



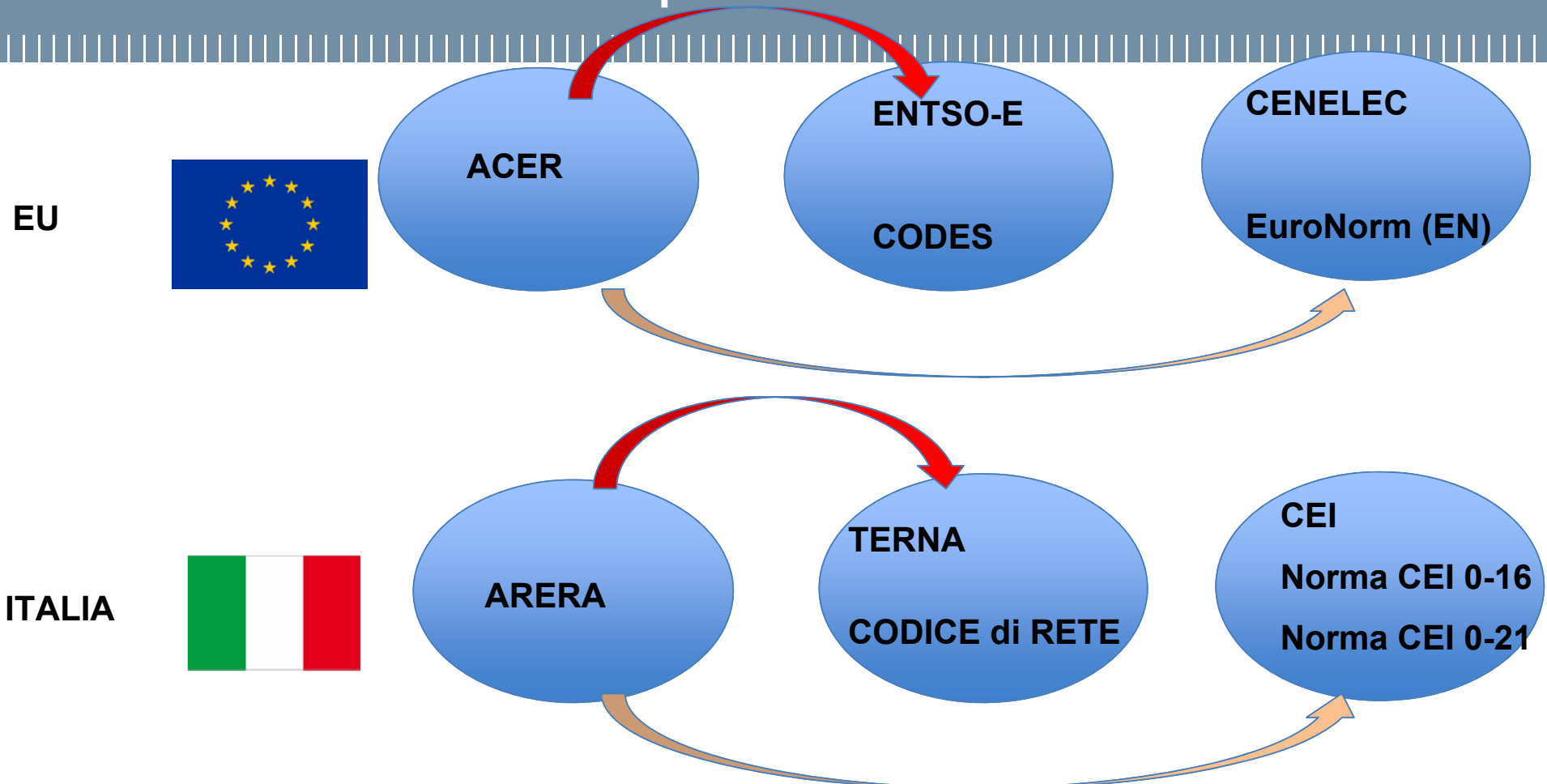
**POLITECNICO**  
**MILANO 1863**

# Le regole tecniche di connessione per le Smart Grid

Milano, 10 dicembre 2018

Maurizio Delfanti, *Politecnico di Milano, CEI CT 316*

# La regolazione e la normazione tecnica: dimensione nazionale ed europea



# Regole tecniche di connessione: l'assetto italiano

- ARERA regola l'accesso alle reti di tutti i livelli di tensione:
  - 380/220/150/150/132 kV → Rete di trasmissione EHV/HV gestita da TERNA
  - 23/20/15/10 kV → Reti di distribuzione MT, gestite dai DSO
  - 400/230 V → Reti di distribuzione in BT, gestite dai DSO
- La connessione degli utenti alle Reti di Trasmissione è soggetta alle prescrizioni del Codice di Rete.
- Il Codice di rete è emesso da TERNA, con l'approvazione di ARERA.
- La connessione degli utenti alle Reti di distribuzione MT (e BT) è soggetta alle prescrizioni delle norme CEI:
  - Norma CEI 0-16 → Reti di distribuzione MT
  - Norma CEI 0-21 → Reti di distribuzione BT
- La CEI 0-16 e la CEI 0-21 sono emesse dal CEI, mediante il CT 316, un CT speciale partecipato da:
  - DSO; TERNA; utenti; ARERA; ANIE;....
- La CEI 0-16 e la CEI 0-21 sono poi sussunte in delibera da ARERA

# I Codici di Connessione europei

- RfG (Requirements for Generators) Regolamento (UE) 2016/631  
Codice di rete che stabilisce i requisiti per la connessione degli impianti di generazione di energia elettrica: gruppi di generazione sincroni, parchi di generazione, parchi di generazione offshore.
- DCC (Demand Connection Code) Regolamento (UE) 2016/1388  
Codice di rete che stabilisce i requisiti per la connessione alla rete:
  - degli impianti di consumo connessi al sistema di trasmissione;
  - degli impianti di distribuzione connessi al sistema di trasmissione;
  - dei sistemi di distribuzione, compresi i sistemi di distribuzione chiusi (SDC);
  - delle unità di consumo, utilizzate da un impianto di consumo o da un sistema di distribuzione chiuso per fornire servizi di gestione della domanda ai DSO e al TSO
