

Generazione distribuita e impatto sulle reti elettriche

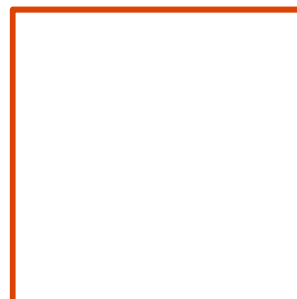
L'evoluzione delle connessioni attive e le conseguenze sul sistema elettrico.

Venezia, 14 novembre 2014

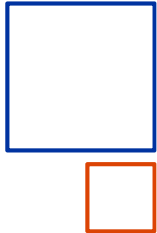
Luciano Cardin

Esercizio Rete Elettrica Triveneto

Enel Distribuzione SpA

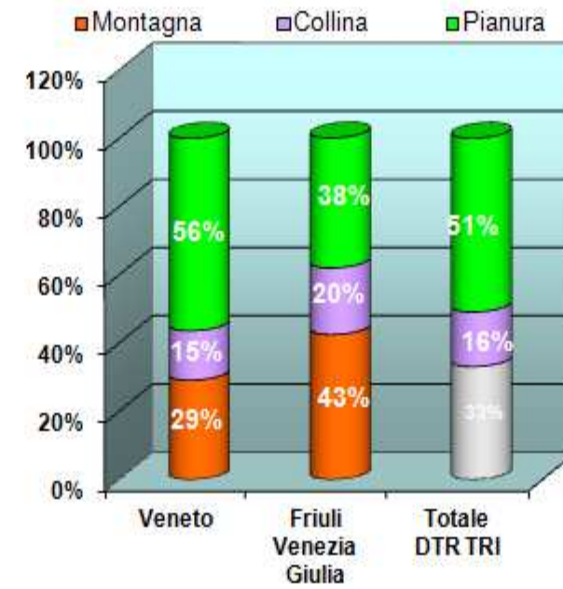


Dati caratteristici DTR- TRIVENETO



Dati geografici

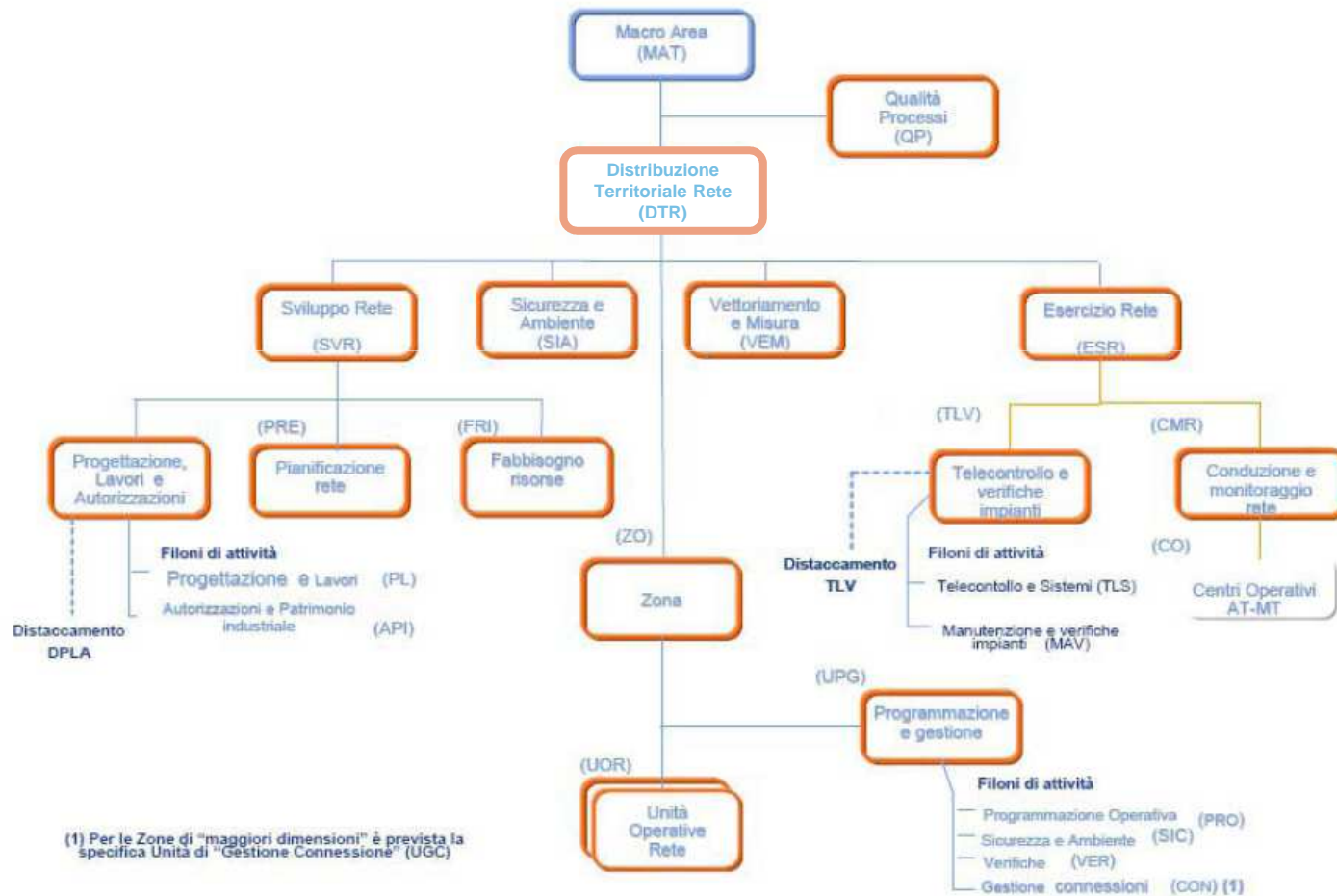
		Veneto	Friuli Venezia Giulia	Totale DTR TRI
		[V]	[F]	[V+F]
Superficie	Kmq	18.398	7.845	26.243
Montagna		29%	43%	33%
Collina		15%	20%	16%
Pianura		56%	38%	51%
Province	Nr	7	4	11
Comuni	Nr	581	218	799
Abitanti	Nr	4.885.548	1.230.936	6.116.484
Densità	Ab/Kmq	266	157	233

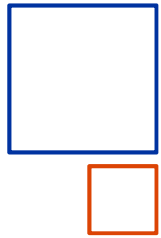


Assetto Organizzativo territoriale della Rete Elettrica



Le Macro Aree sono quattro. Nord Ovest, Nord Est, Centro e Sud. Ad ogni Macro Area fanno riferimento più Distribuzione Territoriale Rete (DTR), ed a questi riferiscono più Zone.





Asset di rete



HV
 150 kV
 132 kV
 (AT/MT)

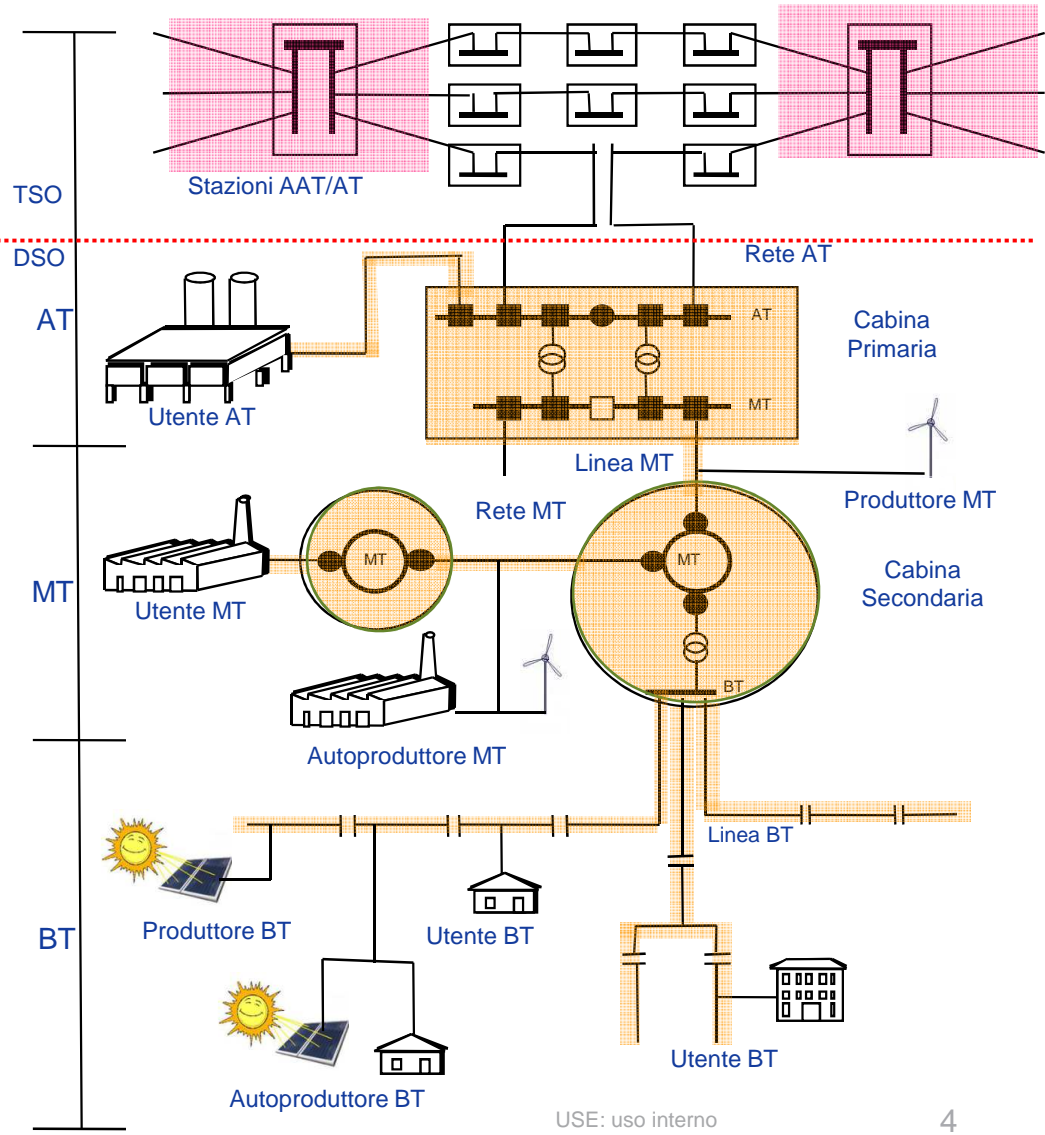
- ≈ 2.000 Cabine Primarie
- ≈ 400 Clienti AT

