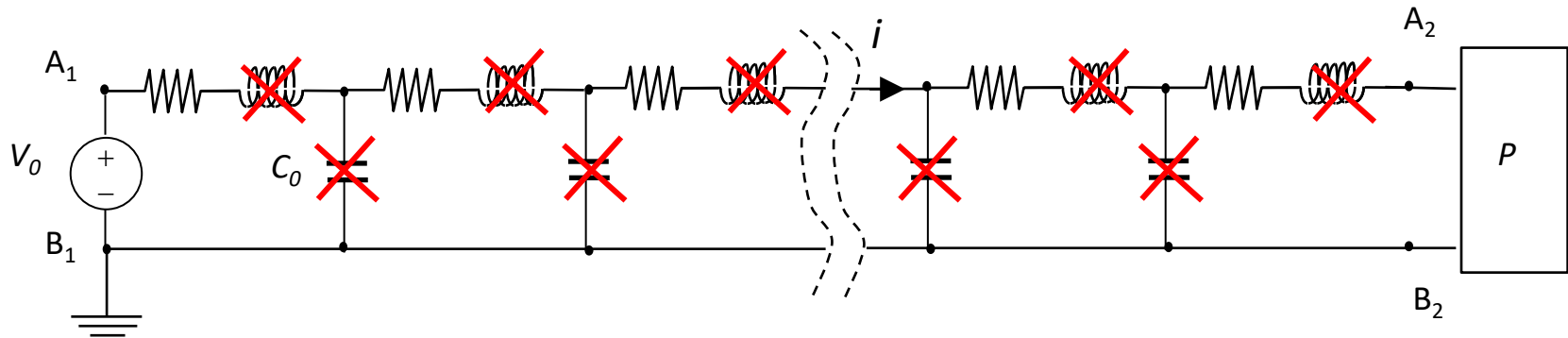
Tensione concatenata = 150 kV  
(tensione stellata = 86.6 kV)

$X$ (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 (8)

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.**
- L'induttore si comporta come un corto circuito e quindi **la caduta di tensione lungo la linea dipende solo dalla dissipazione per effetto Joule**
- 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)



# LINEE ELETTRICHE (9)

## Effetto pelle

Equazioni dell'elettrodinamica quasi-stazionaria in un mezzo conduttore lineare, omogeneo e isotropo:

$$\nabla \times \mathbf{H} = \mathbf{J}$$

$$\nabla \times \mathbf{E} = - \frac{\partial \mathbf{B}}{\partial t} \quad \longrightarrow \quad \nabla \times \left( \nabla \times \frac{\mathbf{B}}{\mu_0} \right) = - \sigma \frac{\partial \mathbf{B}}{\partial t}$$

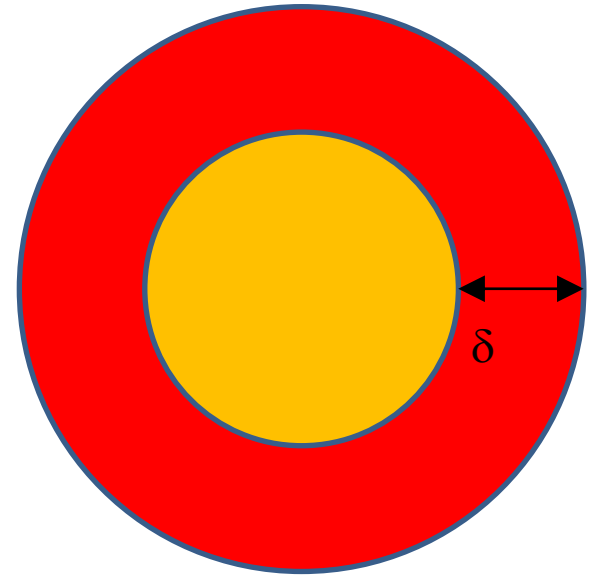
$$\mathbf{J} = \sigma \mathbf{E}$$

$$\mathbf{B} = \mu_0 \mathbf{H}$$

- In un conduttore cilindrico percorso da corrente alternata con frequenza  $f$ , il campo magnetico e la densità di corrente si concentrano in una corona circolare di spessore  $\delta$  (spessore pelle) in prossimità della superficie del cavo.