- HVDC (High Voltage Direct Current Connections) Regolamento (UE) 2016/1447  
Codice di rete che stabilisce i requisiti per la connessione alla rete dei sistemi in corrente continua (cc) ad alta tensione (HVDC) e dei parchi di generazione connessi in cc.

# RFG: Soglie di potenza definite e ambito di applicazione delle norme CEI

	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Potenza	$0,8 \text{ kW} \leq P \leq 11,08 \text{ kW}$	$11,08 \text{ kW} < P \leq 6 \text{ MW}$	$6 \text{ MW} < P < 10 \text{ MW}$	$\geq 10 \text{ MW}$
	&	&	&	o
Livello di Tensione	$< 110 \text{ kV}$	$< 110 \text{ kV}$	$< 110 \text{ kV}$	$\geq 110 \text{ kV}$

	CEI 0-21	CEI 0-16
TIPO A	Impianti di taglia $\leq 11,08 \text{ kW}$	NO
TIPO B	Impianti di taglia $> 11,08 \text{ kW}$	Impianti di taglia $\leq 6 \text{ MW}$
TIPO C	NO	Impianti tra 6 MW e 10 MW connessi alla rete MT o AT del distributore

Per i gruppi di tipo C connessi alla rete di distribuzione saranno indicati requisiti aggiuntivi in Allegato X della norma CEI 0-16

# Recepimento RfG e smart grid: interfaccia logica e teledistacco (art. 13.6 del RfG)

Dal Regolamento RfG:

*«Il gruppo di generazione è dotato di un'interfaccia logica (porta d'ingresso) al fine di interrompere la produzione di potenza attiva entro cinque secondi a seguito di un'istruzione ricevuta alla porta d'ingresso. Il pertinente gestore di sistema ha la facoltà di specificare i requisiti per le apparecchiature affinché l'impianto possa essere controllato a distanza.»*

La proposta di applicazione:

- Attualmente è esplicitato nelle norme CEI 0-16 e 0-21 che per i test (rispettivamente All. E e All. A) è richiesto che lo scatto avvenga entro 50 ms; tale requisito quindi è conforme ai 5s richiesti dall'RfG e non deve essere modificato.
- Nell'Allegato M per la partecipazione al piano di difesa è stato esplicitato che l'attuazione del distacco deve avvenire entro 5 s dalla ricezione del segnale.