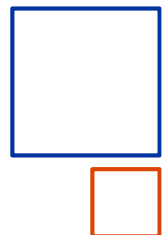
MV
 10 kV
 15 kV
 20 kV

- ≈430.000 Cabine Secondarie
- ≈95.000 Utenti (di cui ≈22.400 produttori/autoproduttori)

LV
 230V
 400 V

- ≈32 milioni di utenti (di cui ≈540.000 produttori/autoproduttori)



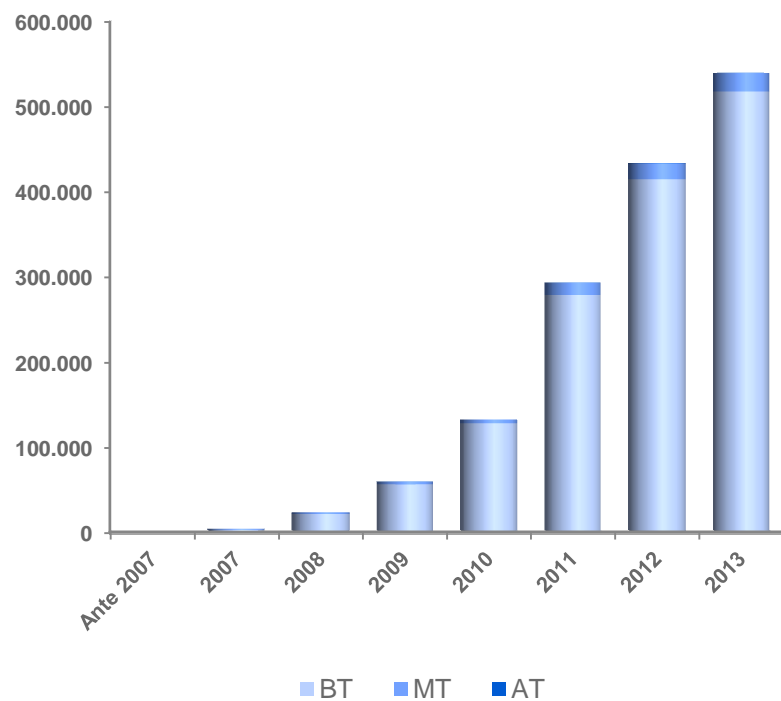


Connessioni alla rete Enel Distribuzione

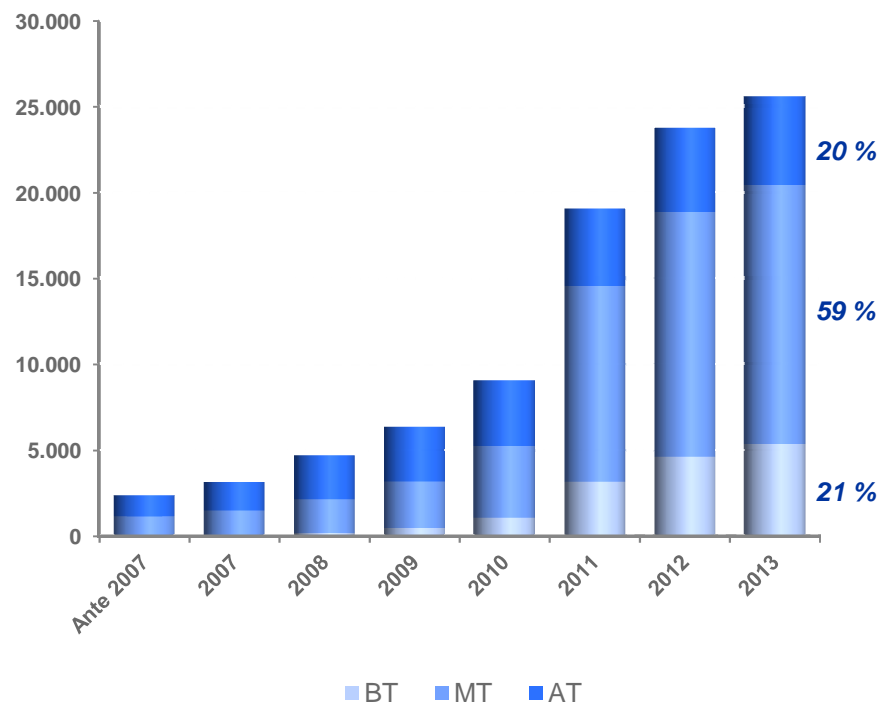
Dati cumulati

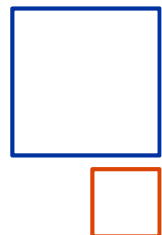


Numero connessioni



Potenza connessa [MW]



