

Seminario di formazione

AEIT – Ordine degli Ingegneri della Provincia di Bari



Regole tecniche di connessione alla rete elettrica di distribuzione in media tensione

Angelo Guastadisegni

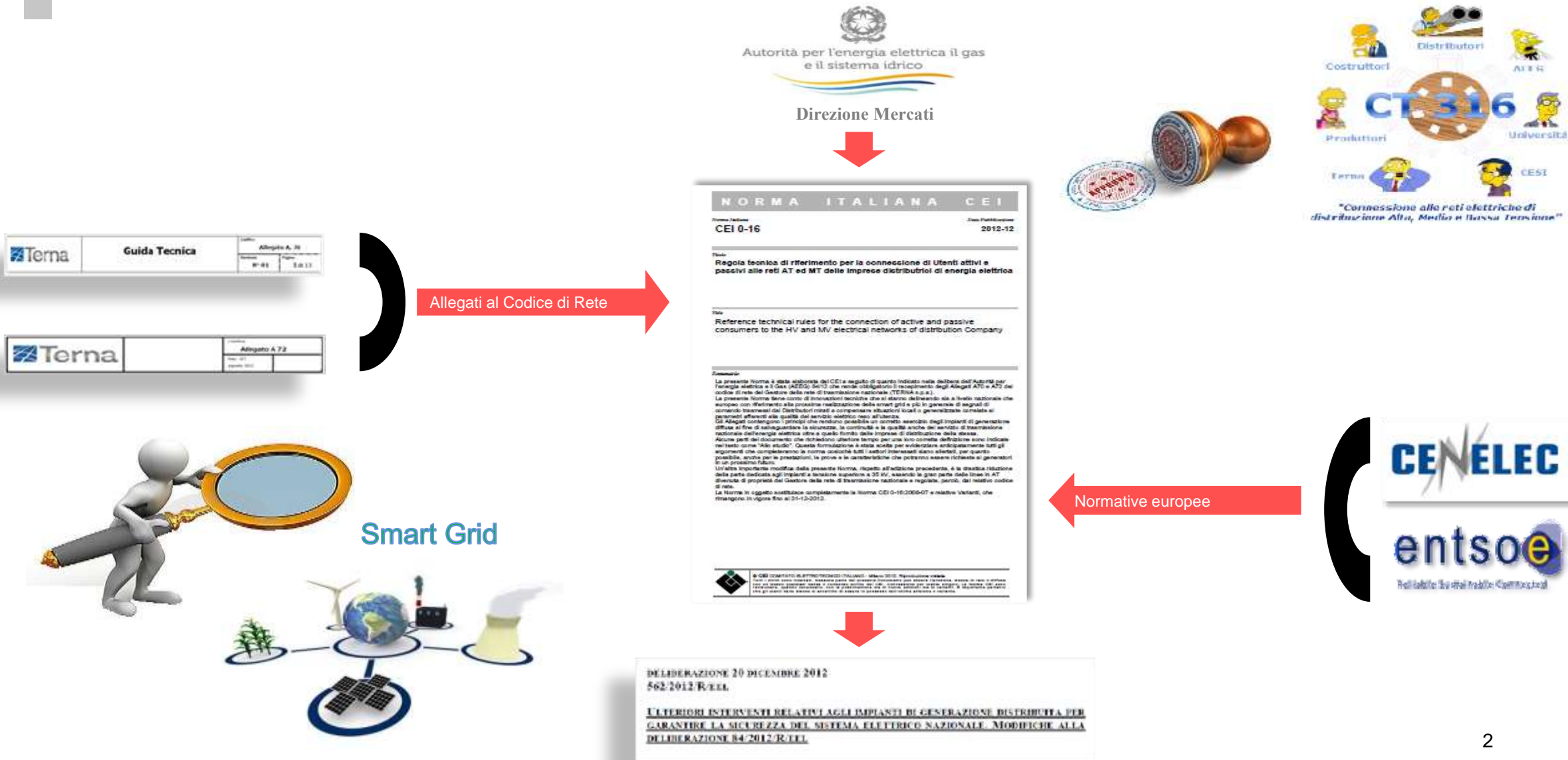
ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A.

DTR PUGLIA e BASILICATA

RESPONSABILE SVILUPPO RETE

Bari, 28/04/2016

COME NASCE



Contesto normativo in Italia

Lo sviluppo della generazione distribuita e la revisione normativa



Il rapido sviluppo della generazione distribuita, causato dalle politiche di incentivazione, ha generato una marcata penetrazione di impianti a fonte rinnovabile non programmabile, che hanno determinato una **riduzione della sicurezza di esercizio del sistema elettrico nazionale**.

A dicembre 2011 Terna pone in consultazione il nuovo allegato A.70 al Codice di rete, relativo alla regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita.

Valutato positivamente dall'AEEGSI e tramite **Delibera 84/2012/R/EEL dell'8 marzo 2012**, ne ha dettato i tempi di entrata in vigore.

Sempre tramite questa Delibera l'AEEGSI ha dato mandato al CEI di aggiornare, entro la fine dell'anno 2012, la **Norma CEI 0-16** affinché essa recepisca le prescrizioni dell'A70.

A fine aprile 2012 l'Autorità pubblica la Delibera 165/2012/R/EEL con la quale modifica la Delibera 84/12 prevedendo, per gli impianti di generazione tradizionali (rotanti), una parziale esclusione nell'adeguamento ai nuovi limiti di frequenza e tensione.

Ad **agosto 2012** l'AEEGSI tramite la **Delibera 344/2012/R/EEL** approva anche l'allegato A.72 al Codice di rete di Terna, "Procedura per la riduzione della generazione distribuita in condizioni di emergenza del sistema elettrico nazionale (RIGEDI)".

Contesto normativo in Italia

Lo sviluppo della generazione distribuita e la revisione normativa



Il CEI, tramite il comitato CT 316 “Connessione alle reti di distribuzione” aggiorna la Norma CEI 0-16 pubblicata in III edizione il 21 dicembre 2012.

Sempre il 21 dicembre 2012 l’AEEGSI pubblica la Delibera 562/2012/R/EEL con cui stabilisce i tempi di attuazione della nuova Norma CEI 0-16, in particolare le conformità dei dispositivi installati.

Inizia una **nuova generazione di apparecchiature** (Inverter e protezioni di interfaccia) che hanno il compito di contribuire a garantire la sicurezza e stabilità del sistema elettrico nazionale.

Insieme a questi requisiti di performance delle apparecchiature installate, occorre però realizzare una rete più intelligente, in grado di realizzare funzionalità più complesse, automatizzate e il ruolo di coordinamento di tutti i nuovi attori coinvolti, ossia le “**smart grids**”.

Infatti la nuova versione, in vigore dal 01 ottobre 2014 e riconosciuta dalle Delibere 574/2014/R/EEL del 20 novembre 2014 e 642/2014/R/EEL del 18 dicembre 2014, introduce le prescrizioni tecniche relative alla connessione dei sistemi di accumulo nonché introduce, tramite opportuno allegato normativo, le prescrizioni a cui deve attenersi il sistema di comunicazione per lo scambio dati tra il Distributore e l’Utente attivo.



Connessione degli utenti alla rete elettrica

La norma tecnica CEI 0-16 in vigore



NORMA ITALIANA CEI

Norma Italiana

CEI 0-16

Data Pubblicazione

2014-09



CEI 0-16; V2

Titolo

Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica

Connessione degli utenti alla rete elettrica

Norma CEI 0-16, ambito di applicazione



Si applica alle connessioni di utenti alle reti delle imprese distributrici di energia elettrica, agli impianti elettrici degli Utenti dei servizi di distribuzione e di connessione alle reti di distribuzione, nel seguito denominati Utenti della rete (Utenti). Gli Utenti della rete sono i soggetti titolari di:

- ☐ impianti di utilizzazione non comprendenti unità di consumo rilevanti connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica;
- ☐ impianti di utilizzazione comprendenti unità di consumo rilevanti connessi alle reti di distribuzione (a tali impianti si applicano inoltre le regole tecniche stabilite dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale circa il dispacciamento);
- ☐ impianti di produzione non comprendenti unità di produzione rilevanti connessi alle reti di distribuzione,
- ☐ impianti di produzione comprendenti unità di produzione rilevanti connessi alle reti di distribuzione a questi impianti si applicano inoltre le regole tecniche stabilite dal Gestore per gli aspetti riguardanti il dispacciamento, la misura, la programmazione delle manutenzioni, nonché per aspetti riguardanti i dispositivi di controllo e protezione;
- ☐ reti interne di utenza, come definite dalle vigenti disposizioni dell'AEEGSI;
- ☐ reti di distribuzione nell'ambito della realizzazione e del mantenimento della connessione tra reti di distribuzione.