## Recepimento RfG e smart grid: funzionamento in isola (art.15.5.b dell'RfG)

Secondo il documento di recepimento dell'RfG consultato e inviato ad ARERA:

« Per i gruppi di generazione di tipo C connessi alle reti di distribuzione, come disciplinato nella norma CEI 0-16 il funzionamento in isola è normalmente ammesso sulla rete del Titolare dell'impianto di generazione; il funzionamento in isola sulla rete del gestore di sistema non è ammesso, salvo casi regolamentati su specifica richiesta e secondo accordi con il pertinente gestore di sistema e/o Terna.»

Nella versione in consultazione è stata proposta la seguente modifica:

«Il Distributore può temporaneamente (per esempio per motivi di manutenzione, o per il rapido ripristino del servizio elettrico) mantenere in esercizio in isola intenzionale porzioni di rete MT di sua pertinenza.

[...]

In alcuni casi, tipicamente qualora l'assetto provvisorio di rete si prolunghi nel tempo, l'alimentazione temporanea può avvenire stipulando accordi *tra titolari di impianti di produzione, distributori connessi, Gestore della RTN ed eventuali Utenti passivi* (per esempio carichi disturbanti o di potenza rilevante) connessi alla porzione di rete MT interessata.»

Tale punto è stato lungamente discusso nel GdL al fine di raggiungere una formulazione che comprenda casi specifici del quadro italiano e che tenga in considerazione il diffondersi dello storage nelle reti di distribuzione.

# Recepimento RfG e smart grid: scambio dati (gruppi di generazione nuovi di tipo B)

## Testo RfG:

*«per quanto riguarda lo scambio di informazioni:*

- i. gli impianti di generazione di energia sono in grado di scambiare informazioni con il pertinente gestore di sistema o con il pertinente TSO in tempo reale o periodicamente ..., secondo quanto specificato dal pertinente gestore di sistema o dal pertinente TSO;*
- ii. il pertinente gestore di sistema, in coordinamento con il pertinente TSO, specifica il contenuto degli scambi di informazioni, precisando l'elenco esatto dei dati che l'impianto di generazione deve fornire.»*

- Il tema dello scambio dati all'interno della normativa CEI è trattato [Par. 8.10 della CEI 0-16](#)
- [L'infrastruttura Utente per rendere disponibili le misure è definita nel Allegato O](#) «Controllore Centrale di Impianto» che prevede l'obbligatorietà del CCI per impianti di potenza pari ad almeno 1 MW o che forniscono servizi di rete