$$\delta = \sqrt{\frac{1}{\pi f \mu_0 \sigma}}$$

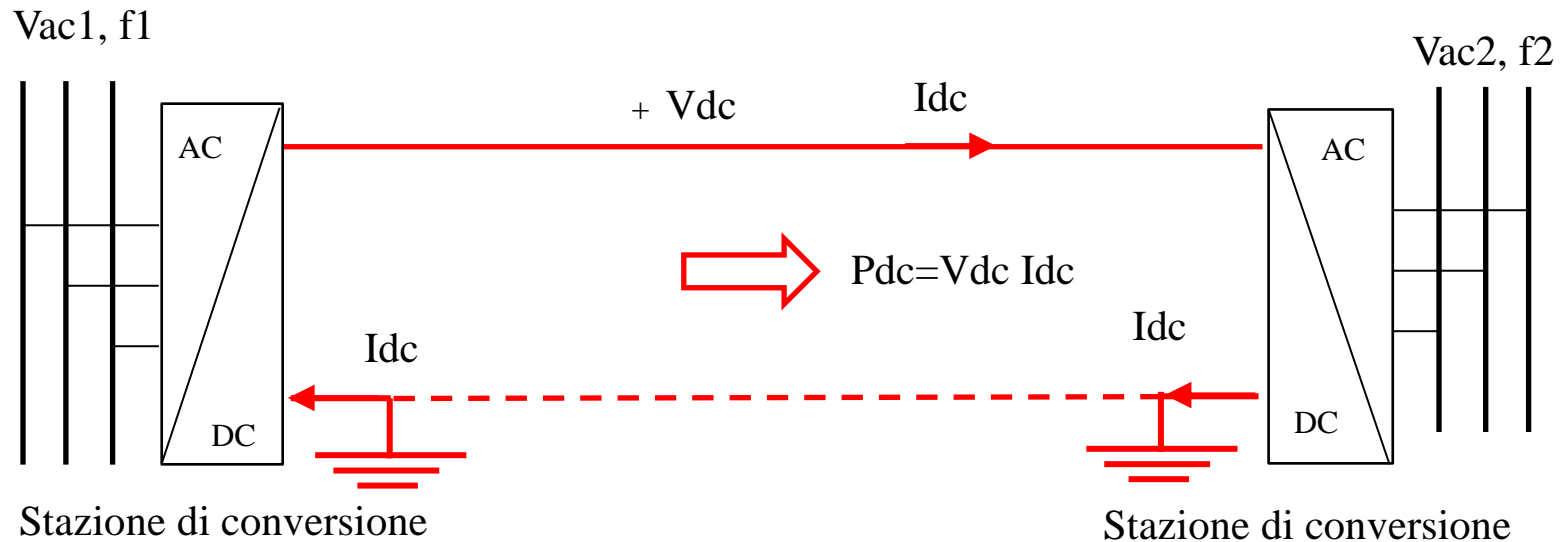
- Per il rame a temperatura ambiente  $\sigma = 6 \times 10^7$  S/m e quindi, per  $f = 50$  Hz risulta  $\delta = 9.2$  mm



# LINEE ELETTRICHE (10)

Per ridurre gli effetti negativi prodotti dalla potenza reattiva nelle reti in corrente alternata si possono utilizzare dei sistemi denominati FACTS (Flexible AC Transmission Systems) che scambiano con la rete potenza reattiva in modo da compensare il più possibile quella richiesta dalla rete stessa aumentando la stabilità (regolazione della tensione, smorzamento delle oscillazioni della potenza attiva, controllo dei flussi di potenza) e la capacità di trasmissione della rete. I FACTS sono costituiti da componenti passivi (induttori, condensatori, trasformatori) opportunamente collegati alla rete mediante convertitori elettronici di potenza.

# LINEE ELETTRICHE (11)



Schema di una linea in corrente continua (DC), con un solo polo, che collega due linee trifase in corrente alternata (AC) che possono avere tensioni e frequenze differenti:

- E' presente un cavo (polo) percorso dalla corrente continua  $I_{dc}$  e mantenuto ad una tensione  $+V_{dc}$  rispetto al terreno.
- Il ritorno della corrente avviene attraverso il terreno/mare per mezzo di due dispersori. Può essere presente un conduttore metallico (solo debolmente isolato).
- Nelle stazioni di conversione avviene la conversione da AC a DC mediante trasformatori, condensatori, induttori e convertitori elettronici di potenza che possono essere di due diverse tipologie:
  - Line Commutated Converter – Current Source Converter (LCC-CSC)
  - Self Commutated Voltage Source Converter (VSC)

# LINEE ELETTRICHE (12)

## **Line Commutated Converter-Current Source Converter**

Sono realizzati mediante componenti controllati solo in accensione (tiristori). La commutazione dei tiristori avviene sfruttando la tensione alternata della linea AC.