Generazione distribuita e impatto sulle reti elettriche

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

Connessioni su rete Enel Distribuzione

Dettaglio potenza connessa vs. fonte energetica



Biogas



Gas di discarica e biomasse

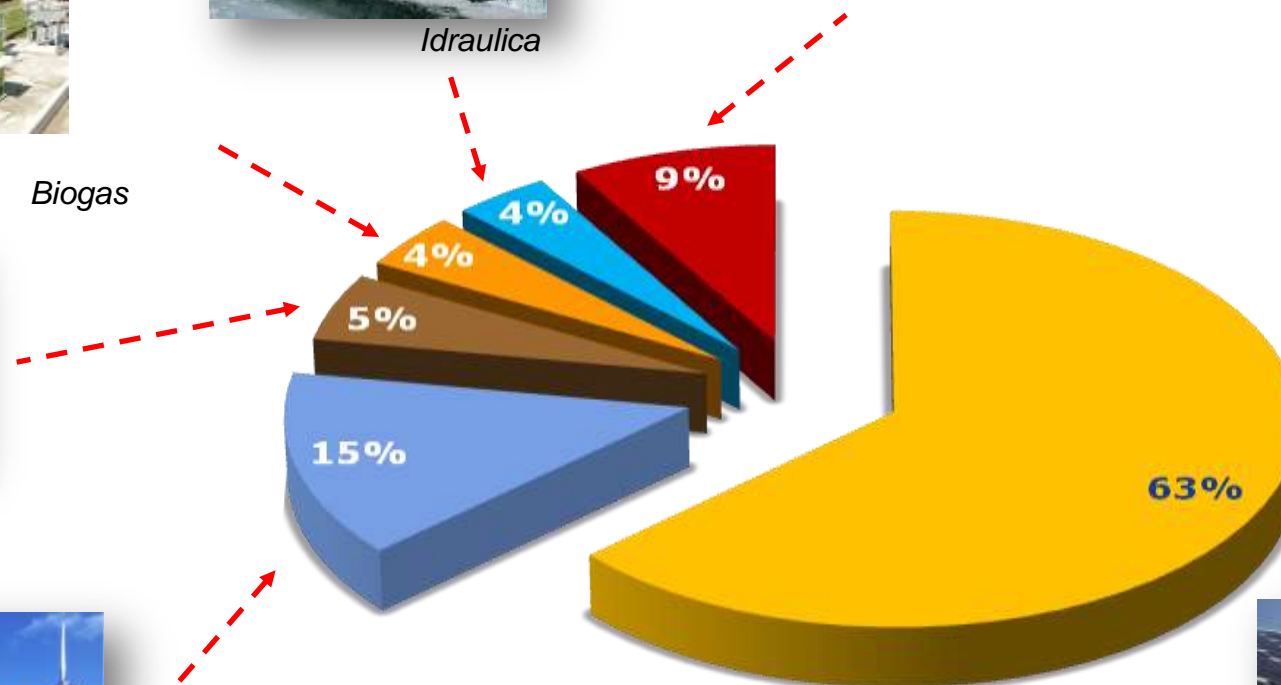


Eolica



Idraulica

Non rinnovabile



625.000 impianti
96% BT
4% MT

21.500 MW
20% BT
80% MT



Fotovoltaica

Connessioni su rete ED - Puglia

Dettaglio potenza connessa vs. fonte energetica



Gas di discarica e biomasse

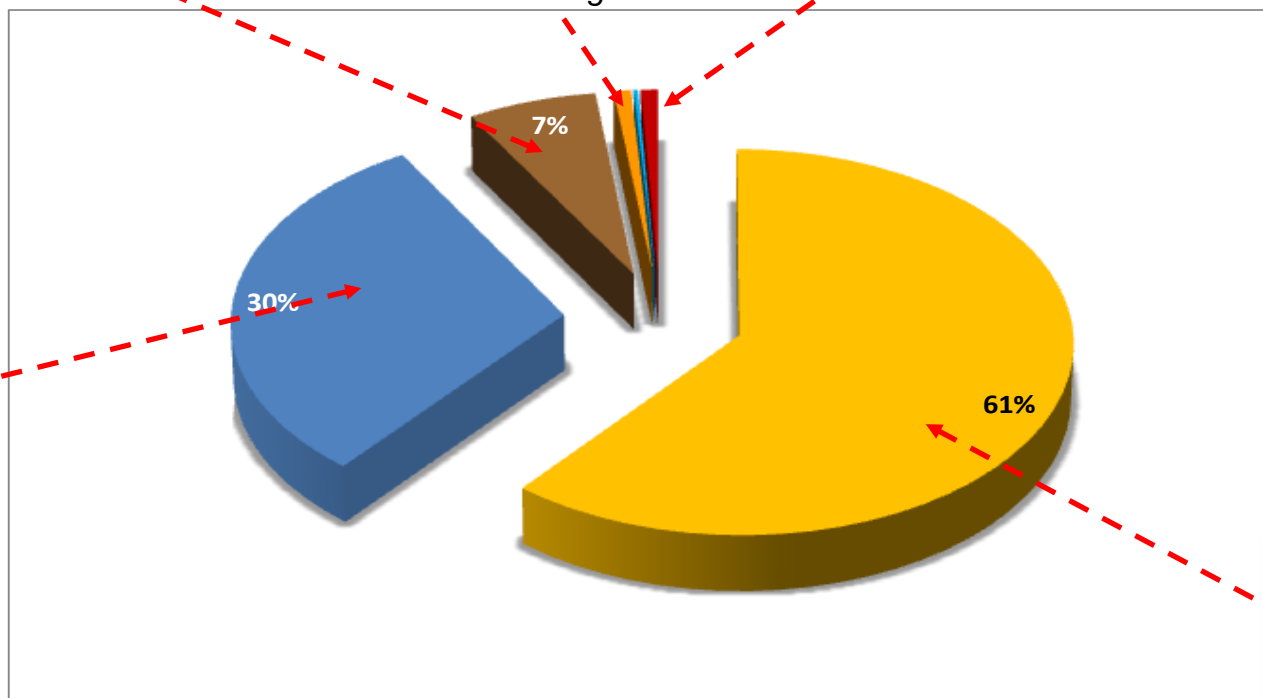


Biogas

Non rinnovabile



Eolica



Fotovoltaica

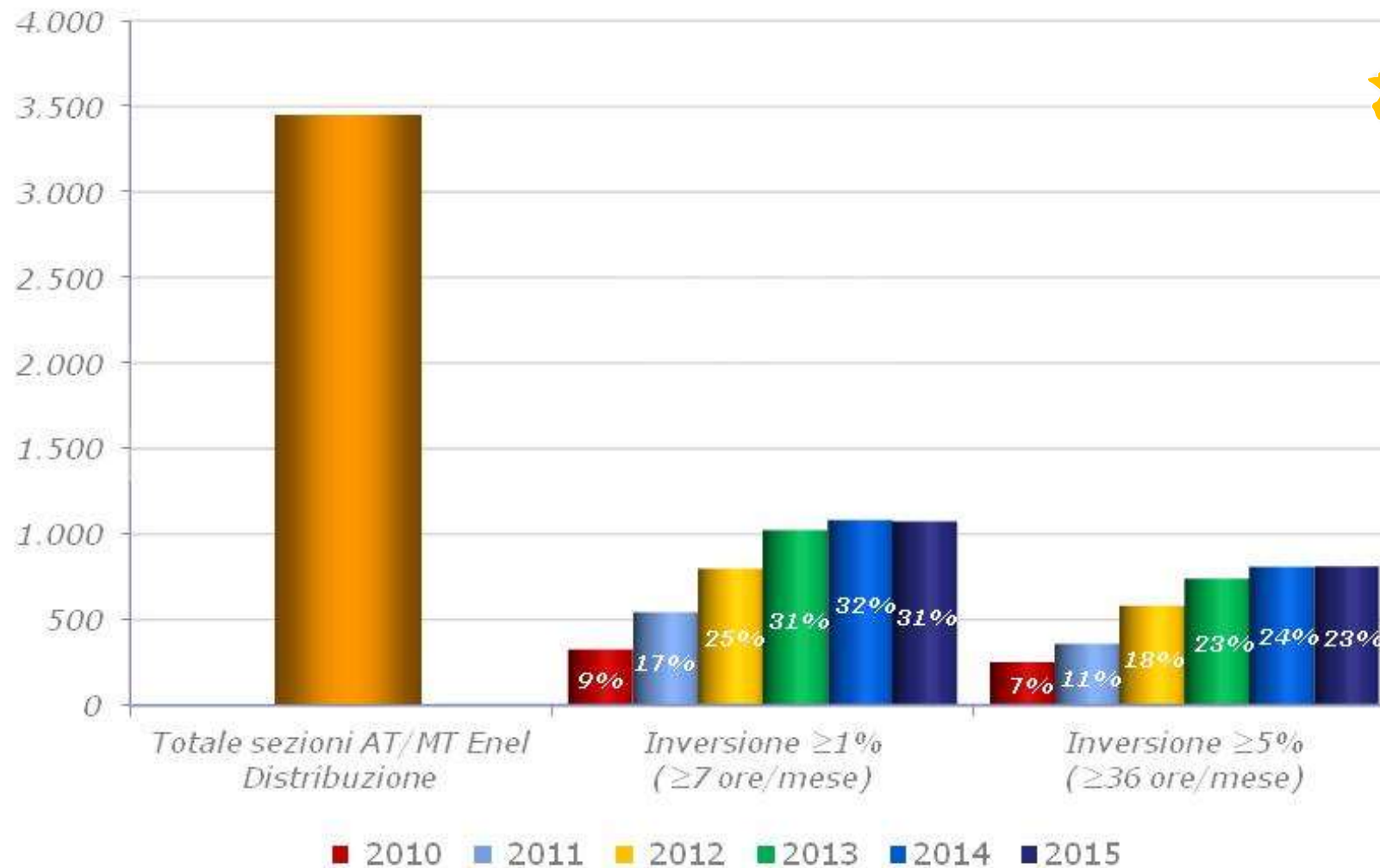


41.500 impianti
95% BT
5% MT

2.450 MW
18% BT
82% MT

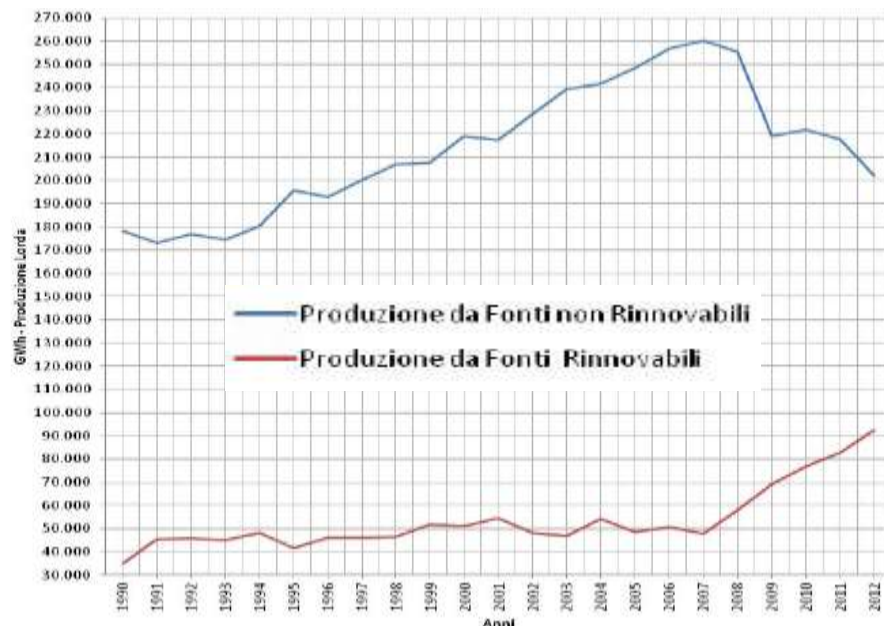
Il fenomeno dell'inversione del flusso di energia