# Recepimento RfG e smart grid: scambio dati (gruppi di generazione nuovi di tipo B)

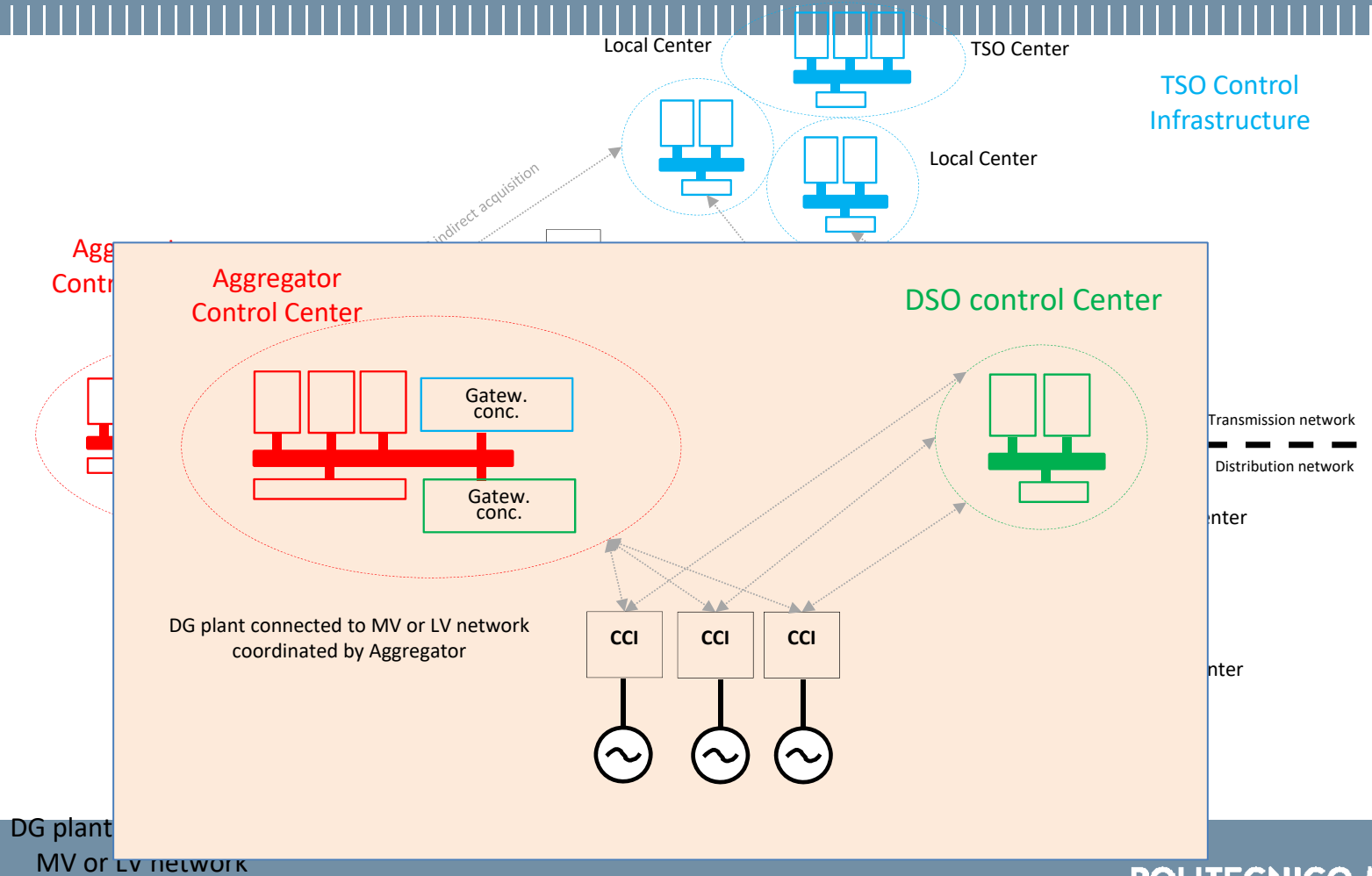
In corrispondenza di ciascun punto di connessione è obbligo del Produttore fornire al Distributore le caratteristiche elettriche dei componenti di impianto (gruppi di generazione, trasformatori, cavi MT, dispositivi di rifasamento, carichi, sistemi di accumulo, etc.) secondo formati definiti dal Distributore e riportati nel Regolamento di Esercizio.

L'impianto dovrà essere predisposto per gestire la comunicazione di misure, segnali e comandi come indicato nell'Allegato O.

1. Dovranno essere rese disponibili le misure delle principali grandezze elettriche dell'impianto al punto di connessione: potenza attiva, potenza reattiva, tensione, stato dell'interruttore e opzionalmente corrente suddivise e aggregate per fonte di generazione primaria (solare, eolico, altre fonti, ecc.), secondo le modalità e i formati che saranno definiti dal Distributore in coordinamento con il Gestore a livello generale e riportati nel regolamento di esercizio all'atto dell'elaborazione e successiva sottoscrizione dello stesso. Le suddette grandezze elettriche devono essere rese disponibili come detto nel punto di connessione e scambio:
  - ogni 10 minuti per tutti gli impianti di generazione con le grandezze calcolate conformemente alla Norma EN 61000-4-30
  - ogni 20 s per impianti di potenza superiore o uguale a 1 MW a cui è richiesta l'osservabilità dal Distributore e/o dal Gestore
  - ogni 4 s per impianti a cui è richiesta dal Gestore la visibilità in tempo reale, nell'ambito di servizi a partecipazione volontaria
2. Dovranno essere recepiti ed attuati almeno i comandi di set point relativi a:
  - scambio di potenza reattiva con la rete esterna (immessa o prelevata);
  - immissione di potenza attiva in rete (riduzione o, all'occorrenza, aumento).