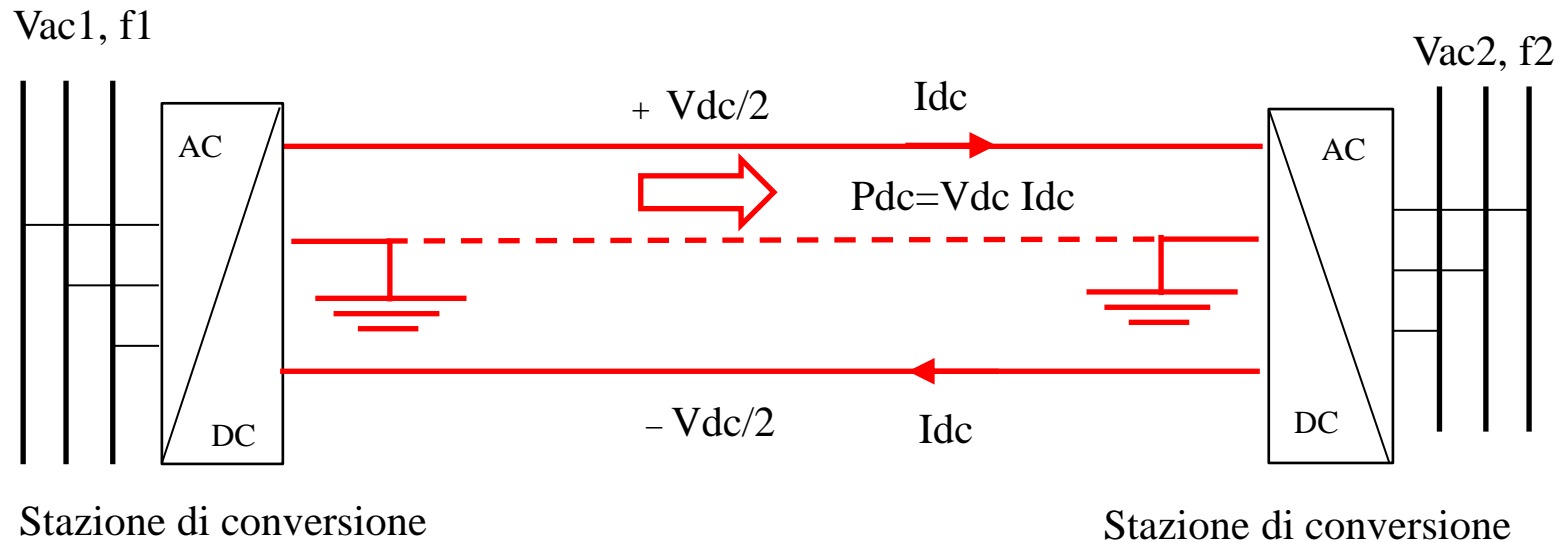
- La tecnologia LCC è stata la prima ad essere sviluppata ed oggi viene utilizzata soprattutto per le potenze (tensioni) più elevate.
- Le linee che utilizzano la tecnologia LCC controllano il flusso della potenza mantenendo invariata la corrente  $I_{dc}$  ed invertendo la tensione  $V_{dc}$  ed utilizzano cavi del tipo MI (Mass Impregnated) a causa delle difficoltà dei cavi XLPE (Cross Linked PolyEthylene) a sopportare l'inversione del campo elettrico.

## **Self Commutated Voltage Source Converter**

Sono realizzati mediante componenti controllati sia in accensione che in spegnimento (IGBT) e possono funzionare anche in assenza di alimentazione sulla linea AC.

- La tecnologia VSC è la più recente e viene usata principalmente per le potenze (tensioni) minori. Una tipica applicazione è il collegamento degli impianti eolici offshore alla rete sulla terra ferma.
- Le linee che utilizzano la tecnologia VSC controllano il flusso della potenza mantenendo invariata la tensione  $V_{dc}$  ed invertendo la corrente  $I_{dc}$  e si prestano molto bene alla realizzazione di reti HVDC multi-terminale

# LINEE ELETTRICHE (13)



Schema di una linea in corrente continua con due poli :

- Sono presenti due cavi (poli) percorsi dalla corrente continua  $I_{dc}$  e mantenuti ad una tensione  $\pm V_{dc}/2$  rispetto al terreno
- Può essere presente un terzo conduttore metallico (solo debolmente isolato) per ottimizzare l'esercizio a metà potenza, con un solo polo, in caso di fuori servizio di uno dei due poli

# CAVI PER HVDC

HVDC cables can be divided into two large families, based on insulation technology.