Sezioni AT-MT con inversione del flusso di energia



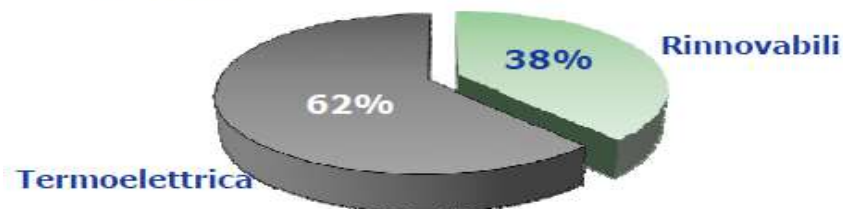
Il contesto di riferimento nazionale

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



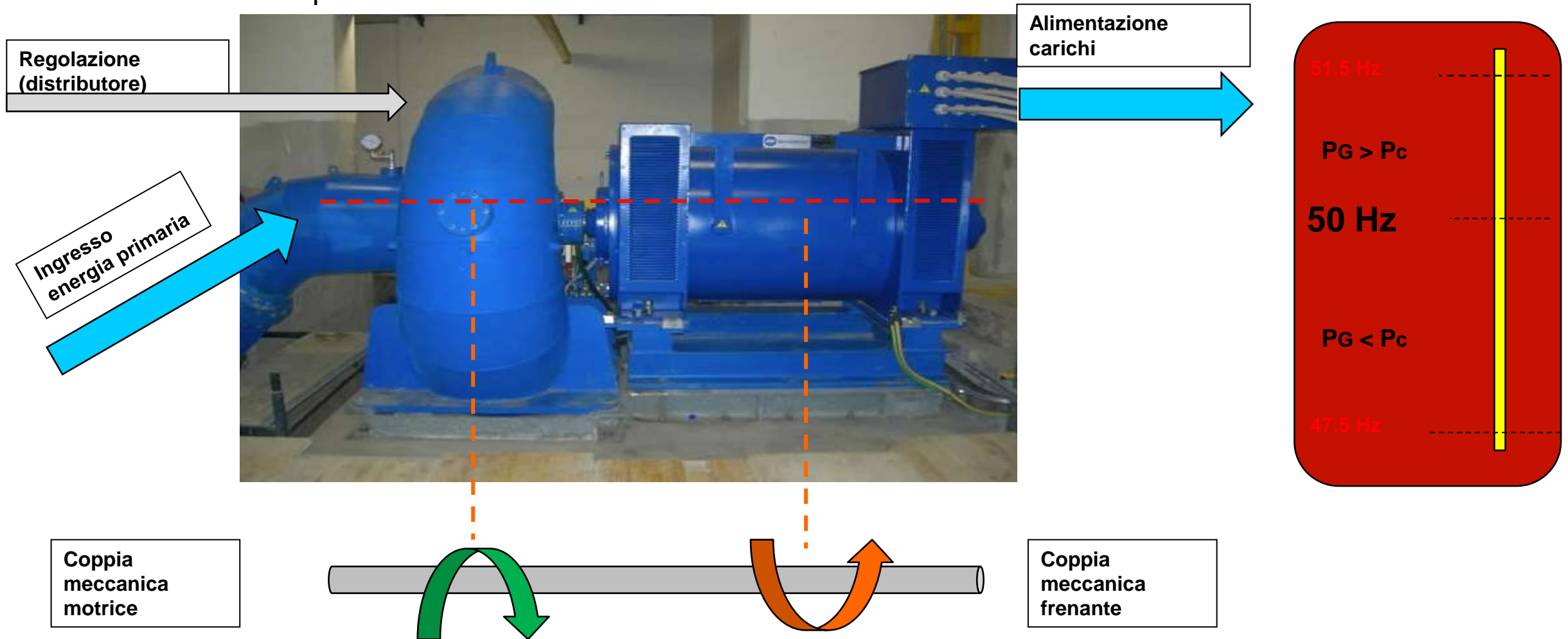
Impianti convenzionali fondamentali per la gestione in sicurezza del sistema:

- Regolazione frequenza-potenza
- Regolazione della tensione

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 e il legame con la stabilità del sistema

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)



Default di 60 MW di GD

..... ripetuti tentativi di alleggerimento carico per risollevare 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)

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.



Generatori connessi alle reti elettriche

Caratteristiche, modalità di funzionamento e impatto sulla rete.

Fonte primaria e generatore elettrico

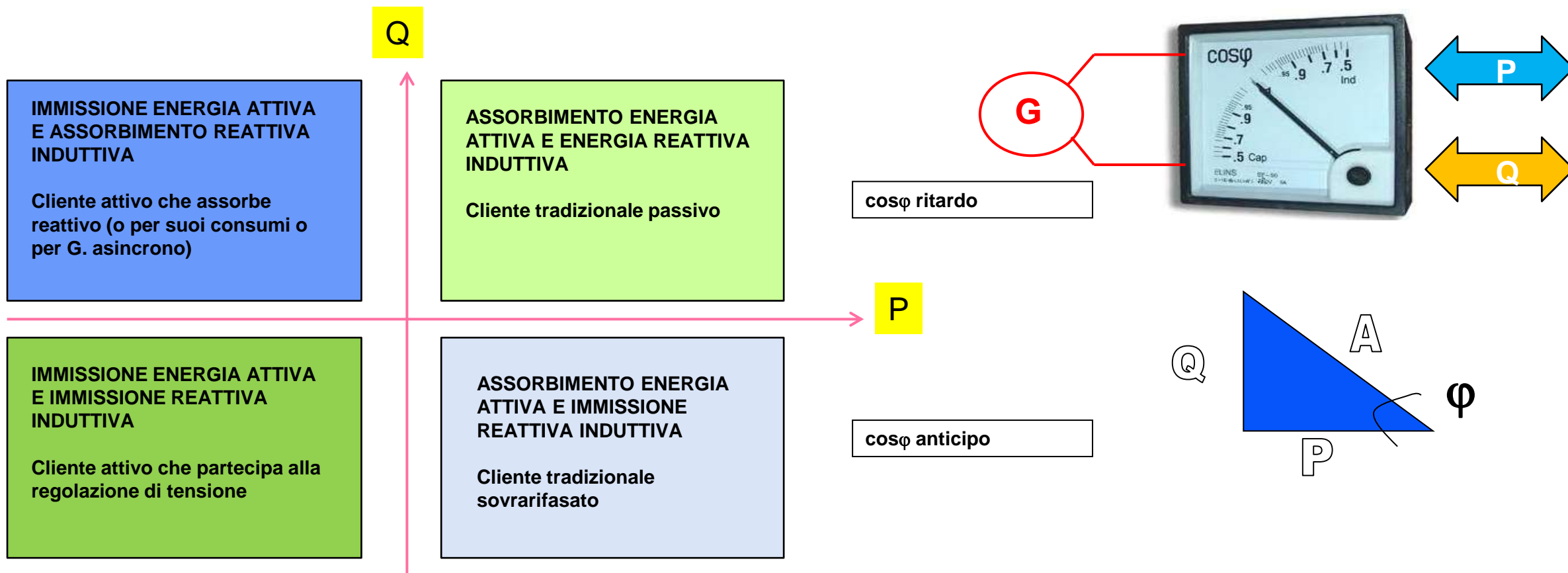
tipologie più frequenti installati negli impianti ad energia rinnovabile



		<i>BT</i>	<i>MT</i>
	<i>fotovoltaico</i>	STATICO	STATICO
	<i>eolico</i>	ASINCRONO + STATICO	ASINCRONO + STATICO
	<i>biogas</i>	SINCRONO ASINCRONO	SINCRONO
	<i>biomassa</i>	SINCRONO ASINCRONO	SINCRONO
	<i>idroelettrico</i>	SINCRONO ASINCRONO	SINCRONO
	<i>cogenerazione</i>	SINCRONO	SINCRONO