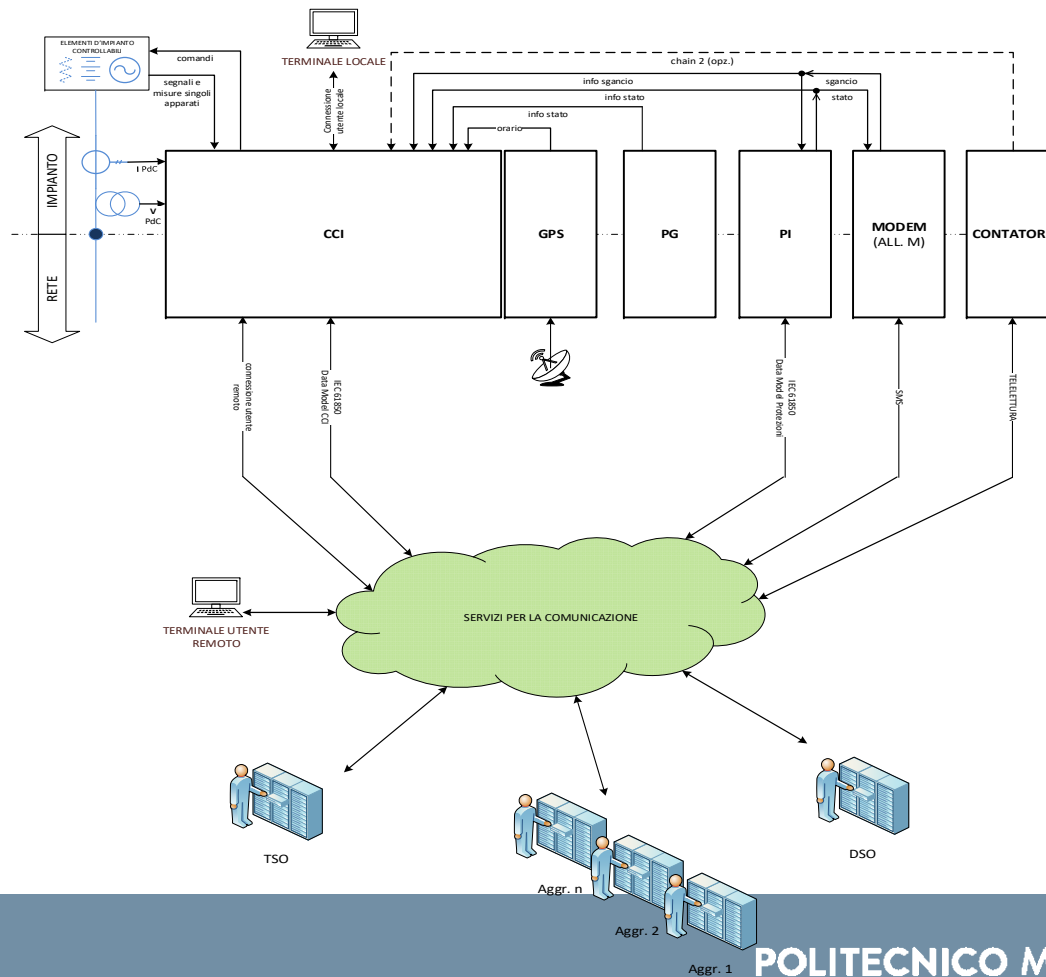
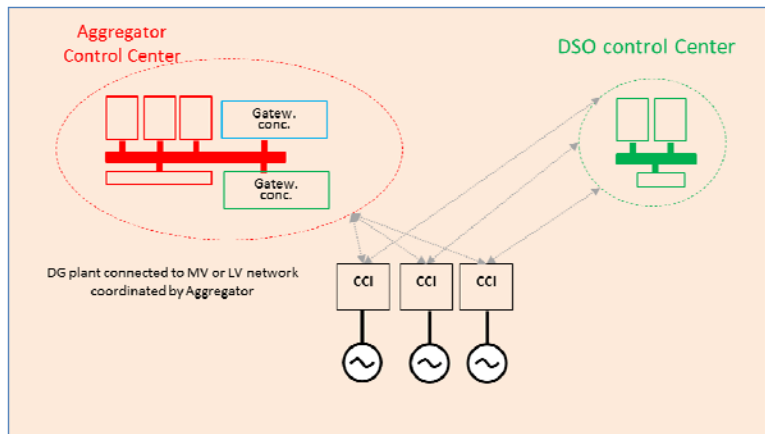
# Architettura generale di sistema