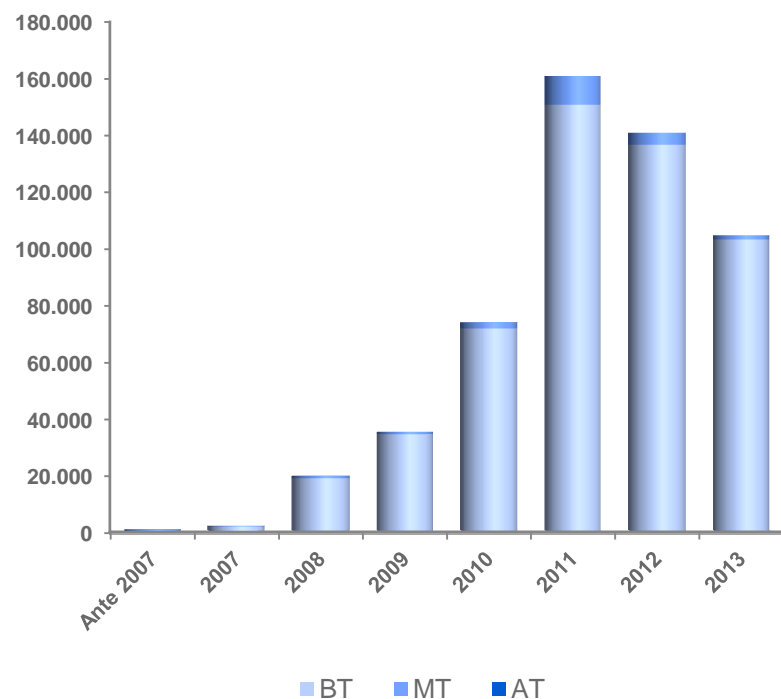


Connessioni alla rete Enel Distribuzione

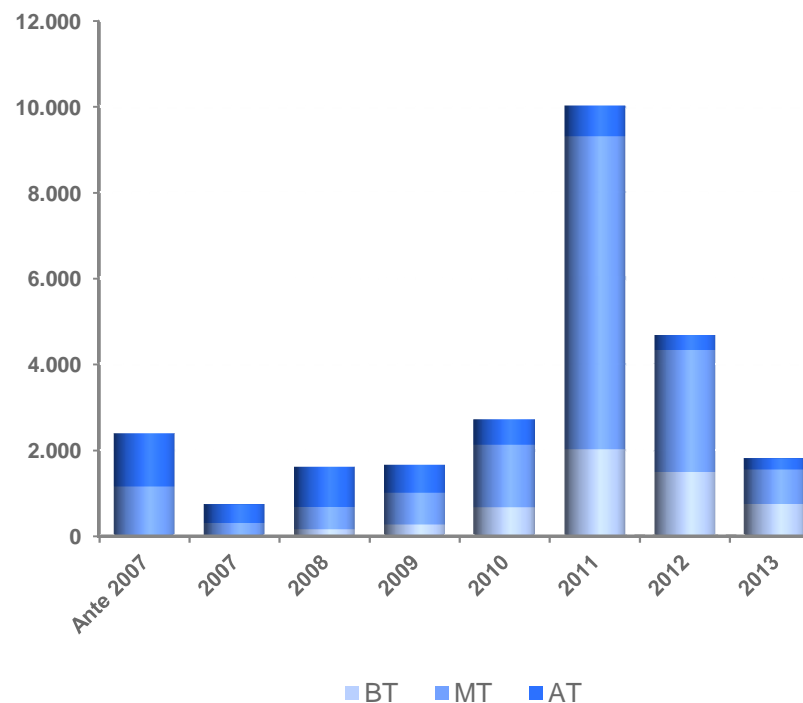
Dati annuali

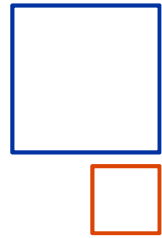


Numero connessioni



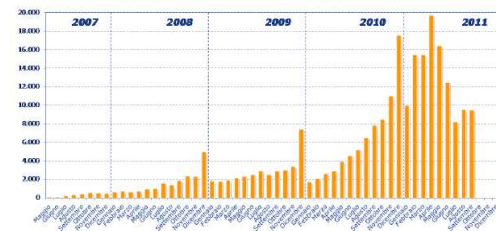
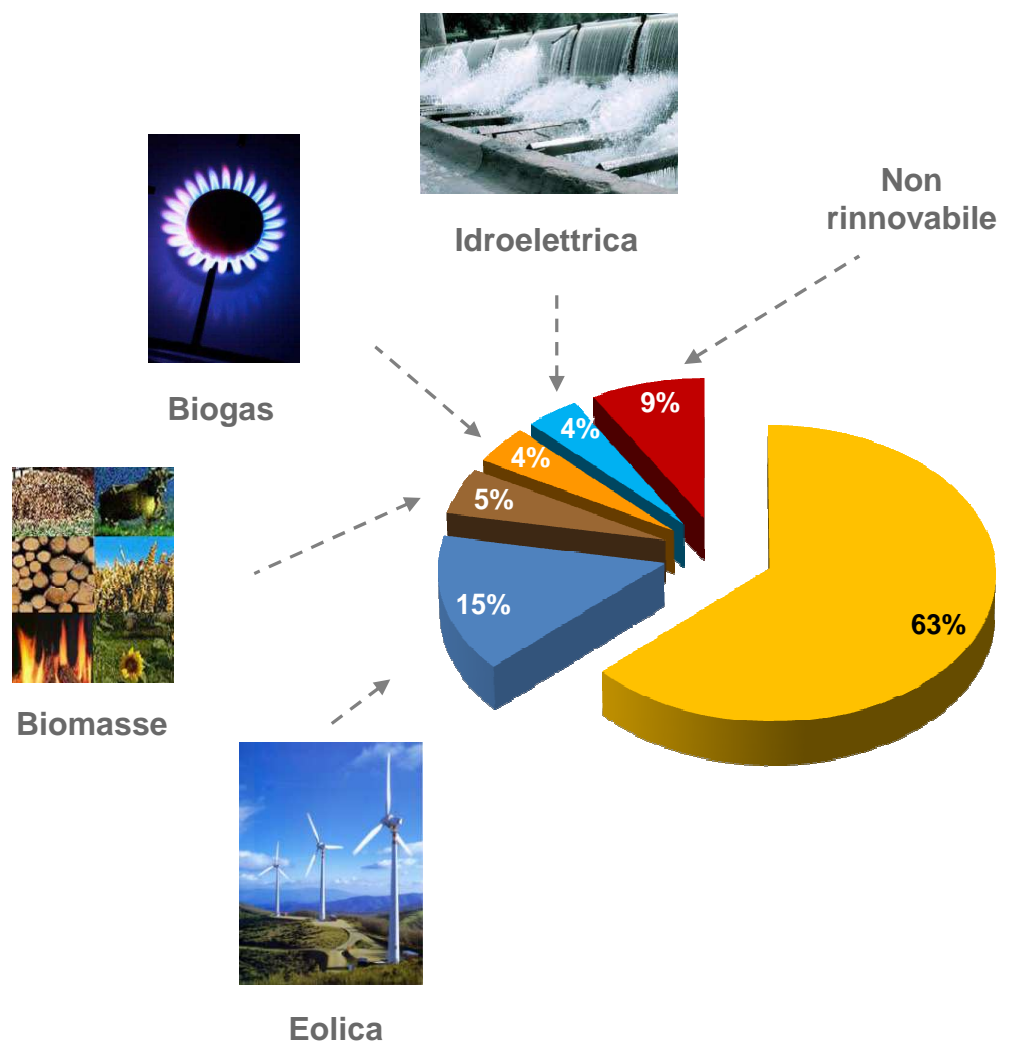
Potenza connessa [MW]





Connessioni alla rete Enel Distribuzione

Dettaglio potenza connessa per fonte energetica



540.000 impianti
96% BT
4% MT

25.500 MW
20% BT
80% MT

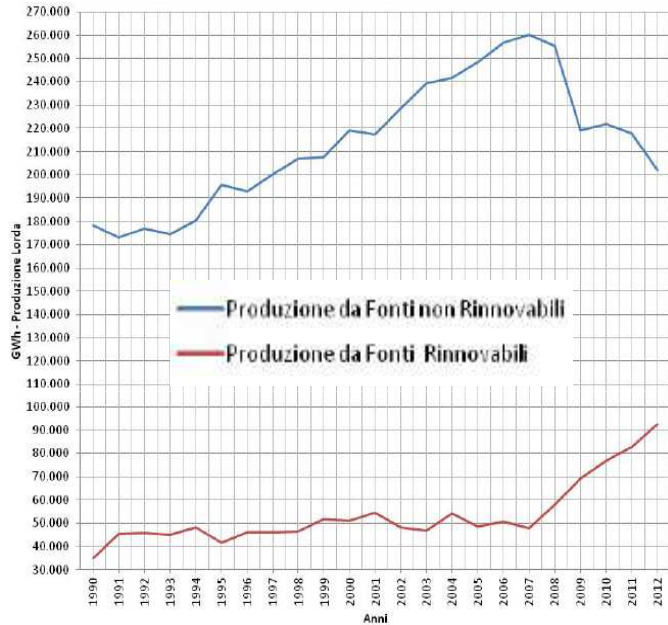


Fotovoltaica



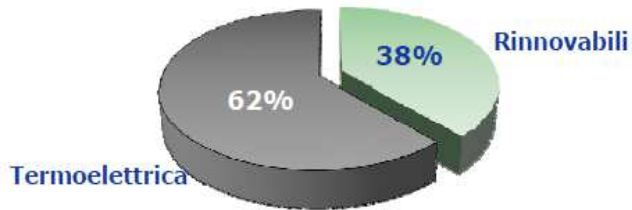
Il contesto di riferimento nazionale

L'impatto delle rinnovabili e i rischi per il sistema



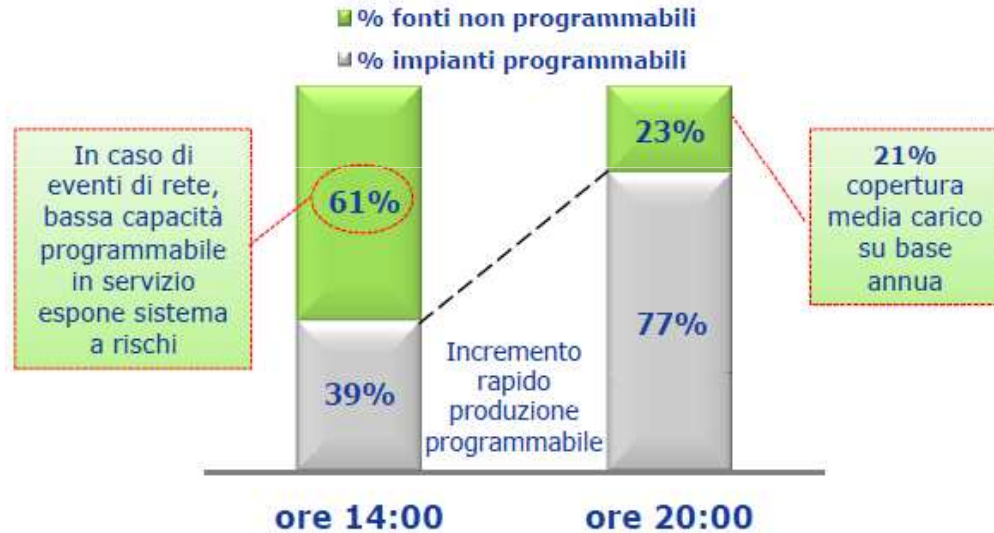
Produzione Enel in Italia

74 TWh



Capacità programmabile vs non programmabile

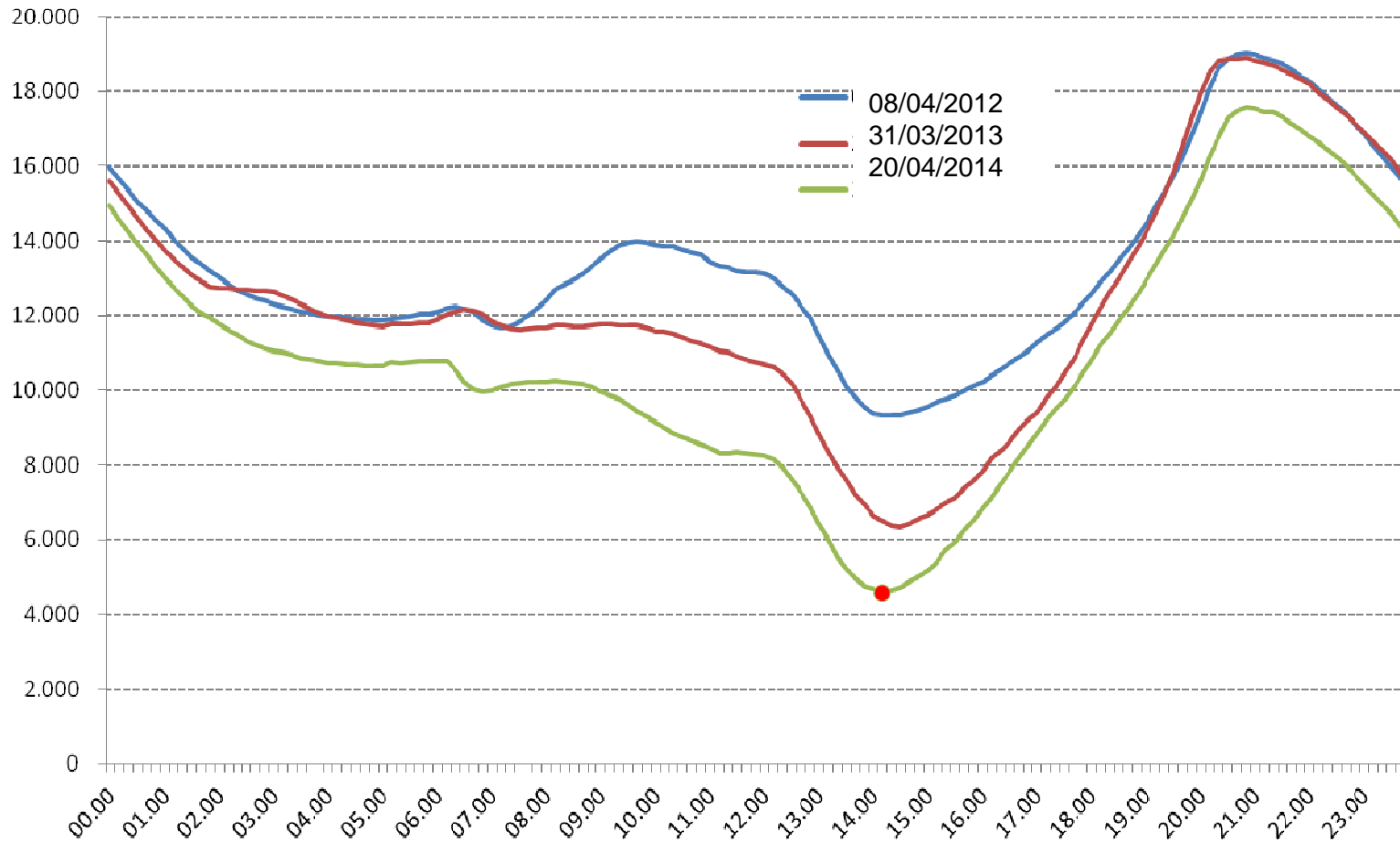
Es. 26 Maggio 2013

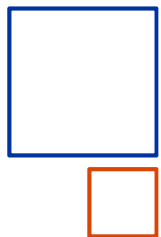


Impianti convenzionali fondamentali per la gestione in sicurezza del sistema.