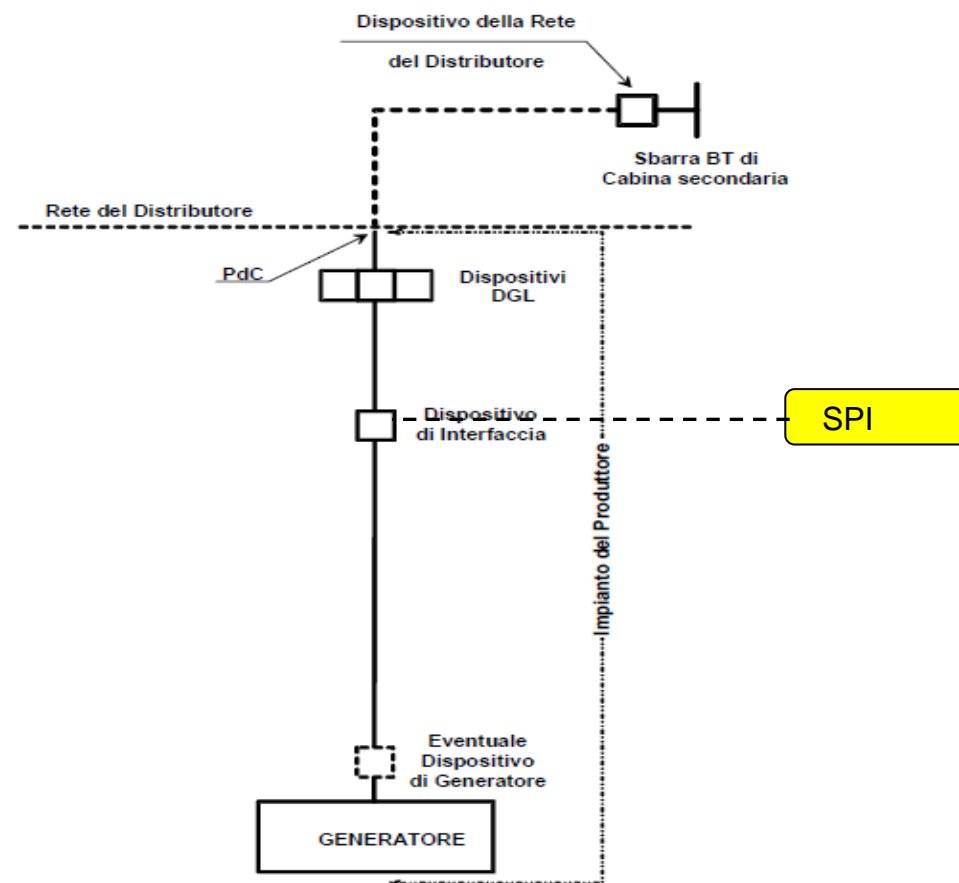
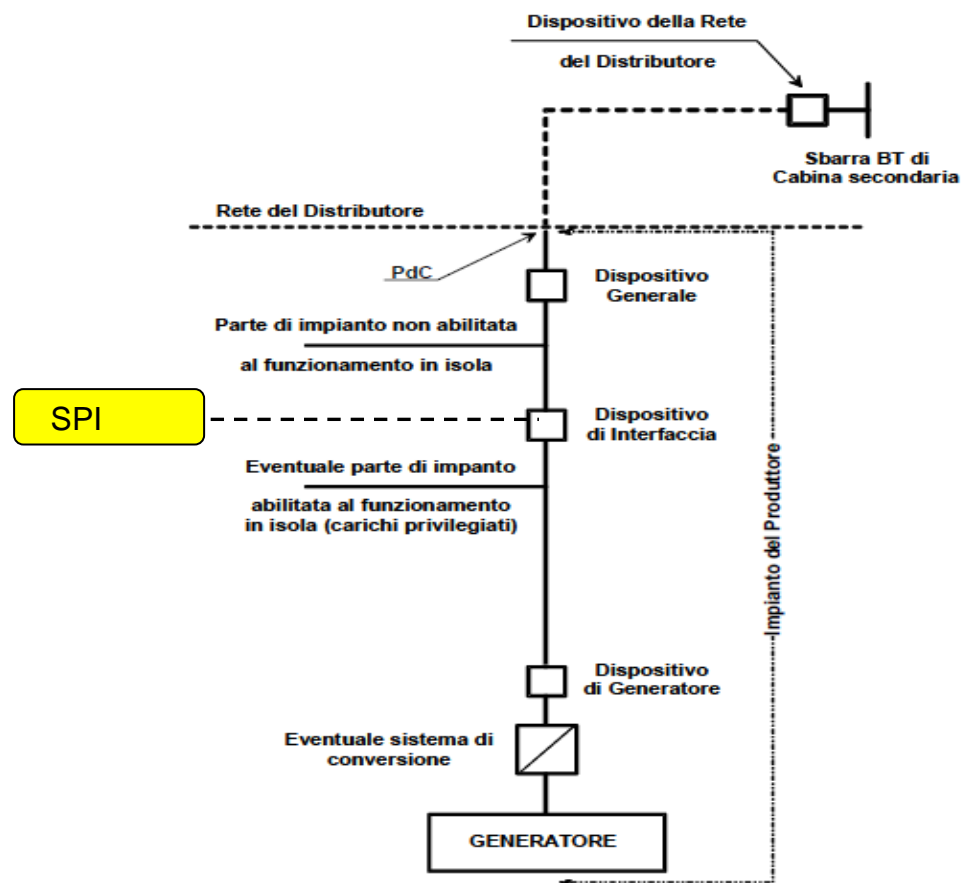
Gli impianti di produzione tradizionale di grande taglia connessi su RTN, come idroelettrico e termoelettrico, sono equipaggiati di generatori sincroni, per effettuare la regolazione primaria di tensione e la regolazione frequenza-potenza.

Focus: il “ $\cos\phi$ ” come indicatore della capacità di un generatore di immettere in rete potenza attiva e reattiva



Schemi di impianto per utenti attivi

CEI 0-16: Schemi generali e dispositivi previsti



Novità introdotte dalla Norma CEI 0-16 Ed.III

Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”



Integra al proprio interno le prescrizioni innovative riferite ai requisiti per la GD necessari per risolvere i problemi causati dalla GD sulle reti di trasmissione e di distribuzione

I requisiti (prescrizioni per i servizi di rete e SPI) si suddividono in base alle caratteristiche della fonte primaria, del sistema di generazione:

- **generatori rotanti:**

- a)generatori convenzionali sincroni*

- b)generatori convenzionali asincroni eccitati dalla rete con possibile accoppiamento di complesso esterno per l'autoeccitazione;*

- c)generatori eolici Full Converter (connessi attraverso convertitori statici);*

- d)generatori eolici Doubly Fed Induction Generator;*

- **generatori statici (tipicamente FV) ed inverter lato rete**

- **generatori statici a microinverter** (parallelo di più microinverter eseguito con sistema di connessione fino alla potenza di 6 kW per fase)

Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”



8.8.4 “Avviamento, sincronizzazione e presa di carico”

Riferito ai sistemi di generazione che possono funzionare in parallelo con la rete di distribuzione, in merito a ciascun gruppo di generazione presente nell'impianto;

Parallelo non consentito in caso di mancanza di tensione lato rete o se i valori di tensione e frequenza sulla rete MT non sono compresi tra gli intervalli di:

- *sincronizzazione + presa di carico* → $90\%V_n \leq V_{rete} \leq 110\%V_n$ (per almeno 30 s)
- *frequenza di rete prima del parallelo dei generatori* → $49,9 \leq f_{rete} \leq 50,1$ Hz (per almeno 30 s)

N.B. I 30s si riferiscono sia all'inserimento in parallelo a valle dell'apertura del DI in caso di manovre manuali e/o per l'intervento del SPI

La presa di carico va eseguita con gradiente positivo di potenza non superiore al $20\% \cdot P_n / \text{min}$

Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”

8.8.4 “Avviamento, sincronizzazione e presa di carico”



Generatori sincroni

Avviamento e sincronizzazione viene effettuata con motore primo

Dispositivo di parallelo con la rete può essere azionato in chiusura se nel punto di parallelo:

$P_n \leq 400 \text{ kW}$

- ✓ $V_{\text{gen}} \approx V_{\text{rete}} \pm 10\%$
- ✓ $f_{\text{gen}} \approx f_{\text{rete}} \pm 0,5\%$
- ✓ $\Delta\theta \text{ tra } V_{\text{gen}} \text{ e } V_{\text{rete}} \leq \pm 10^\circ$

$P_n > 400 \text{ kW}$

- ✓ $V_{\text{gen}} \approx V_{\text{rete}} \pm 5\%$
- ✓ $f_{\text{gen}} \approx f_{\text{rete}} \pm 0,5\%$
- ✓ $\Delta\theta \text{ tra } V_{\text{gen}} \text{ e } V_{\text{rete}} \leq \pm 10^\circ$

Generatori asincroni

$P_n \leq 100 \text{ kW}$

Avviamento e sincronizzazione effettuati con:

- motore primo
- il generatore come motore elettrico di lancio

$P_n > 100 \text{ kW}$

Avviamento da rete:

prevedere sistemi di limitazione corrente avviamento in modo da non superare $2 \cdot I_{\text{ngen}}$

Avviamento con motore primo:

verificare che la velocità di rotazione sia prossima al valore di sincronismo (durante la chiusura del dispositivo di parallelo)

N.B. Fra l'avviamento di un generatore e quello di altri eventuali generatori si deve attendere almeno un tempo di 30s

Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”



8.8.4 “Avviamento, sincronizzazione e presa di carico”

Generatori eolici Full Converter

Il parallelo con la rete deve essere effettuato in condizioni di tensione e di frequenza stabili ed aumentando l'erogazione di potenza in modo progressivo

Generatori eolici Doubly Fed Induction Generator

L'avviamento e la sincronizzazione devono essere effettuati con il motore primo

Dispositivo di parallelo con la rete può essere azionato in chiusura se la tensione di statore del generatore sia sincrona con quella della rete con le seguenti tolleranze:

- **Differenza di ampiezza: $\pm 5\%$**
- **Differenza di fase: $\pm 5^\circ$**

Generatori statici

Il parallelo con la rete deve essere effettuato in condizioni di tensione e di frequenza stabili ed aumentando l'erogazione di potenza in modo progressivo

Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”



8.8.5 “Funzionamento continuativo in parallelo alla rete del Distributore”

Prescrizioni tecniche dei generatori per garantire che il loro funzionamento sia compatibile con le esigenze di sicurezza del SEN e di regolazione della rete elettrica di distribuzione definendo alcuni requisiti minimi costruttivi legati in particolare alle curve di capability

➤ Campo di funzionamento degli impianti di produzione

- ✓ *tutti gli impianti di produzione devono essere progettati, realizzati ed eserciti per rimanere connessi alla rete MT, mantenendo in modo continuativo la potenza erogata in ogni condizione di carico nelle normali condizioni di funzionamento della rete stessa:*

➡ *per valori, misurati nel punto di connessione, di tensione compresi nell'intervallo $90\%U_n \leq U \leq 110\%U_n$ e di frequenza compresi nell'intervallo $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$*

- ✓ *tutti gli impianti di produzione devono rimanere connessi alla rete variando la potenza erogata in condizioni eccezionali di funzionamento (per periodi limitati nel tempo):*

➡ *per valori di tensione e frequenza, nel punto di connessione, rispettivamente compresi negli intervalli $85\%U_n \leq U \leq 110\%U_n$; $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$*

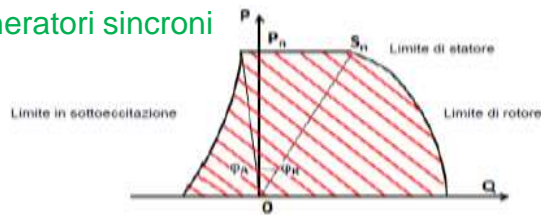
Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”

8.8.5 “Funzionamento continuativo in parallelo alla rete del Distributore”