TSO  $\leftrightarrow$  DSO  $\leftrightarrow$  DG; TSO  $\leftrightarrow$  Aggregatore  $\leftrightarrow$  DG



# Architettura generale di sistema CCI e rete di comunicazione

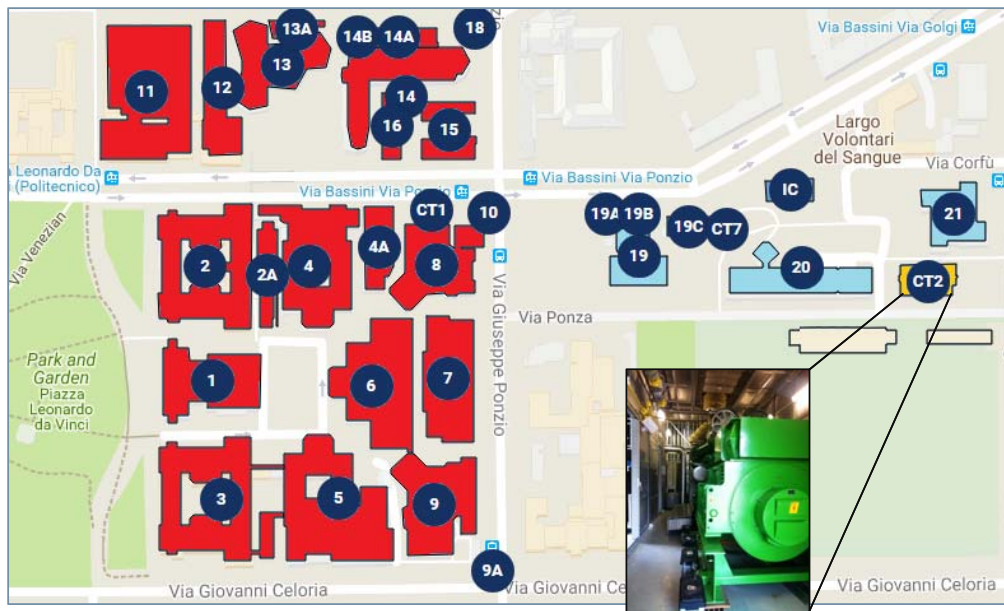
La figura rappresenta i servizi funzionali per la comunicazione del CCI



# Le microgrid al Politecnico: Campus Leonardo; Campus La Masa

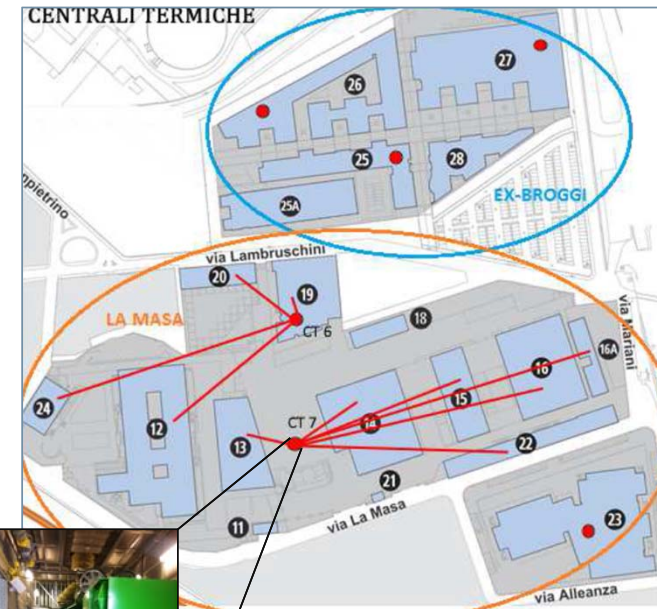
## SEDE Milano CITTA' STUDI – campus LEONARDO