Prelievi netti rete Enel Distribuzione da RTN Confronto Pasqua 2012, 2013, 2014





Generazione Distribuita ed impatto sulle reti elettriche

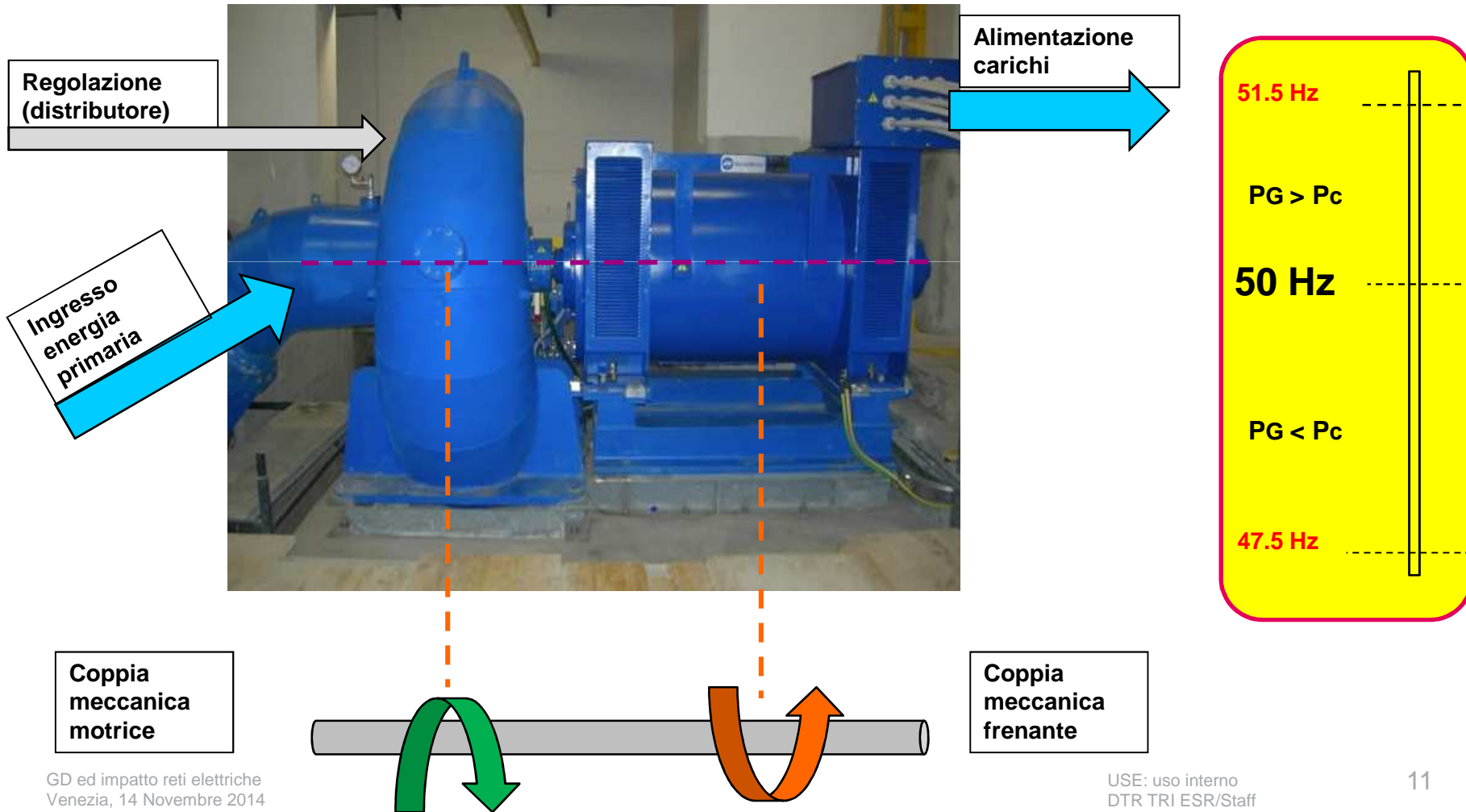
**L'evoluzione delle connessioni attive
e le conseguenze sul sistema elettrico.**

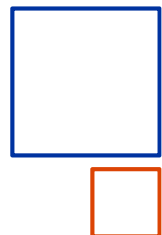


Il delicato equilibrio della frequenza di rete l'esempio dei generatori rotanti

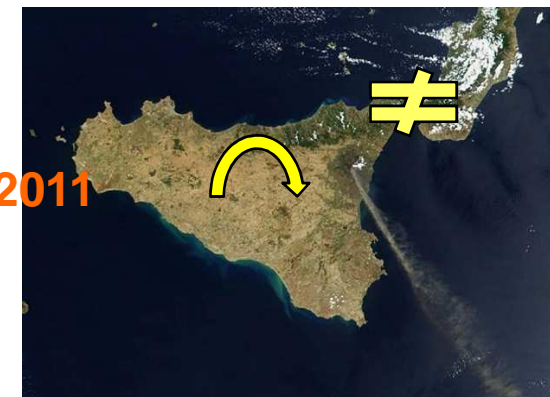


In ogni istante bisogna garantire, entro certi limiti, l'equilibrio tra la potenza erogata dai generatori e la potenza richiesta dai carichi. Così come avviene a livello del singolo generatore regolante, così nel sistema elettrico nel suo complesso.





La sensibilità delle protezioni di interfaccia ed il legame con la stabilità del sistema. CASO REALE



Prime avvisaglie in Italia: Disservizio Sicilia 18 maggio 2011

Distacco Gruppo 6 Centrale S. Filippo del Mela (ME) su AT (160 MW)

Calo potenza immessa su rete AT con variazione frequenza (sottofrequenza)

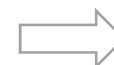
Intervento SPI produttori BT e MT per F_{min} (tarati a soglia stretta)

Frequenza < 49.3 Hz, intervento EAC in 34 CP della DTR SIC (ore 10:34)

..... ripetuti tentativi di alleggerimento carico per risollevere il valore della frequenza

Interessati inizialmente 227.000 clienti BT- ca. 220 MW (160+60 MW)

Si sono avuti interventi automatici di alleggerimento carico (fino alle 13:01)



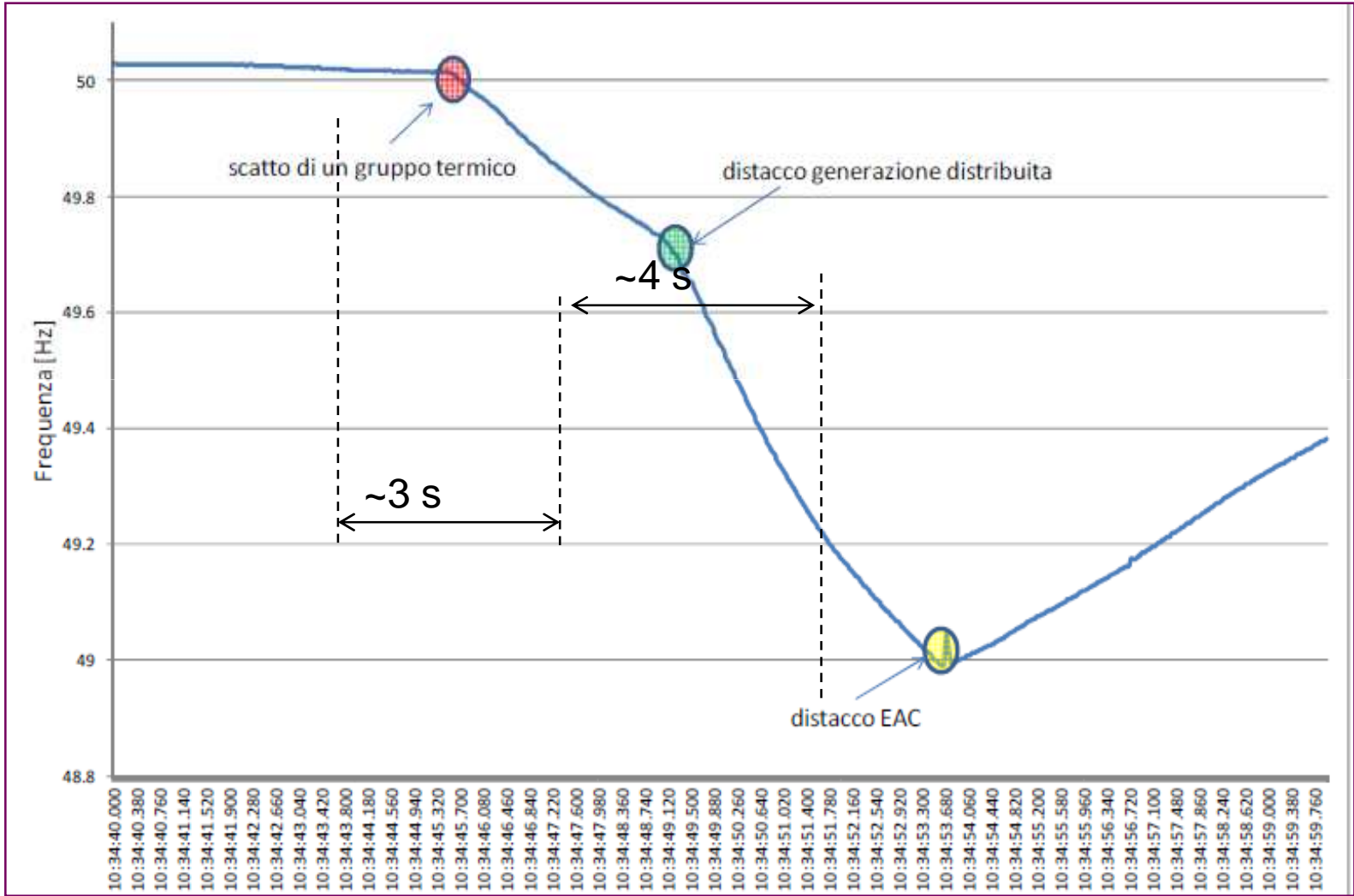
Default di 60 MW di GD

**Funzionamento in isola di frequenza di tutta la Regione Sicilia fino al 30 maggio 2011
Difficoltà richiusura collegamento isola-continente**

NB. Non si tratta di "isola indesiderata", ma di funzionamento in isola elettrica a seguito di buco di potenza in rete e conseguente perdita di GD.