Requisiti costruttivi dei generatori: scambio di potenza reattiva

Prestazioni minime richieste ai generatori relative all'erogazione o assorbimento di potenza reattiva

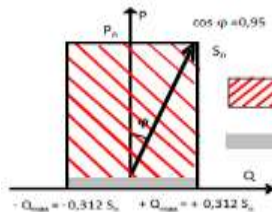
Generatori sincroni



$P_{imp} < 400 \text{ kW}$: fattore di potenza compreso tra $\cos\phi=0,98$ in assorbimento e $\cos\phi=0,9$ in erogazione

$P_{imp} \geq 400 \text{ kW}$: fattore di potenza compreso tra $\cos\phi=0,98$ in assorbimento e $\cos\phi=0,8$ in erogazione

Generatori eolici



Campo di funzionamento dei generatori eolici nel piano P/Q

Campo di funzionamento senza prescrizioni (10%)

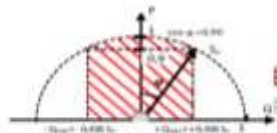
Indistintamente dalla taglia dell'impianto

Generatori asincroni

$P_{imp} < 400 \text{ kW}$: fattore di potenza non inferiore a 0,9 in assorbimento

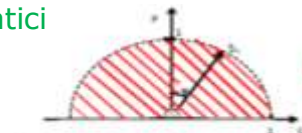
$P_{imp} \geq 400 \text{ kW}$: fattore di potenza non inferiore a 0,95 in assorbimento

Generatori statici



Campo di funzionamento dei generatori statici nel piano P/Q

Campo di funzionamento senza prescrizioni (10%)



Campo di funzionamento dei generatori statici nel piano P/Q

Campo di funzionamento senza prescrizioni (10%)

$P_{imp} < 400 \text{ kW}$: fattore di potenza compreso tra 0,9 in assorbimento e 0,9 in erogazione

$P_{imp} \geq 400 \text{ kW}$: curva di capability semicircolare

$P_{imp} < 400 \text{ kW}$

$P_{imp} \geq 400 \text{ kW}$

Scopo: profilo di tensione entro i limiti della CEI EN 50160

Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”

8.8.5 “Funzionamento continuativo in parallelo alla rete del Distributore”



➤ Requisiti costruttivi dei generatori: scambio di potenza reattiva (curve di prestazione)

- ✓ Nelle condizioni basi di funzionamento delle macchine a $\cos\phi = 1$, la potenza attiva erogabile coincide con la potenza apparente nominale, mentre il funzionamento a $\cos\phi \neq 1$ deve essere possibile, secondo curve di prestazione prescritte dalla normativa (curve di capability)
- ✓ Durante lo scambio di potenza reattiva con la rete, sia in logica locale che centralizzata, l'eventuale indisponibilità della fonte primaria non dovrà comportare variazioni a gradino della potenza reattiva nel tempo

a) Generatori sincroni

- Per impianti di produzione con $P_n \leq 400$ kW ➡
 - $\cos\phi = 0,98$ in assorbimento di reattivo
 - $\cos\phi = 0,9$ in erogazione di reattivo
- Per impianti di produzione con $P_n > 400$ kW ➡
 - $\cos\phi = 0,98$ in assorbimento di reattivo
 - $\cos\phi = 0,8$ in erogazione di reattivo

Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”



8.8.5 “Funzionamento continuativo in parallelo alla rete del Distributore”

b) Generatori convenzionali asincroni

➤ *Se non autoeccitati possono, in concomitanza con l'immissione di potenza attiva, assorbire dalla rete potenza reattiva con le seguenti limitazioni:*

- Per impianti di produzione con $P_n \leq 400$ kW $\cos\phi \geq 0,9$ in assorbimento di reattivo*
- Per impianti di produzione con $P_n > 400$ kW $\cos\phi \geq 0,95$ in assorbimento di reattivo*

N.B. In entrambi i casi i limiti sul fattore di potenza possono essere soddisfatti utilizzando banchi di condensatori, la cui installazione è prevista a valle del DDI, equipaggiati con dispositivi di manovra e interruzione, ed asserviti alle condizioni (aperto-chiuso) del DDI stesso

Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”

8.8.6 “Servizi di rete”



Servizi di rete

Servizi di rete richiesti agli utenti attivi MT

	Generatori rotanti				Generatori statici
	Sincroni convenzionali	Asincroni convenzionali	Eolici Full Converter (FC)	Eolici Doubly Fed Induction Generator (DFIG)	
Insensibilità alla variazioni di tensione (8.8.6.1)	NO	NO	SI	SI	SI
Partecipazione al controllo della tensione (8.8.6.2)	SI	NO	SI	SI	SI
Regolazione della potenza attiva in condizioni di variazione della frequenza (8.8.6.3)	SI (per $P \geq 1\text{MW}$)	SI (per $P \geq 1\text{MW}$)	SI	SI	SI
Sostegno alla tensione durante un cto-cto (8.8.6.4)	NO	NO	SI	SI	SI
Partecipazione ai piani di difesa (8.8.6.5)	NO	NO	SI	SI	SI

Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”



8.8.6 “Servizi di rete”

➤ ***Insensibilità alle variazioni di tensione***

Per evitare che si verifichi l'indebita separazione dalla rete, in occasione di buchi di tensione conseguenti a guasti, l'impianto deve soddisfare opportuni requisiti funzionali (FRT Fault Ride Through) previsti per gli impianti statici e per gli impianti rotanti eolici con inverter. Per i generatori rotanti convenzionali (sincroni e asincroni) questo requisito sarà parzialmente soddisfatto in ragione della profondità e della durata del buco di tensione, del numero delle fasi coinvolte e dei limiti tecnologici del prodotto

Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”



8.8.6 “Servizi di rete”

a) Generatori sincroni e asincroni

- *È una variabile connessa alle caratteristiche costruttive del generatore e del motore primo, ai sistemi di regolazione della velocità e dell'eccitazione, alle caratteristiche dell'abbassamento delle tensione di rete (profondità, durata e numero fasi coinvolte)*
- *Deve essere valutata caso per caso e risolta attraverso una regolazione delle protezioni di tensione proprie del generatore tale da massimizzare le condizioni di funzionamento in parallelo con la rete a fronte di guasti sulla rete esterna senza rischio di danni sulla macchina*
- *Il distacco dalla rete per abbassamento di tensione al di sotto del $70\%U_n$ non deve avvenire in tempi inferiori a:*

<i>generatori sincroni</i>	<i>150 ms</i>
<i>generatori asincroni</i>	<i>400 ms</i>

b) Generatori statici

- *L'impianto di produzione deve essere in grado di rimanere connesso alla rete a seguito di un qualsiasi guasto polifase (con o senza terra) secondo le condizioni minime di tensione e tempo*

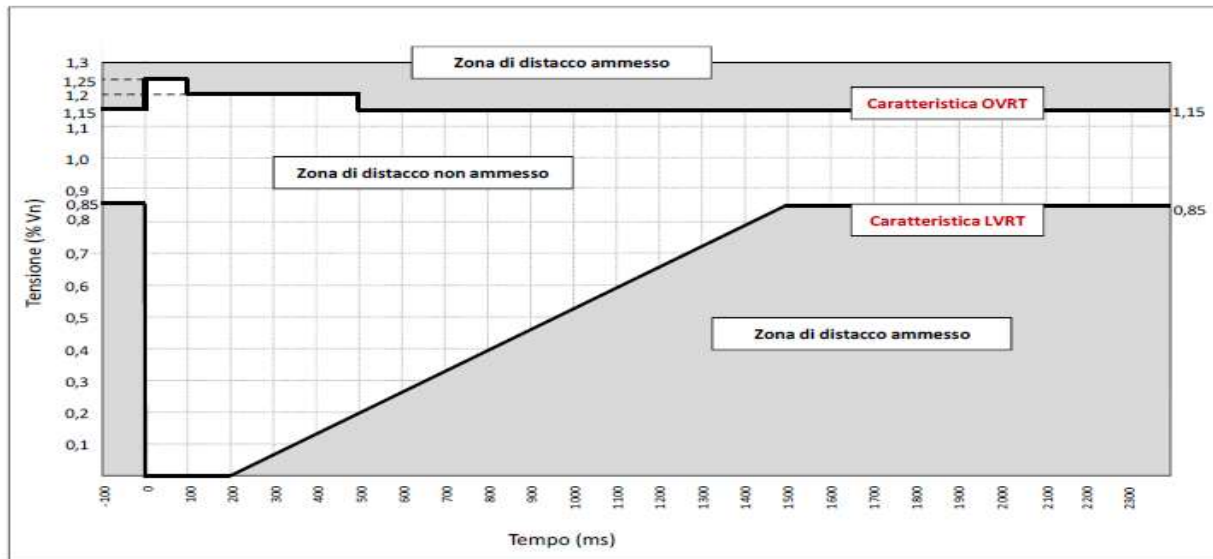
c) Generatori Eolici FC e DFIG

Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”

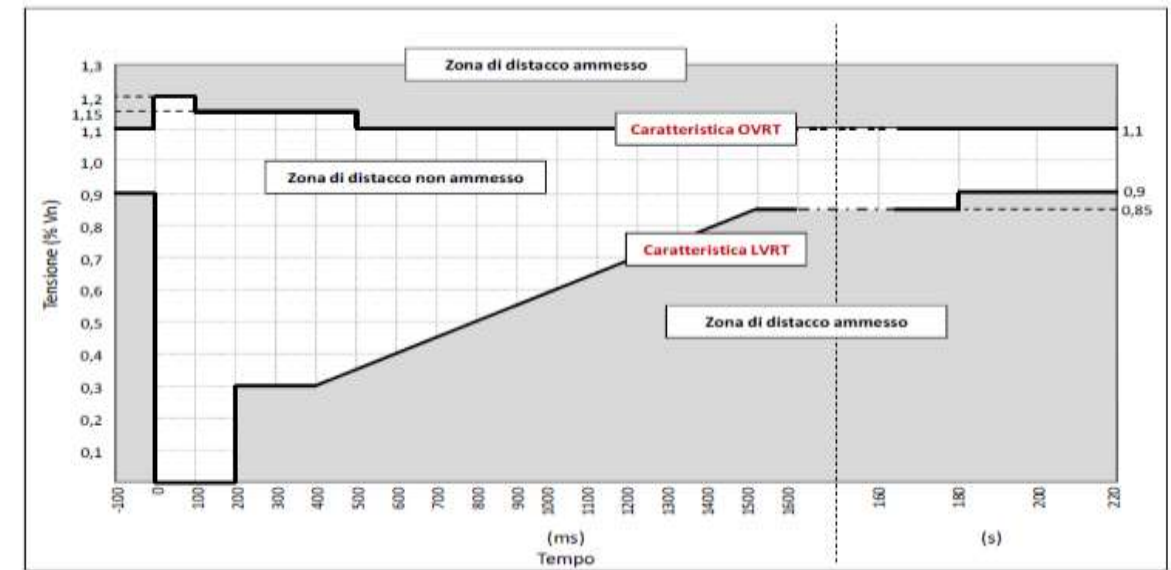
8.8.6 “Servizi di rete”