- Energia Elettrica e Riscaldamento per tutti gli edifici ●○
- Raffrescamento per gli edifici 19, 20 e 21 ○
- L'impianto soddisfa oltre il 75% del fabbisogno el. annuo



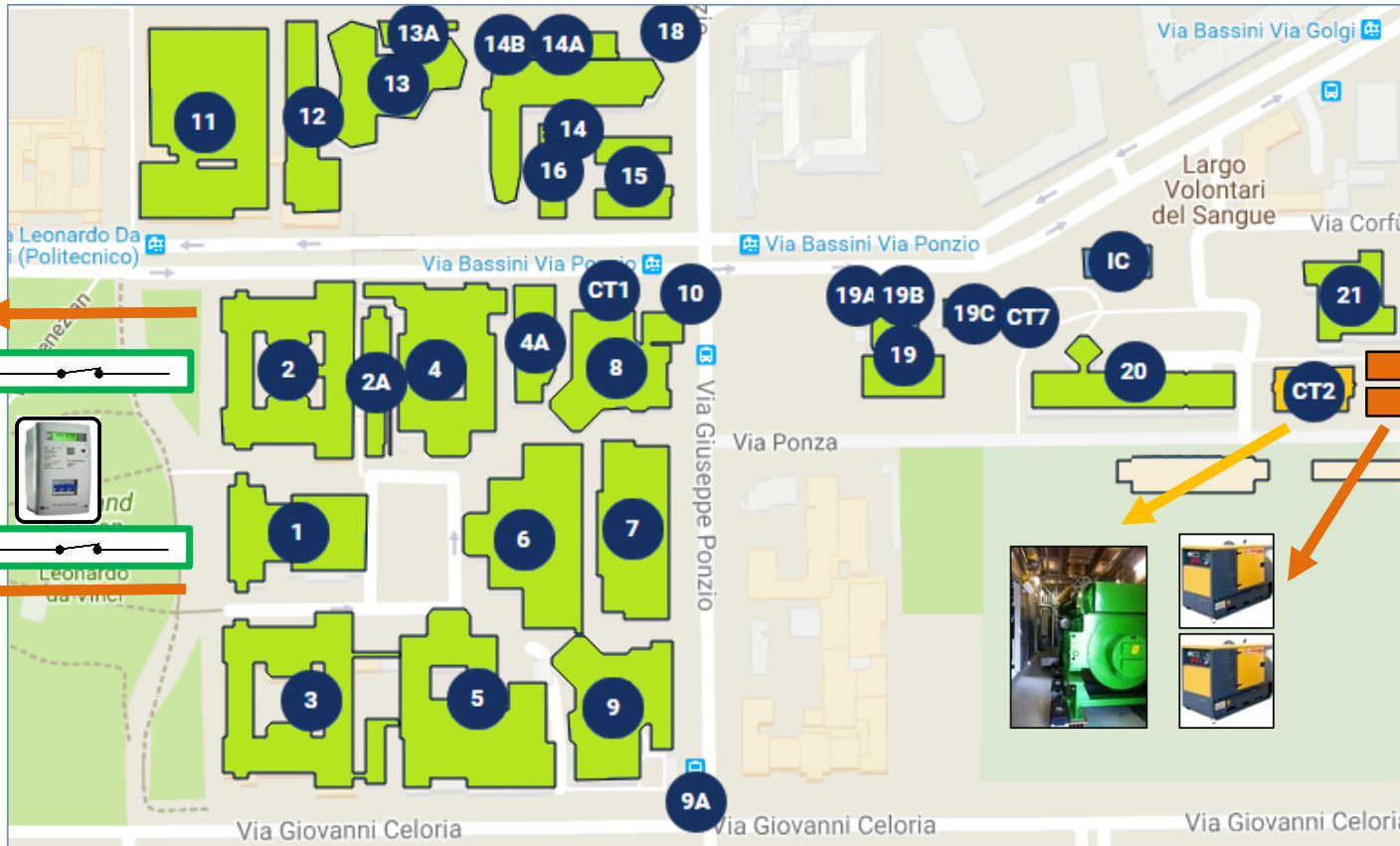
## SEDE Milano BOVISA – campus LA MASA

Progettazione impianto di trigenerazione:



- Simulazione accurata da parte della Commissione Energia
- Progetto di massima già completato
- Potenza nominale da 2 MW<sub>el</sub> a copertura di tutto il campus
- Rete TLR a bassa temperatura
- Assetto microgrid
- Partecipazione a MSD

# Microgrid e servizi di flessibilità per il campus Leonardo: supporto al sistema elettrico nazionale (**chiamata di TERNA**)



**Trigeneratore + Gen. Emergenza**  
→ copertura totale utenze  
→ aumento qualità e affidabilità del servizio

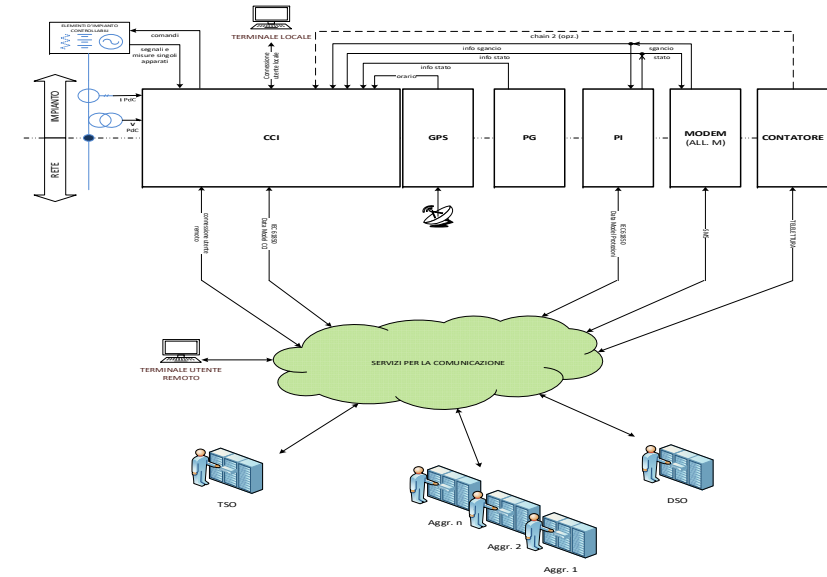
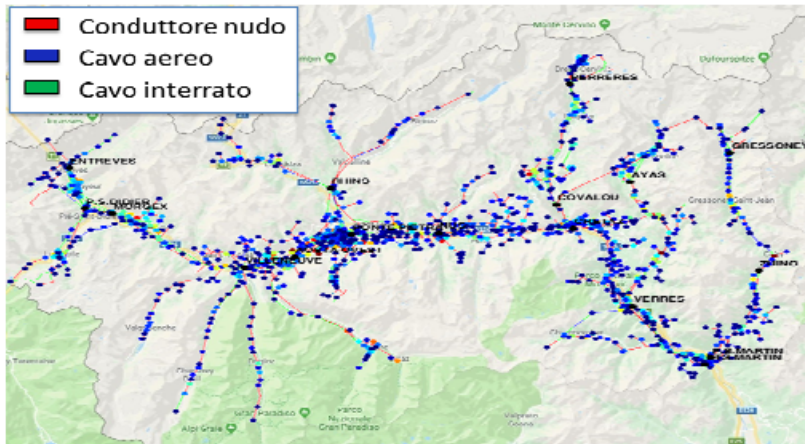
- Alimentazione di emergenza
- Continuità del servizio elettrico
- Servizi energetici e di flessibilità

- I 2 GE vengono attivati su comando di TERNA
- In questo modo, il carico di Leonardo è alleggerito
- Si forniscono 1,6 MW di flessibilità alla rete

# Quale ruolo del CEI nello sviluppo futuro delle Smart Grid

Un primo passo (già in corso): il completamento della specifica relativa al CCI (Controllore Centrale di Impianto)

- interfaccia unica tra l'utente e il sistema elettrico
- ha già subito una prima IP
- la specifica (Allegato O) deve essere completata per consentire l'accesso ai dati da parte di più attori
- evitando duplicazione di costi
- evitando effetti di lock-in



Un secondo tema: la resilienza delle reti elettriche di distribuzione

- è auspicabile un maggior ruolo del CEI
- serve uniformare e standardizzare il metodo di calcolo costi-benefici
- per consentire valutazioni omogenee da parte del Regolatore