Stabilità del sistema: transitori di frequenza. *Esercizio in isola elettrica, si manifesta l'effetto di un parco GD ormai cospicuo.*





L'episodio induce l'Autorità a definire nuovi criteri di connessione per gli Utenti attivi.



Requisiti dei generatori

8.4.4 Funzionamento continuativo in parallelo alla rete del distributore

Tutti gli impianti di produzione devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo con la rete per valori di tensione, nel punto di connessione, compresi nel seguente intervallo:

$$85 \% V_n \leq V \leq 110 \% V_n$$

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete in funzione della frequenza, tutti gli impianti di produzione devono essere in grado di rimanere connessi alla rete per un tempo indefinito per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

Per quanto riguarda i generatori direttamente connessi (rotanti), i limiti di tempo per i quali questi campi di funzionamento devono essere soddisfatti sono allo studio; nelle more della definizione di tali limiti di tempo, il funzionamento dei generatori direttamente connessi (rotanti) può essere mantenuto per tempi ridotti, nei limiti consentiti dalle rispettive norme di prodotto.



L'episodio induce l'Autorità a definire nuovi criteri di connessione per gli Utenti attivi.

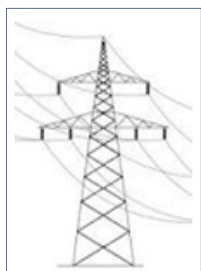
La funzione di sblocco voltmetrico (per MT)



Regole tecniche produttori MT – Del. AEEG 84/12



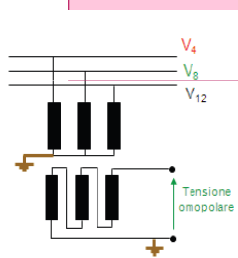
Requisiti del Sistema di Protezione di Interfaccia



RTN AT

*Le perturbazioni transitorie sulla rete AT **non** devono provocare interventi dei SPI presenti sulla MT*

SOGLIE PERMISSIVE 47.5 - 51.5 Hz (4s – 1s)
Normalmente abilitate



SPI

SOGLIE RESTRITTIVE 49.7 - 50.3 Hz (150 ms)
Abilitate da sblocco voltmetrico (59N,59inv,27dir)

RETE DISTRIBUZIONE MT

Se invece la perturbazione/guasto è relativo alla rete di distribuzione "locale", tutti i SPI devono intervenire



L'episodio induce l'Autorità a definire nuovi criteri di connessione per gli Utenti attivi.



RIEPILOGO TARATURE: ANTE DEL. 84, SECONDO DEL. 84, ORA DEL. 243.

Ante delibera 84(secondo le DK 5940):

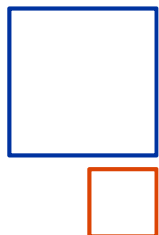
PROTEZIONE	ESECUZIONE	VALORE DI TARATURA	TEMPO DI INTERVENTO
Massima tensione	unipolare/tripolare	$\leq 1,2 V_n$	$\leq 0,1 s$
Minima tensione	unipolare/tripolare	$\geq 0,8 V_n$	$\leq 0,2 s$
Massima frequenza	Unipolare	50,3 o 51 Hz ⁽⁵⁾	senza ritardo intenzionale
Minima frequenza	Unipolare	49 o 49,7 Hz ⁽⁴⁾	senza ritardo intenzionale
Derivata di frequenza (se richiesta)	Unipolare	0.5 Hz/s	senza ritardo intenzionale

Delibera 84:

Da 1/4/12 a 30/6/12: $49 \text{ Hz} < f < 51 \text{ Hz}$ $0,85V_n \leq V \leq 1,1V_n$

Da 1/7/12: $47,5 \text{ Hz} < f < 51,5 \text{ Hz}$ $0,85V_n \leq V \leq 1,1V_n$


Le tarature si applicano sia alle protezioni di interfaccia, sia ai generatori (statici e rotanti) le cui protezioni interne non devono interferire con i campi sopra citati (sempre che ciò sia compatibile con le prestazioni dei generatori rotanti già installati).



Delibera AEEG 243/2013/R/eel



Retrofit BT e completamento retrofit MT (installati entro 31/3/12)

■ MT \leq 50 kW  → entro il 30.6.2014



■ 6 < BT \leq 20 kW  → entro il 30.4.2015



MT: riprogrammazione del SPI con soglie di frequenza larghe **49 - 51 Hz (no 59 V0)**

BT: riprogrammazione del SPI con soglie di frequenza larghe **49 - 51 Hz**

La sostituzione del SPI o l'installazione di un SPI esterno all'inverter si rende necessaria solo nel caso in cui il SPI esistente non consenta la regolazione richiesta.



Allegato A.72 Codice di Rete



Scopo e applicazione

L'Allegato A.72 al Codice di Rete di Terna prevede disposizioni in materia di distacco dei generatori eolici e fotovoltaici collegati alla rete di Media Tensione, per motivi di sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale.

Generazione Distribuita Riducibile (GDR) - gli impianti di generazione interessati sono:

- connessi alle reti MT di distribuzione;
- impianti da fonte rinnovabile fotovoltaica ed eolica;
- produttori puri;
- di potenza nominale maggiore o uguale 100 kW.

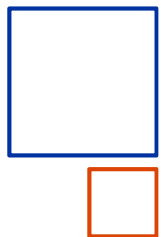
GDR telecontrollata (GDTEL) - GDR connessa con linee dedicate il cui distacco è attuabile da remoto dall'Impresa Distributrice, su richiesta di Terna.

→ **circa 530 impianti per un totale di 1,4 GW**

GDR distaccabile con preavviso (GDPRO) - GDR connessa con linee non dedicate sulle quali sono presenti anche impianti di consumo. Il distacco di tali impianti di produzione è attuabile dal Titolare dell'impianto di produzione su richiesta.

→ **circa 8.000 impianti per un totale di circa 7 GW**





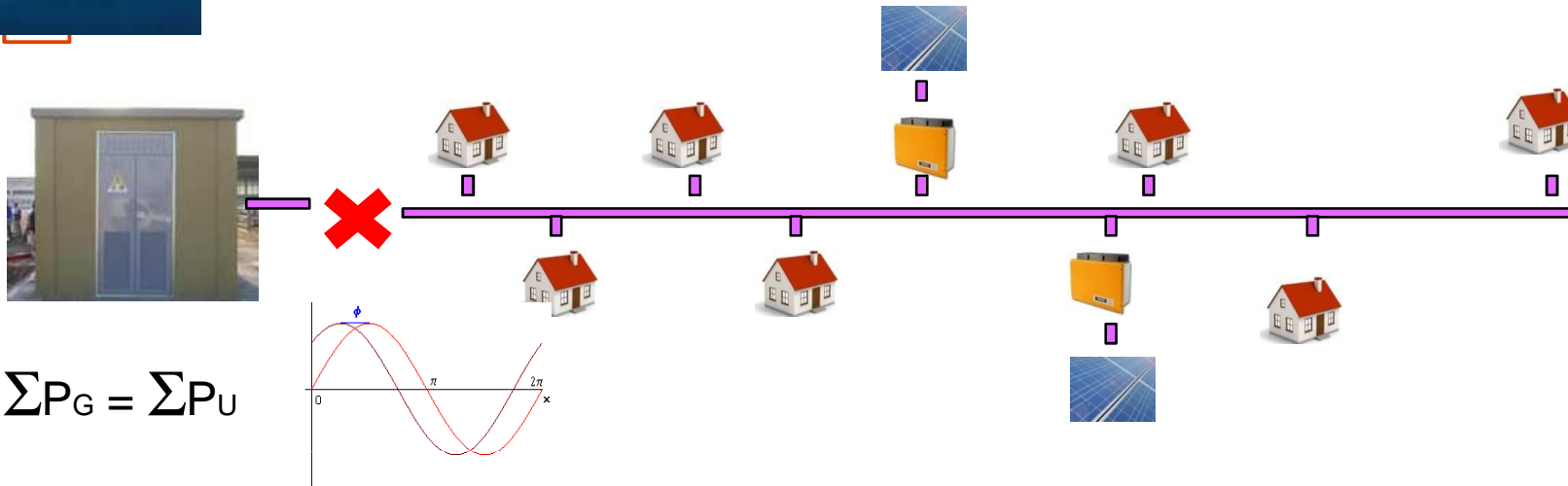
Fenomeni indesiderati sulle reti elettriche

I principali fenomeni indesiderati e le contromisure sugli impianti di produzione e sulle reti di distribuzione.