Caratteristica V-t in sottotensione (LVRT) e sovratensione (OVRT)

Generatori statici



Generatori eolici FC e DFIG

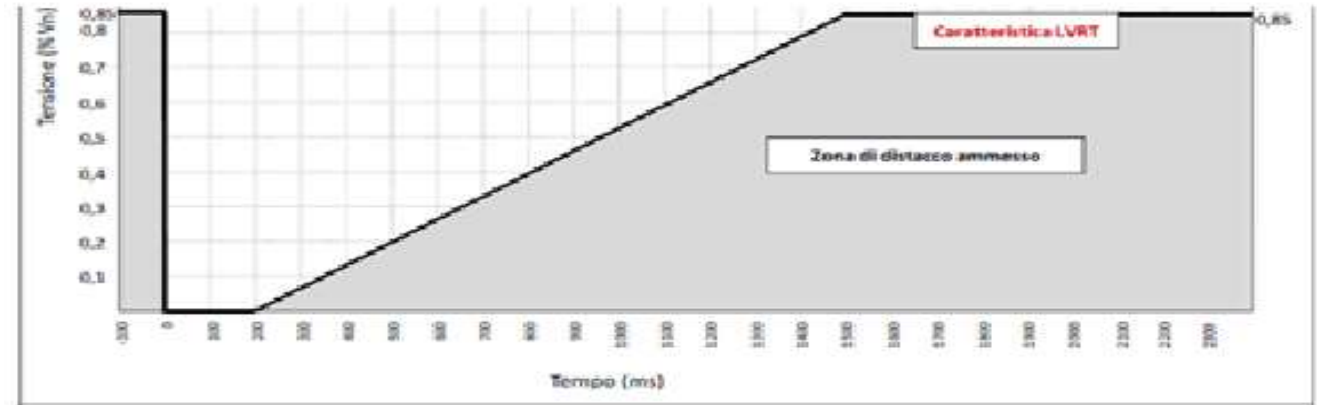


Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”

8.8.6 “Servizi di rete”

Generatori statici

Caratteristica V-t in sottotensione (LVRT)



1. Nella zona tratteggiata il generatore non deve disconnettersi dalla rete. In questa zona è possibile interrompere temporaneamente l'erogazione della potenza attiva erogata prima dell'insorgenza del guasto
2. Nella zona sottostante di colore grigio il generatore può scollegarsi dalla rete
3. Il comportamento previsto dalla curva deve essere garantito a fronte di abbassamenti di una o più tensioni
4. Il generatore deve riprendere l'erogazione della potenza attiva e reattiva immessa in rete, entro 400 ms dal ripristino di un livello di tensione di rete compreso entro +10% e -15% della U_n , prima dell'insorgenza del guasto, con una tolleranza massima del $\pm 10\%$ della potenza nominale del generatore (se la tensione viene ripristinata ma rimane tra l'85% e il 90% della U_n , è ammessa una riduzione della potenza erogata in base al limite imposto dalla corrente massima erogabile dal generatore)

Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”

8.8.6 “Servizi di rete”

Caratteristica V-t in sovratensione (OVRT)



1. Nella zona tratteggiata il generatore non deve disconnettersi dalla rete, ovvero nella zona al di sotto e lungo i punti della caratteristica (V-t) indicata
2. Nella zona sovrastante di colore grigio il generatore può scollegarsi dalla rete
3. Il comportamento previsto dalla curva deve essere garantito a fronte di innalzamenti di una o più tensioni

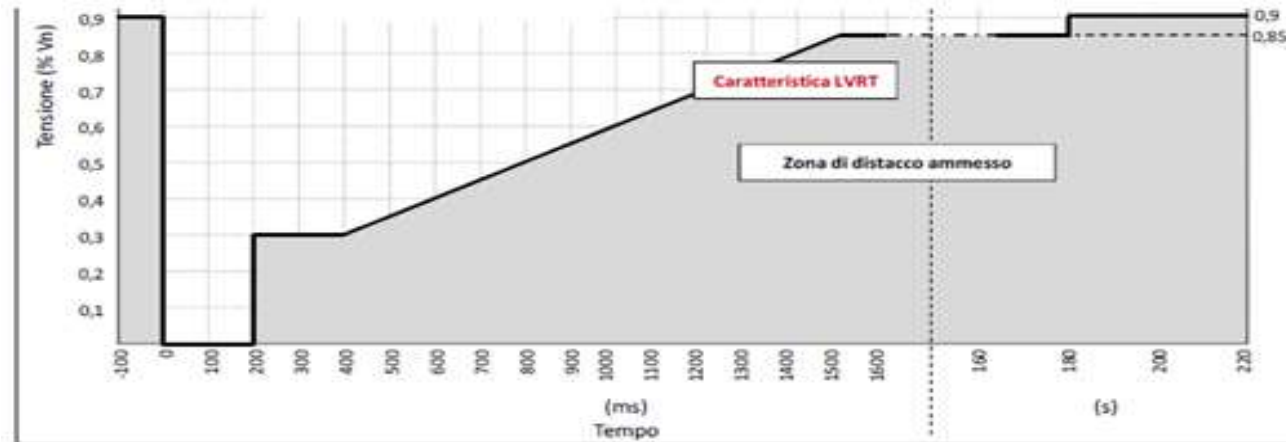
Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”

8.8.6 “Servizi di rete”



Generatori eolici FC e DFIG

Caratteristica V-t in sottotensione (LVRT)



1. Per bassi valori di tensione, la zona di distacco ammesso presenta un'area per l'introduzione di un gradino ($0,3 \cdot U_n$, 200 ms);
2. Il limite di distacco ammesso al valore $0,85\% U_n$ non è permanente ma ha una durata limitata di 180 s

Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”

8.8.6 “Servizi di rete”

Caratteristica V-t in sovratensione (OVRT)



1. Per bassi valori di tensione, la zona di distacco ammesso presenta un'area per l'introduzione di un gradino ($0,3 \cdot U_n$, 200 ms);
2. Il limite di distacco ammesso al valore $0,85\% U_n$ non è permanente ma ha una durata limitata di 180 s

Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”



8.8.6 “Servizi di rete”

➤ Partecipazione al controllo della tensione

- La presenza della GD lungo le linee MT è in grado di innalzare la tensione nel punto di connessione oltre i valori consentiti dalla Norma CEI EN 50160
- Per rispettare tali vincoli si prevede che:
 - ❖ Per $U > 120\%U_n$ per più di $t=0,2$ sec, le unità GD devono essere distaccate dalla rete
 - ❖ Quando U_{medio} misurato su una finestra temporale di 10 min in modalità media mobile supera il $110\%U_n$, le unità di GD devono essere distaccate dalla rete entro 3 sec
- In condizioni normali di funzionamento delle macchine l'iniezione di potenza attiva avviene a $\cos\varphi = 1$
- Per consentire la regolazione della tensione secondo esigenze di esercizio della rete di distribuzione, il Distributore può richiedere $\cos\varphi \neq 1$ a un dato livello di potenza attiva, purché sia compreso nella curva di capability dell'impianto connesso

Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”

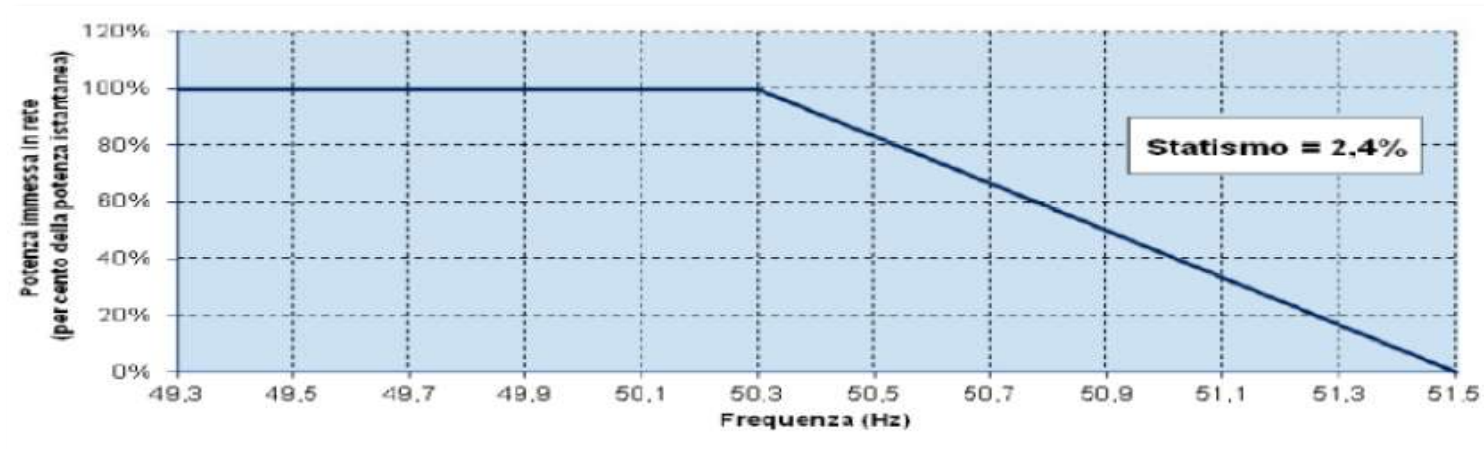
8.8.6 “Servizi di rete”