- HVDC cables with laminated insulation; there are different types of cables with laminated insulation, the Mass-Impregnated Cables (MI) are most commonly used today.
- HVDC cables with extruded insulation. DC-XLPE is most commonly used nowadays as insulation material for extruded HVDC cables.



- XLPE plastic insulation
- Lightweight land cable at 10 kg/m
- Low number of joints for land installations
- Prefabricated joints
- Flexible, allowing coiling and installation from a barge (over 200 barges available)
- Flexible production (ie, AC and DC cables in the same production line)
- Maximum cable voltage of 320 kV



- Oil-impregnated insulation
- Heavyweight land cable at 25 kg/m
- High number of joints for land installations
- Tailored joints
- Requires special ship for installation (three such ships available globally)
- Dedicated production line for DC cables
- Maximum cable voltage of 500 kV

Fonte: ABB Review, Special Report 60 years of HVDC

	MI	XLPE
Maximum nominal operating voltage	600 kV MI-PPL (awarded) 500 kV MI (installed)	320 kV (awarded) 200 kV (installed)
Maximum continuous conductor temperature	70-80 °C (MI-PPL) 55-60 °C (MI)	70 °C
Conductor material	Copper/Aluminium	Copper/Aluminium
Maximum power (cable pair)	2200 MW (awarded) 1600 MW (installed)	900 MW (awarded) 400 MW (installed)
Maximum water depth	Approx 1600 m	Approx 400 m

Principali caratteristiche dei cavi MI e XLPE negli impianti presenti e in fase di realizzazione

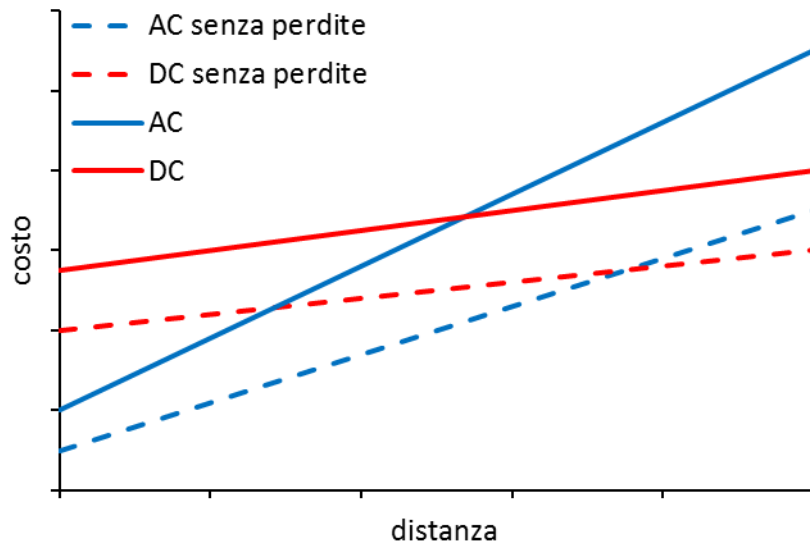
Fonte: FOGS, *Road map to the supergrid technology, final report*, march 2012



# LINEE ELETTRICHE (14)

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 ( minor numero di conduttori, 2 per una linea DC bipolare, 3 per una linea AC, minori le distanze tra i conduttori e quindi minori le dimensioni dei tralicci e minore l'occupazione del terreno).
- In DC sono minori le perdite per il minor valore della resistenza longitudinale (effetto pelle).
- In AC sono richiesti dei componenti per compensare la potenza reattiva.



La trasmissione in DC risulta conveniente rispetto a quella in AC per grandi distanze:

- Circa 800 km per le linee aeree
- Circa 80 km nel caso di cavo sottomarino.

La trasmissione in DC permette di collegare tra di loro due reti asincrone.