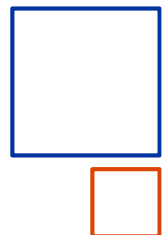
Il fenomeno dell'isola indesiderata

Descrizione del fenomeno

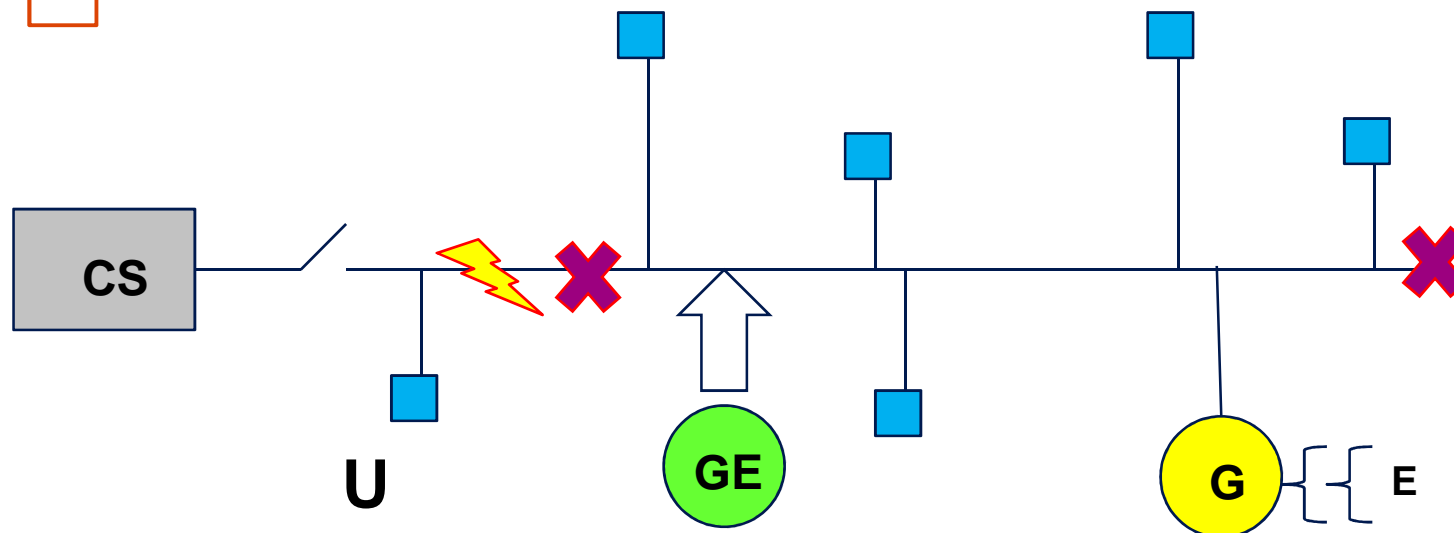


Islanding: stato in cui una parte della rete elettrica, contenente sia carichi che generatori, continua a funzionare isolata dal resto della rete. Generatori e carichi possono essere qualsiasi combinazione di proprietà del Cliente e del Distributore della rete elettrica.

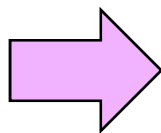
Si verifica nella condizione in cui vi è equilibrio a valle dell'organo di interruzione tra potenza generata e assorbita



Il fenomeno dell'isola indesiderata L'isola intenzionale creata dall'installazione del GE



- Dopo la connessione del GE esso prende carico e successivamente i G entrano in parallelo (il SPI rileva tensione sulla rete e dà consenso alla chiusura del DI)
- finché $P_g < P_u$ i G danno un contributo alla rialimentazione (rete alimentata da GE +G)
- non appena $P_g > P_u$, dopo un transitorio, i G potrebbero scattare per V_{max} e creare un buco di potenza immessa che renderebbe critica/non possibile la ripresa di carico del GE, con rischio di ulteriore interruzione e possibili danni al GE



Nel caso di installazione di GE su rete BT con generazione distribuita, è consigliabile eseguire un'analisi preliminare di rete su Sigraf, in modo da valutare le potenze attiva e passiva in gioco e valutare quindi se necessario il distacco dei G per la durata di rialimentazione con GE, così come consentito dal Condizioni generali del contratto di servizio di connessione BT (Art.8 comma b).



Buchi di tensione e stabilità delle reti

L'effetto dei buchi di tensione in presenza di generazione distribuita



- Su RTN: causati da guasti polifase e guasti monofase a terra; vengono eliminati in 100-200 ms
- Su rete MT: causati da cto cto bifase, trifase, doppio monofase a terra

I buchi di tensione possono provocare una consistente perdita di GD.

La perdita può essere causata da 2 fattori:

- **intervento SPI per minima tensione**
- blocco dei generatori (in particolare rotanti) per intervento protezioni di macchina

Occorre quindi:

- **regolare le soglie di tensione dei SPI in modo tale da intervenire per abbassamenti consistenti di tensione e impostare tempi di intervento superiori alle soglie di intervento delle protezioni installate sulle reti AT e MT (es. 200 ms: CEI 0-21 per BT)**
- implementare una curva di funzionamento dei generatori in funzione della tensione di rete (funzione LVFRT low voltage fault ride through) in modo da resistere ai buchi di tensione e rimanere in esercizio all'interno di un determinato campo di funzionamento

Risolto il problema per i generatori statici, rimane per quelli rotanti sincroni: alla presenza del buco di tensione, il carico (che segue la tensione) cala, il gruppo ha un eccesso di potenza immessa e accelera, tendendo quindi ad aumentare la frequenza di rete; successivamente riduce la potenza al motore primo; al cessare del buco, la tensione risale, il carico torna alto e il generatore decelera
-> stress meccanici agli organi rotanti (turbine in particolare).

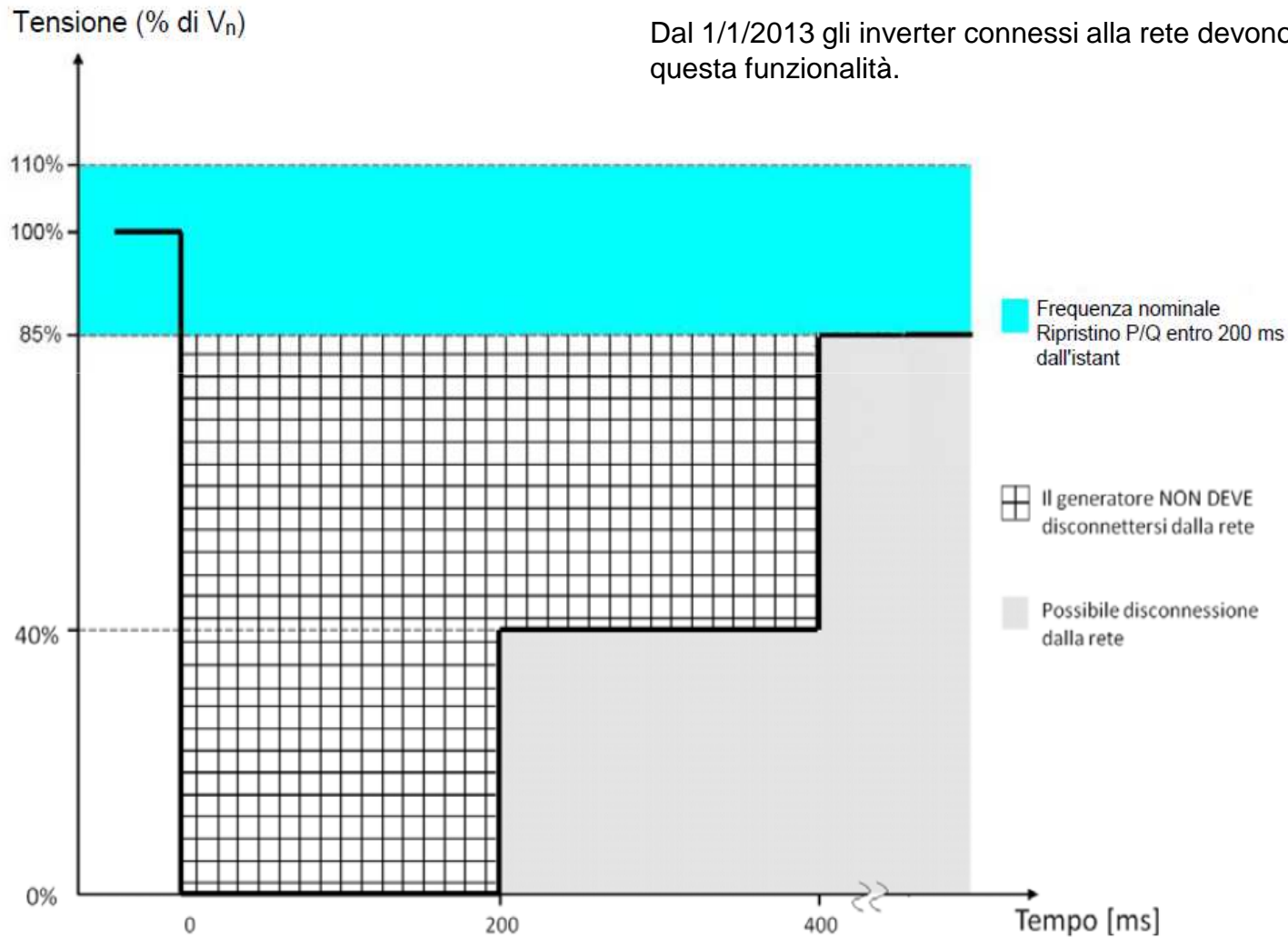


Buchi di tensione e stabilità delle reti

La funzione LVFRT per impianti di produzione > 6 kW (BT)



(rif. CEI 0-21 paragrafo 8.5.1 “Insensibilità agli abbassamenti di tensione”)