➤ Regolazione della potenza attiva

■ I generatori devono essere in grado di variare la potenza immessa in rete secondo:

- 1) Limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110% di U_n
- 2) Limitazione della potenza attiva per transitori di sovra-frequenza originatisi sulla rete



- 3) Limitazione della potenza attiva su comando esterno proveniente dal Distributore

Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”

8.8.6 “Servizi di rete”



➤ Partecipazione ai piani di difesa

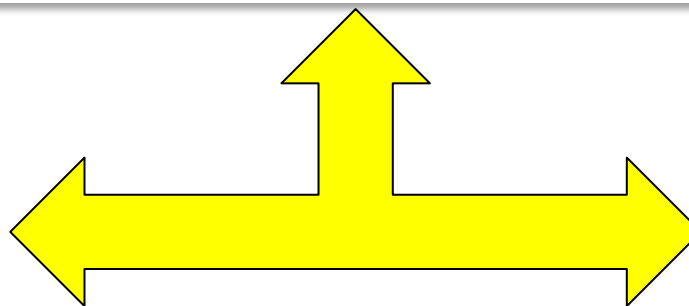
Si prevede che i generatori eolici e statici di potenza ≥ 100 kW, su indicazione del Distributore previa richiesta di Terna, debbano consentire il supporto di servizi di teledistacco con riduzione parziale o totale della produzione per mezzo di telesegnali inviati da un centro remoto

Teledistacco

Pianificato
(modalità lenta)



Gestisce situazioni di sovratensione, insufficiente capacità regolante del SEN evitare o congestioni sulla rete primaria



Intervento immediato
(modalità rapida)



Gestisce il controllo della frequenza ed azioni preventive per rischi di instabilità della rete

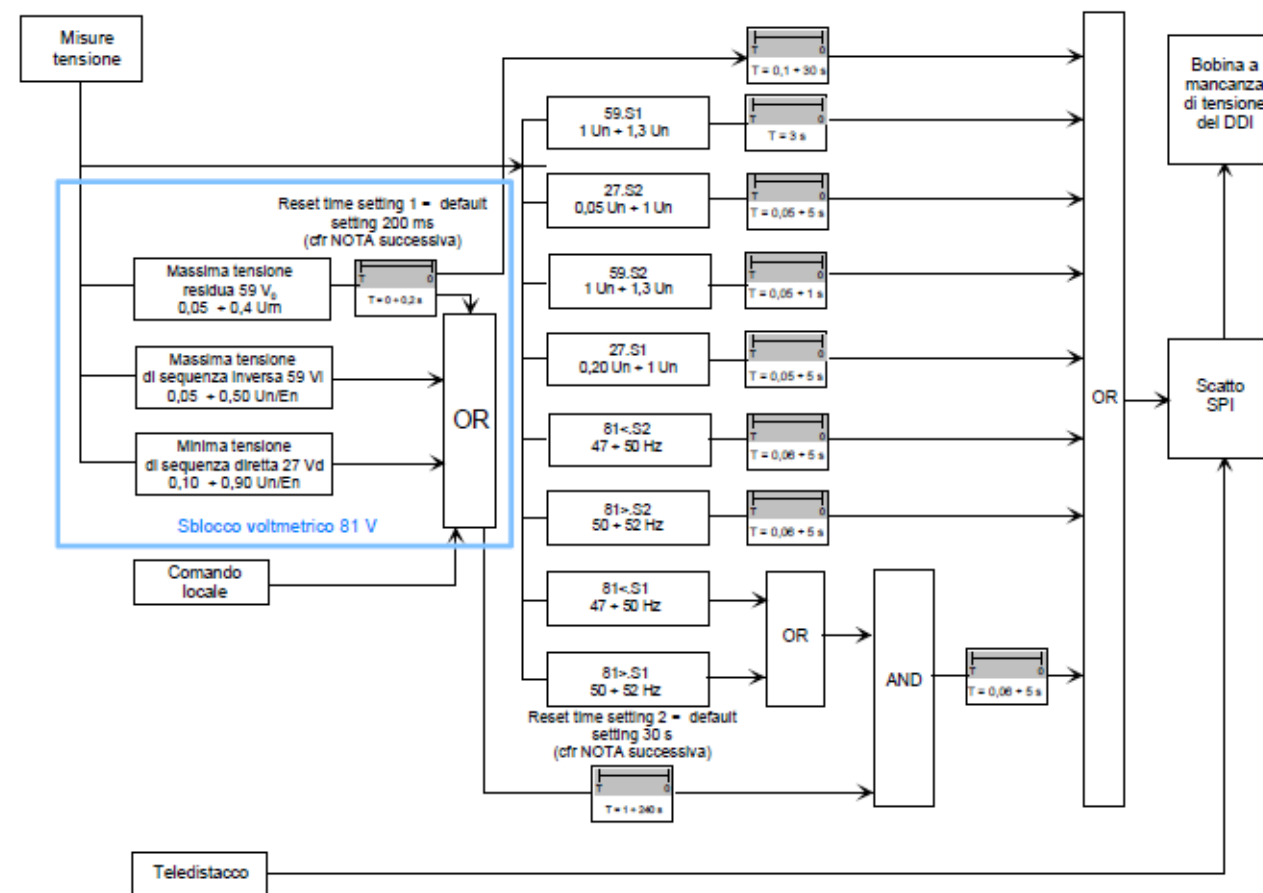
Paragrafo 8.8 “Regole Tecniche di connessione per gli Utenti Attivi”

8.8.8 “Sistemi di protezione”

➤ Regolazioni del Sistema di Protezione di Interfaccia

Tabella 8 – Regolazioni del SPI

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento ⁽⁹⁷⁾	Tempo di apertura DDI ⁽⁹⁸⁾⁽⁹⁹⁾
Massima tensione (59.S1, basata su calcolo valore efficace secondo l'Allegato S.	1,10 Un	vedi par. E.3.2 Variabile in funzione valore iniziale e finale di tensione, al massimo 603 s	Il tempo totale di apertura del DDI si ottiene dalla colonna precedente aggiungendo, al massimo, 70 ms per apparecchiature MT e 100 ms per apparecchiature BT.
Massima tensione (59.S2)	1,20 Un	0,60 s	
Minima tensione (27.S1)***	0,85 Un	1,5 s	
Minima tensione (27.S2)**	0,3 Un	0,20 s	
Massima frequenza (81>.S1) ◊ (soglia restrittiva)	50,2 Hz	0,15 s	
Minima frequenza (81<.S1) ◊ (soglia restrittiva)	49,8 Hz	0,15 s	
Massima frequenza (81>.S2) ◊ (soglia permissiva)	51,5 Hz	1,0 s	
Minima frequenza (81<.S2) ◊ (soglia permissiva)	47,5 Hz	4,0 s	
Massima tensione residua (59V0)	5 % Un ^(oo)	25 s	
Massima tensione sequenza inversa (59 Vi)	15% Un/En ^(o)		
Minima tensione sequenza diretta (27 Vd)	70% Un/En ^(o)		
<p>** Nel caso di generatori rotanti convenzionali, il valore può essere innalzato a 0,7 Un e t = 0.150 s.</p> <p>*** Soglia obbligatoria per i soli generatori statici.</p> <p>◊ Per valori di tensione al di sotto di 0,2 Un, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire (non deve emettere alcun comando).</p> <p>(o) Regolazione espressa in % della tensione nominale concatenata Un (se la misura è effettuata in base ai metodi (c) e (d) di cui alle pagg. seguenti) o della tensione nominale di fase En (se la misura è effettuata in base ai metodi (a) e (b) oppure (a') e (b') di cui al par. 8.8.8.8.1).</p> <p>(oo) Regolazione espressa in % della tensione residua nominale V_m misurata ai capi del triangolo aperto o calcolata all'interno del relè (V_m=3E_n=√3U_n).</p>			



Sistemi di Accumulo: delibera 574/2014 e s.m.i



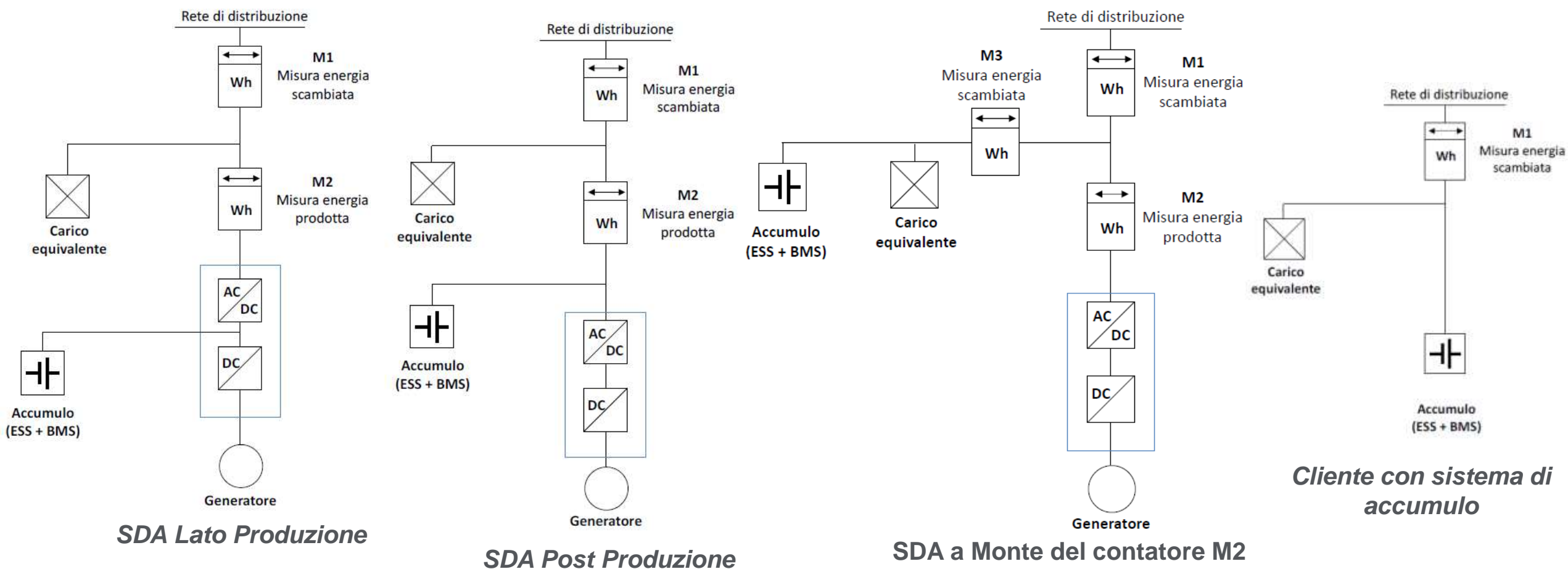
Definizione degli scenari di attivazione