# LINEE ELETTRICHE (15)

System component	Voltage level	Power rating	Cost range		Unit
			min	max	
HVAC underground XLPE cable, single circuit	380 kV	1000 MVA	1000	3000	kEUR/km
HVAC underground XLPE cable, double circuit	380 kV	2×1000 MVA	2000	5000	kEUR/km

System component	Voltage level	Power rating	Cost range		Unit
			min	max	
HVDC OHL, bipolar <sup>(1)</sup>	±150÷±500 kV	350÷3000 MW	300	700	kEUR/km
HVDC underground cable pair	±350 kV	1100 MW	1000	2500	kEUR/km
HVDC undersea cable pair	±350 kV	1100 MW	1000	2000	kEUR/km
HVDC VSC terminal, bipolar	±150÷±350 kV	350÷1000 MW	60	125	kEUR/MW
HVDC CSC terminal, bipolar	±350÷±500 kV	1000÷3000 MW	75	110	kEUR/MW

<sup>(1)</sup> cost ranges correspond to the base case, i.e. installation over flat land. For installations over hilly landscape +20% and +50% for installations over mountains or urban areas have to be factored in.

Fonte: FP7 Program REALISEGRID (REseArch, methodoLogIes and technologieS for the effective development of pan-European key GRID infrastructures to support the achievement of a reliable, competitive and sustainable electricity Supply), D3.3.2 «Review of costs of transmission infrastructures, including cross border connections» (2011)