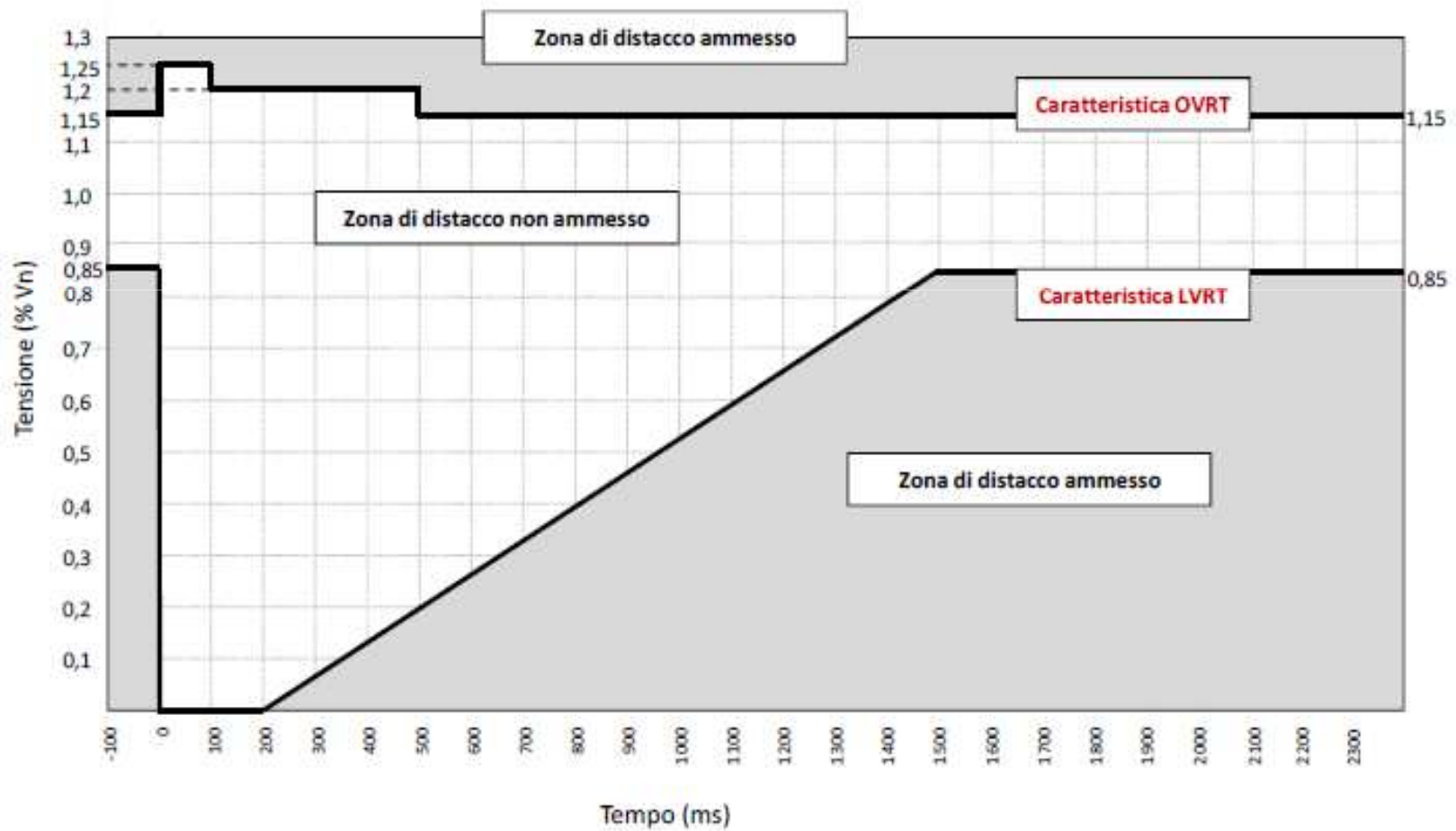


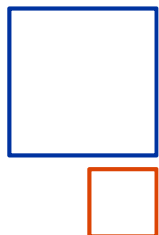
Buchi di tensione e stabilità delle reti

La funzione LVFRT per impianti di produzione MT



(rif. CEI 0-16 paragrafo 8.8.6.1 “Insensibilità alle variazioni di tensione”)





Il fenomeno dell'inversione del flusso di energia

Gli effetti sulla rete elettrica



Consiste nella possibilità che i generatori installati sulla rete causino l'inversione del flusso di energia attiva sul trasformatore MT/BT rispetto alle condizioni normali ove la potenza fluisce dalla rete MT alla rete BT.

Questo fenomeno non influisce sulla fattibilità della connessione; significa avere una GD di potenza significativa rispetto ai carichi presenti sulla linea BT.

Comporta l'innalzamento della tensione da valle verso monte della linea alimentante e ciò, nei casi limite, può comportare l'intervento del SPI dei produttori per V_{max} (59). La possibilità di autoconsumo dell'energia prodotta da parte degli utenti riduce questo fenomeno, ancor più se abbinata ai sistemi di accumulo.

Nella maggior parte dei casi non provoca problematiche di tensione o intervento di sistemi di protezione.

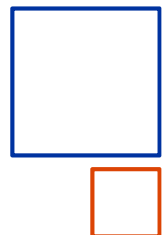
Soluzioni per la gestione dell'innalzamento di tensione sulla rete di distribuzione:

1) Assorbimento energia reattiva induttiva da parte del generatore (servizio di rete), ciò crea una cdt che consente di limitare l'innalzamento di tensione

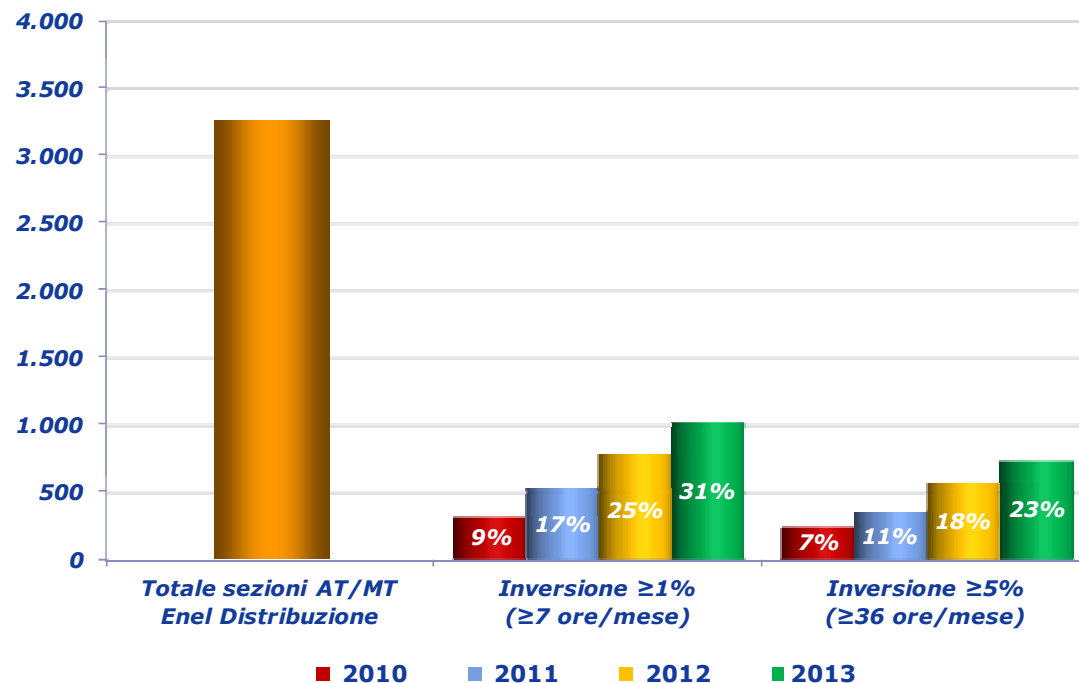
2) Limitazione di potenza attiva immessa in rete:

→ Limitazione richiesta direttamente agli utenti attivi

→ Limitazione richiesta da Terna ad Enel Distribuzione (“gruppi di distacco” pari a 1.100 MW)



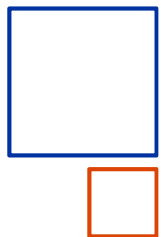
Impatto sulla rete di distribuzione Sezioni AT/MT con inversione del flusso



Pubbligate sul sito internet di Enel Distribuzione all'indirizzo:

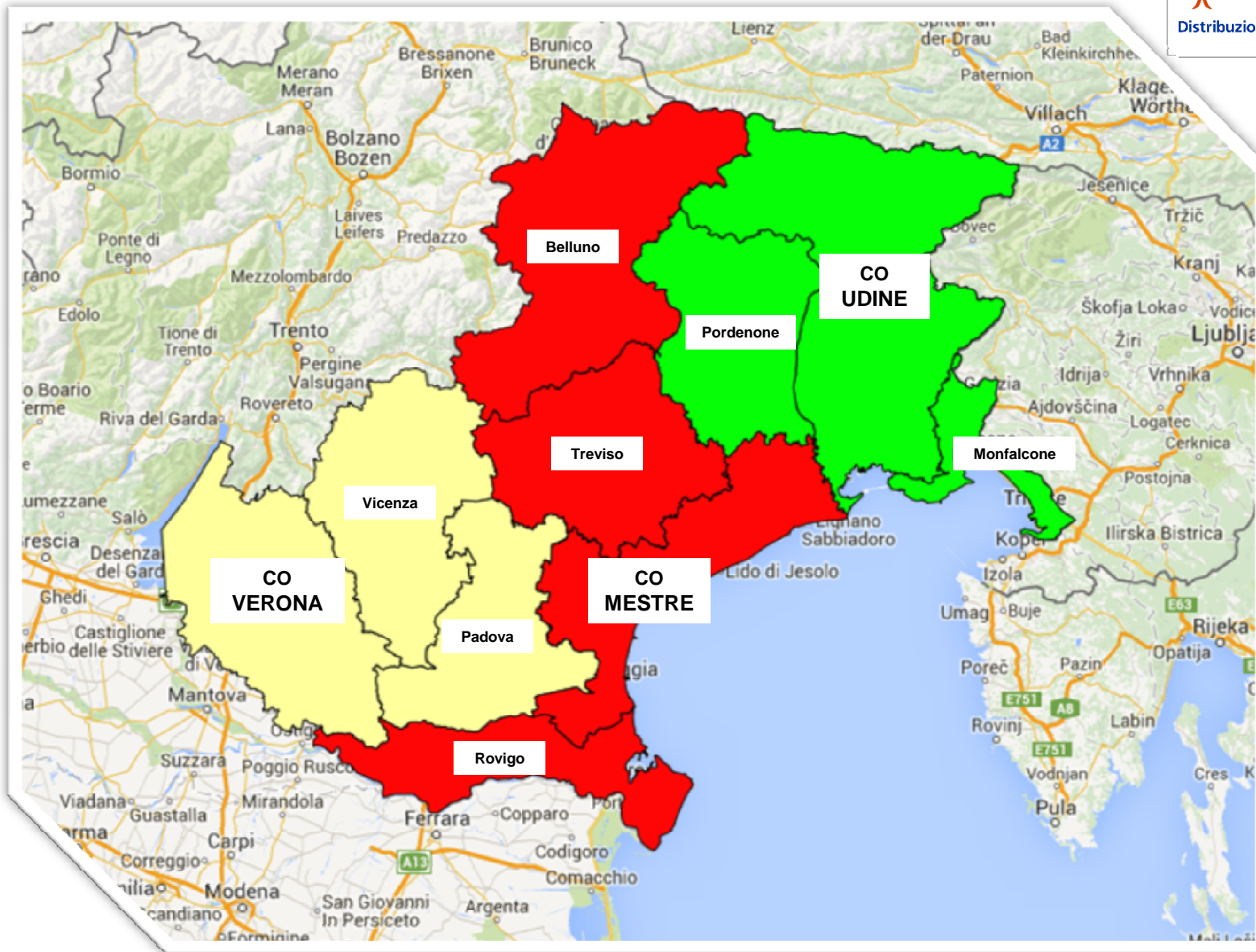
http://www.enel.it/it-IT/reti/enel_distribuzione/produttori_articolo_125/impianti_con_inversione_del_flusso.aspx

Data di riferimento 31/12/2013



DTR Triveneto

Aree di competenza dei Centri Operativi

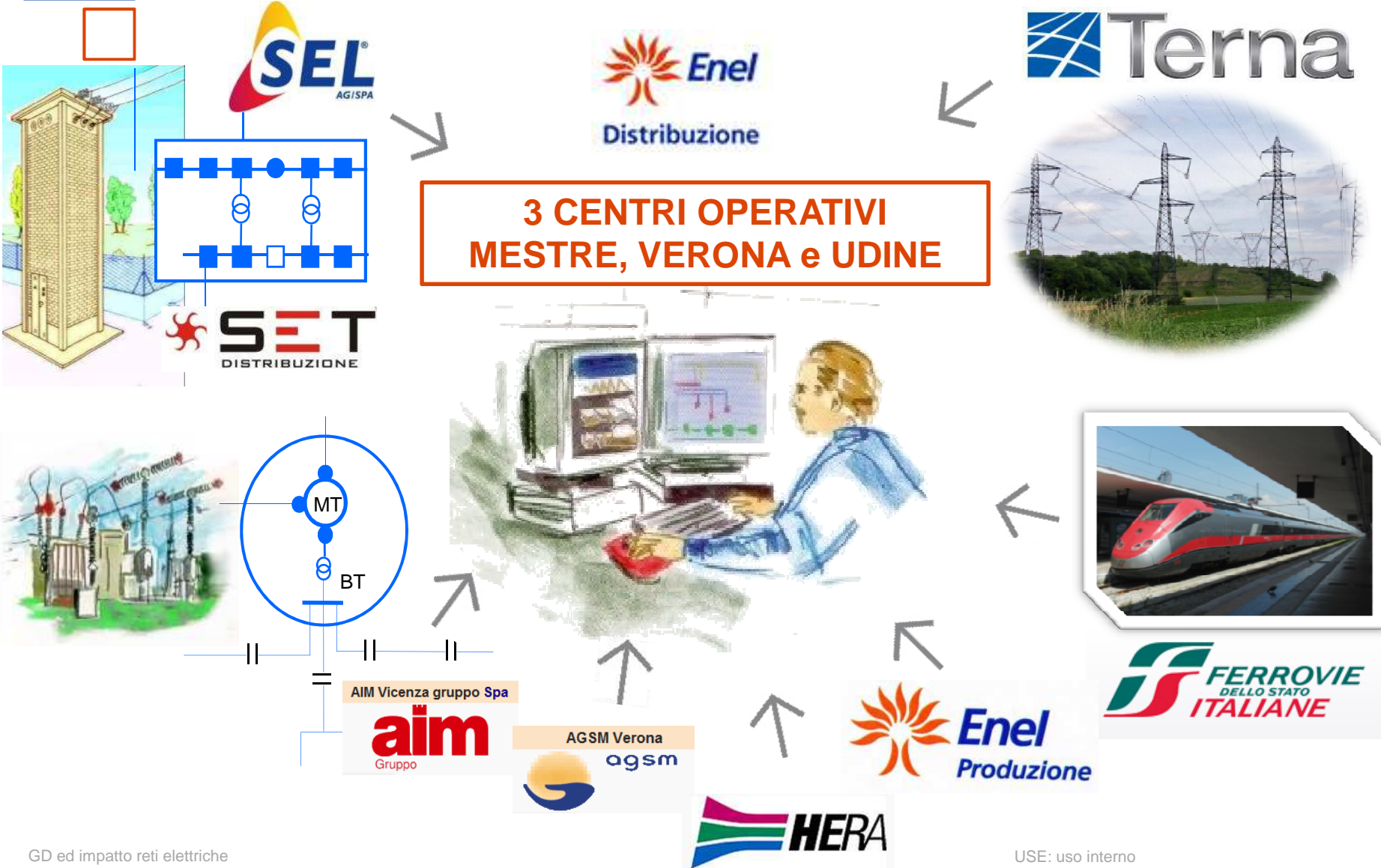




LA STRUTTURA DI UNA CABINA PRIMARIA



Centri Operativi – Interconnessione rete AT/MT

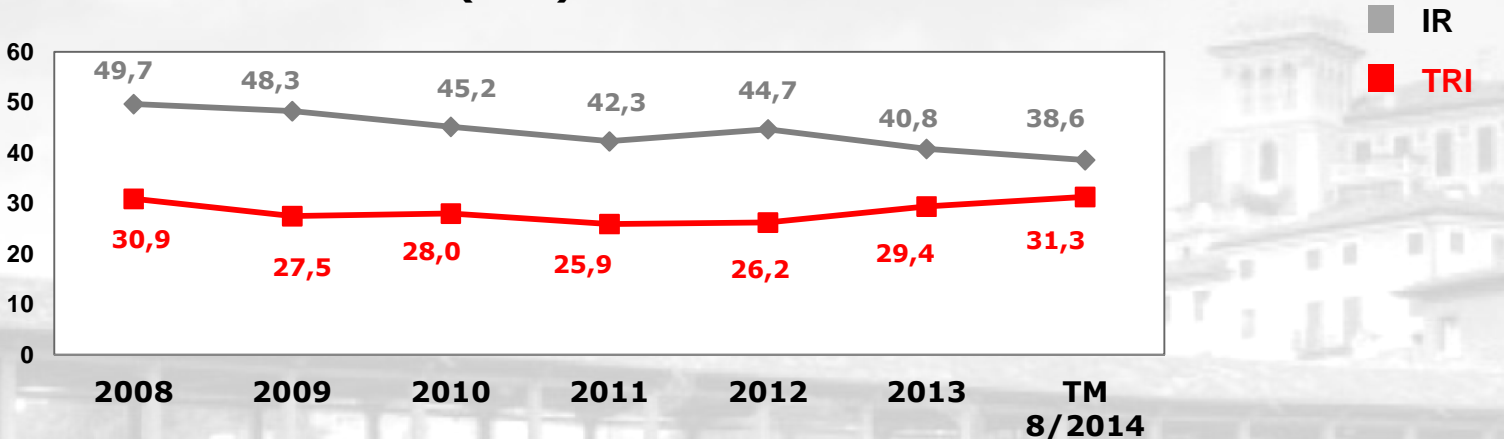




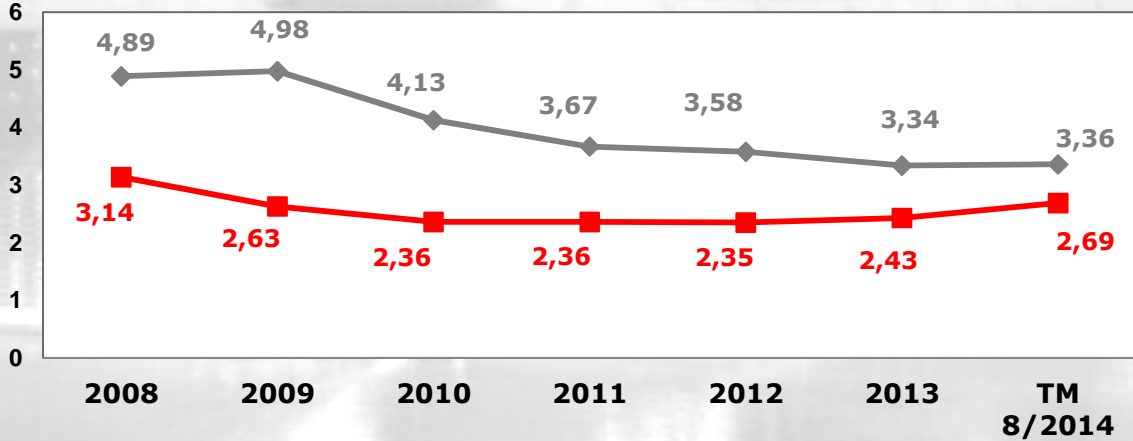
Il livello di Qualità del Servizio



Durata Cumulata (min)



Interruzioni (numero)



Fonte dati AIRE