Art.1 Del.574/2014/R/eel

- n) **sistema di accumulo bidirezionale** è un sistema di accumulo che può assorbire energia elettrica sia dall'impianto di produzione che dalla rete con obbligo di connessione di terzi;
- o) **sistema di accumulo monodirezionale** è un sistema di accumulo che può assorbire energia elettrica solo dall'impianto di produzione;
- p) **sistema di accumulo lato produzione** è un sistema di accumulo installato, o nel circuito elettrico in corrente continua (eventualmente anche integrato nell'inverter) o nel circuito elettrico in corrente alternata, nella parte di impianto compresa tra l'impianto di produzione e il misuratore dell'energia elettrica prodotta;
- q) **sistema di accumulo post produzione** è un sistema di accumulo installato nella parte di impianto compresa tra il misuratore dell'energia elettrica prodotta e il misuratore dell'energia elettrica prelevata e immessa;

Sistemi di Accumulo: delibera 574/2014 e s.m.i

Schemi di configurazione della CEI 0-16/CEI 0-21



Nuovi requisiti per i sistemi di accumulo

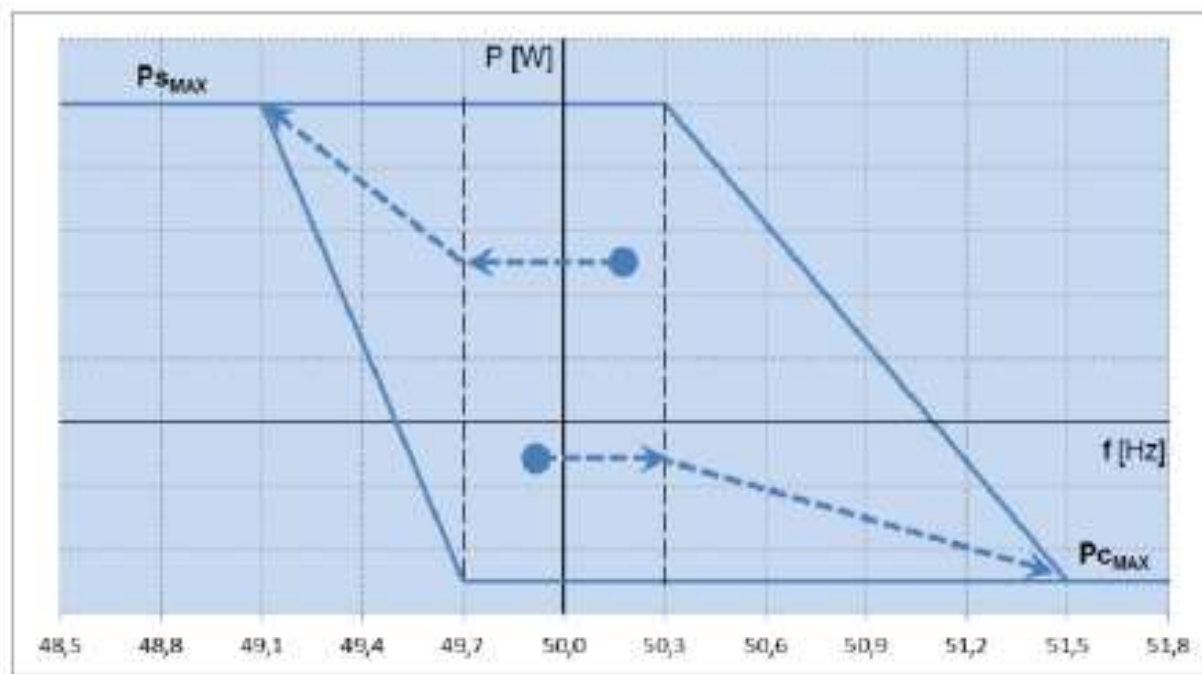
Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovra e sottofrequenza

L'area compresa nella zona rettangolare centrale definisce i possibili punti di normale funzionamento in cui il sistema di accumulo può trovarsi a lavorare e da tali punti il sistema dovrà variare la propria potenza attiva ed evolvere verso i vertici del quadrilatero in funzione del superamento delle soglie di sovra e sottofrequenza (vedi linee tratteggiate)

Se il sistema di accumulo si trovasse a lavorare in regime di sovraccaricabilità (punti oltre $P_{C\text{MAX}}$ e $P_{S\text{MAX}}$), esso dovrà innanzitutto portarsi in un punto di funzionamento normale (punto del quadrilatero più vicino) e da lì evolvere verso i vertici del quadrilatero.

Al rientro del transitorio di sovra e sottofrequenza, il sistema ritorna nelle condizioni normali mantenendo però la medesima potenza (in carica o in scarica) fino al raggiungimento della frequenza di 50 Hz

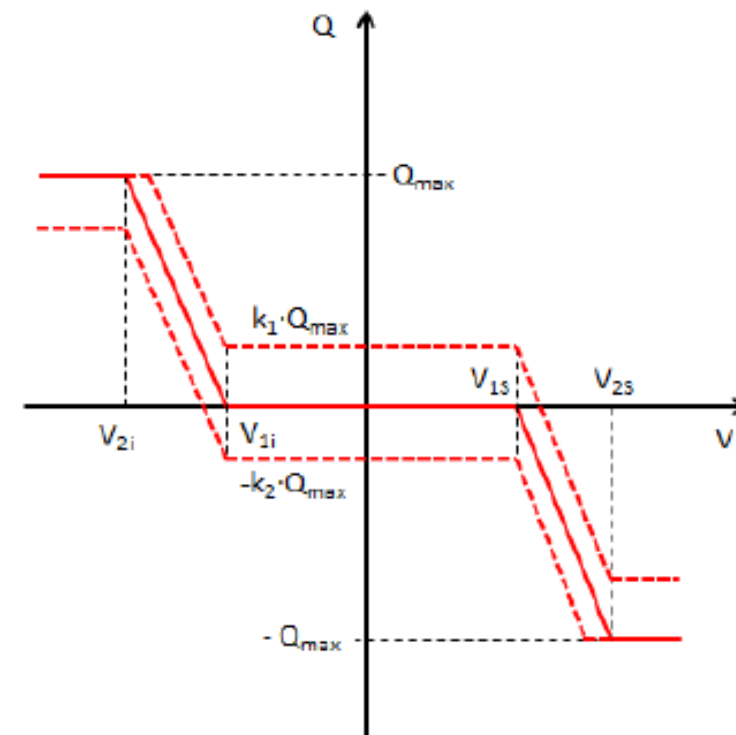
Se durante il transitorio di sovra e sottofrequenza o in quello di rientro alle condizioni di funzionamento ordinario, il sistema non si trova nelle condizioni di proseguire nel regime di potenza attiva in cui è stato chiamato a lavorare (in pratica esce dall'intervallo 10%-90% della CUS) il sistema stesso termina il servizio di rete e ritorna nel suo funzionamento ordinario (ad es. si spegne se ha esaurito la propria capacità di scarica); il distacco e l'evoluzione verso lo stato conclusivo non dovrà essere effettuato in modo brusco ma con un azzeramento progressivo



Nuovi requisiti per i sistemi di accumulo

Controllo di tensione

- *Unità di generazione e BESS (battery energy storage system) possono dare un contributo congiunto durante l'esercizio normale e non normale della rete elettrica di distribuzione*
- *Il contributo al controllo di tensione può essere definito dal Distributore al fine di evitare criticità di tensione in altri nodi ed evitare condizioni di isola indesiderata.*
- Per l'effettivo controllo dei valori di tensione sarà necessario implementare uno specifico requisito per ogni tipologia di linea dove i BESS sono connessi. In particolare:
 - Requisito $P(V)$ per le linee di BT
 - Requisito $Q(V)$ per le linee aeree di MT
 - Requisiti $Q(V)$ e $P(V)$ per le linee in cavo sotterraneo di MT



Inchiesta Pubblica CEI 0-16



Scadenza progetto 26 aprile 2016

Si richiama l'attenzione sul fatto che il presente testo non è definitivo poiché attualmente sottoposto ad inchiesta pubblica e come tale può subire modifiche, anche sostanziali

PREMESSA

La presente Variante alla Norma CEI 0-16 contiene rispettivamente l'Allegato U "Regolamento di esercizio per il funzionamento dell'impianto di produzione dell'energia elettrica di proprietà dell'utente attivo in parallelo con la rete MT del Gestore di rete di Distribuzione" e l'Allegato Z "Regolazioni del sistema di protezione dei gruppi generatori"

- Allegato U – Regolamento di esercizio: modifiche e aggiornamenti inerenti ai dati da richiedere all'utente e alla gestione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo
- Allegato Z – Regolazione del sistema di protezione dei gruppi di generatori
- Caratteristica FRT (Fault Ride Through) dei generatori FV ed eolici

Sistemi di distribuzione

Responsabilità e sicurezza



Per tutti gli interventi che richiedano la **disattivazione dell'impianto di rete per la connessione o dell'impianto di utenza per la connessione**, gli Utenti devono adottare regole coerenti con le procedure adottate dal Distributore prevedendo, tra l'altro, le misure di sicurezza nei punti di sezionamento e sul posto di lavoro previsti dalla Norma CEI 11-27 per i lavori elettrici.

La protezione del cavo di collegamento contro le sovracorrenti è di responsabilità dell'Utente, mentre la protezione contro le sovracorrenti dell'impianto di rete a monte del punto di connessione, incluso il contatore, è di responsabilità del Distributore.

Grazie per l'attenzione !