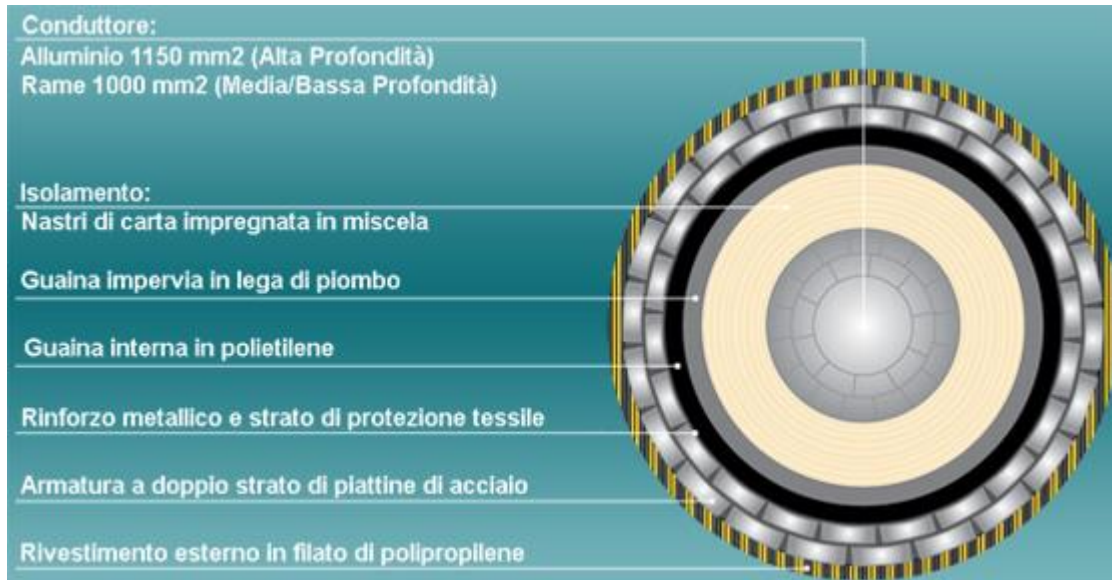
# COLLEGAMENTI HVDC IN EUROPA

ID	Project	Location	Year commissioned	Supplier	Power rating [MW]	DC Voltage [kV]	Converter type
1	Gotland	Sweden	1954	ABB	20	± 100	LCC
2	Cross Channel BP	France-UK	1985	CGEE Alsthom/GEC	2000	± 270	LCC
3	Fenno-Skan	Finland-Sweden	1989	ABB/Alcatel	500	400	LCC
4	Skagerrak 3	Norway-Denmark	1993	ABB	500	± 350	LCC
5	Sacoi	Italy-Corsica-Sardinia	1993	ANSADO	300	± 200	LCC
6	Baltic Cable	Sweden-Germany	1994	ABB	600	450	LCC
7	Kontek	Denmark-Germany	1995	ABB/NKT	600	400	LCC
8	Hellsjön	Sweden	1997	ABB	3	± 10	VSC
9	Gotland HVDC Light	Sweden	1999	ABB	50	± 60	VSC
10	Swepol Link	Sweden-Poland	2000	ABB	600	± 450	LCC
11	Tjaereborg	Denmark	2000	ABB	7	9	VSC
12	Grita	Greece-Italy	2001	Pirelli/ABB	500	400	LCC
13	Moyle Interconnector	Ireland-Scotland	2001	Siemens	2x250	2x250	LCC
14	Troll A	Norway	2004	ABB	2x40	± 60	VSC
15	Konti-Skan 1	Denmark-Sweden	2005	AREVA	250	± 250	LCC
16	Estlink	Estonia-Finland	2006	ABB	350	± 150	VSC
17	NorNed	Norway-Netherlands	2008	ABB	700	± 450	LCC
18	Storebaelt	Denmark	2010	Siemens	600	400	LCC
19	Valhall	Norway	2011	ABB	78	150	VSC
20	Sapei	Italy-Sardinia	2011	ABB	1000	± 500	LCC
21	BritNed	UK-Netherlands	2011	Siemens	1000	± 450	LCC
22	Romulo	Spain-Mallorca	2011	Siemens	2x200	± 250	LCC
23	East-West-Interconnector	Ireland-UK	2012	ABB	500	± 200	VSC
24	INELFE	France-Spain	2015	Siemens	2000	± 320	VSC
25	Skagerrak 4	Norway-Denmark	2014	ABB	700	500	VSC
26	Estlink 2	Estonia-Finland	2014	Siemens	670	± 450	LCC
27	NordBalt	Sweden-Lithuania	2015	ABB	700	± 300	VSC
28	NorGer	Norway-Germany	2015	t.b.d.	1400	± 450–500	LCC
29	Nemo	UK-Belgium	2017 <sup>1</sup>	t.b.b.	1000	320–500	VSC
30	Alegro	Belgium-Germany	2019 <sup>1</sup>	t.b.d.	500–1000	t.b.d.	VSC
31	NORD.LINK	Norway-Germany	2020 <sup>1</sup>	ABB	1400	± 525 kV	VSC

<sup>a</sup> Scheduled.

Fonte: Erika Pierria et Al, *Challenges and opportunities for a European HVDC grid*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 70 (2017) 427–456

# COLLEGAMENTO CON LA SARDEGNA



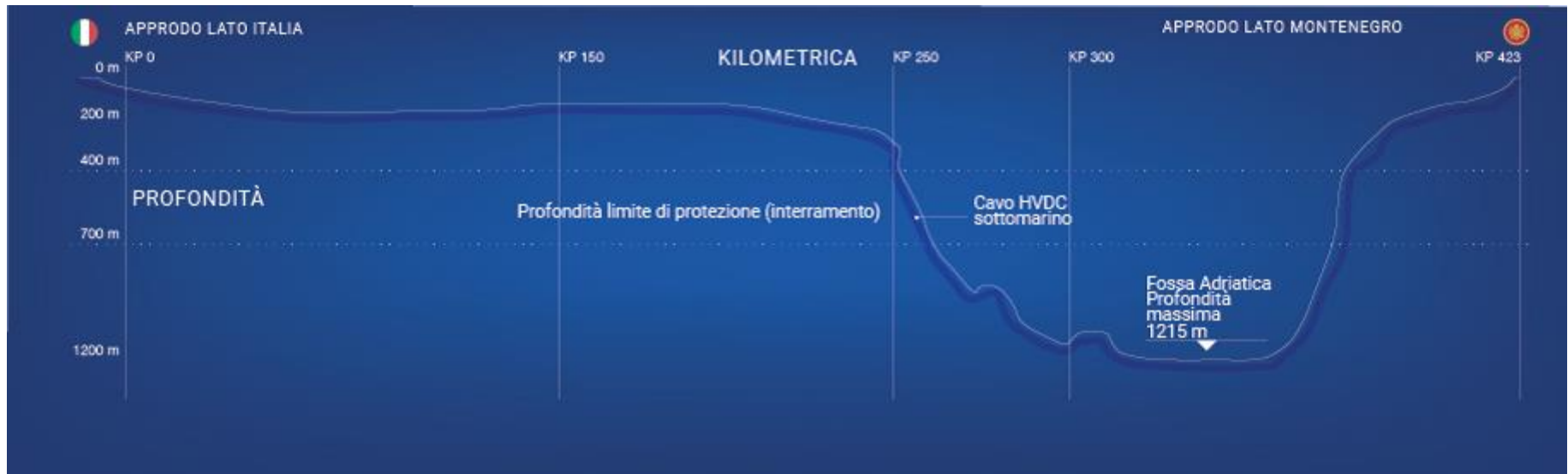
Collegamento tra l'Italia e la Sardegna mediante linea HVDC (cavo SAPEI) bipolare +/- 500 kV

- 1.640 metri di profondità massima
- 435 km di lunghezza
- 1000 MW di potenza
- 750 MEuro di investimento (<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

# COLLEGAMENTO ITALIA-MONTENEGRO (1)

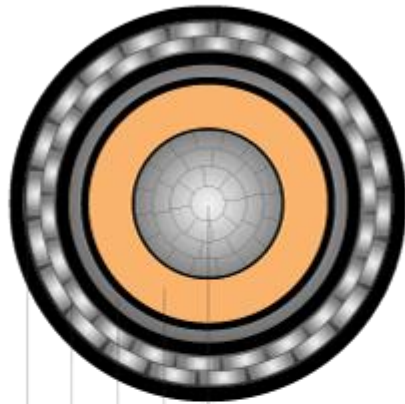
Il 15 novembre 2019 il presidente della Repubblica Sergio Mattarella e il presidente del Montenegro Milo Đukanović, hanno inaugurato il nuovo elettrodotto Italia-Montenegro, che collega le stazioni elettriche di Cepagatti, in provincia di Pescara e Lastva, nel comune di Kotor, in Montenegro.



L'infrastruttura in corrente continua consentirà ai due Paesi di scambiare elettricità in maniera bidirezionale: inizialmente per una potenza di **600 MW**, che diventeranno **1.200 MW** quando sarà realizzato anche il secondo cavo, previsto nei prossimi anni. L'opera rappresenta il più lungo collegamento sottomarino in alta tensione mai realizzato da Terna: **423 km** di cavo sottomarino, a cui si aggiungono **22 km** di cavo interrato, **16 in Italia** (dall'approdo costiero fino alla stazione di Cepagatti) e **6 in Montenegro** (da Budva alla stazione di Kotor)

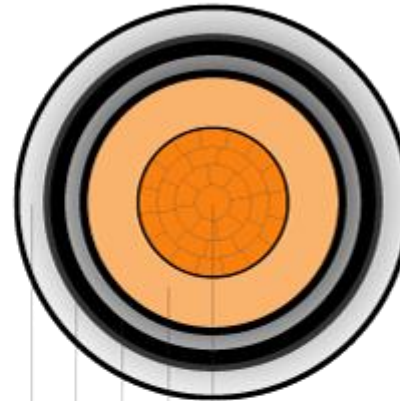
# COLLEGAMENTO ITALIA-MONTENEGRO (2)

## IL CAVO MARINO



- CONDUTTORE IN ALLUMINIO
- NASTRI DI CARTA SEMICONDUCTORI
- ISOLAMENTO IN STRATI DI CARTA IMPREGNATO DI MISCELA AD ALTA VISCOSITÀ
- ARMATURA A DOPPIO STRATO DI ACCIAIO
- GUAINA DI POLIETILENE

## IL CAVO INTERRATO



- CONDUTTORE DI RAME A CONCI
- ISOLAMENTO IN STRATI DI CARTA IMPREGNATO DI MISCELA AD ALTA VISCOSITÀ
- RINFORZO A NASTRI DI ACCIAIO ZINCATO
- GUAINA DI POLITENE
- GUAINA DI POLITENE ESTERNA



# UHVDC

Per trasmettere l'energia elettrica a grandi distanze risulta conveniente elevare quanto più possibile la tensione. Per valori di tensione superiori a 500 kV si parla di Ultra High Voltage Direct Current (UHVDC). Gli impianti maggiori oggi in esercizio od in costruzione si trovano in Cina ed in India:

- 1) Xiangjiaba-Shanghai, 800-kV DC, 6400 MW, 1953 km, in service, owned by State Grid Corporation of China;
- 2) Yunnan-Guangdong, 800-kV DC, 5000 MW, 1418 km, in service, owned by China Southern Power Grid;
- 3) NER/ER-Agra Interconnector I 800-kV DC, multiterminal, nominal power 6000 MW, 1728 km, with 33% overload capacity, under execution by Power Grid of India;
- 4) Jinping-Sunnan 800-kV DC, 7200 MW, 1935 km, under procurement by State Grid Corporation of China.