

# **ANALISI DEI FLUSSI DI ENERGIA REATTIVA NELLE RETI IN ALTA E ALTISSIMA TENSIONE**

## **Indice**

Executive summary .....	3
1 Metodologia di calcolo dei volumi di energia reattiva.....	8
2 Quantificazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva .....	11

## Executive summary

Il presente documento si inquadra nell'ambito del processo di aggiornamento dei corrispettivi per i prelievi e le immissioni di energia reattiva in alta e altissima tensione previsto dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: ARERA) con Deliberazione n. 568/19 a partire da gennaio 2022.

In merito, la determinazione DIEU 22 aprile 2021, n. 02/2021, ha definito un programma di azioni propedeutiche all'attuazione della nuova regolazione che prevede, tra le altre cose, l'invio da parte di Terna ad ARERA di un rapporto di analisi dei volumi di energia reattiva immessa e prelevata dai clienti finali in alta e altissima tensione (nel seguito: Clienti AT) e dalle imprese distributrici connesse alla Rete di trasmissione nazionale (nel seguito: Cabine Primarie) in alta e altissima tensione, relativi agli anni 2019 e 2020.

I risultati di tali analisi sui volumi complessivi di energia reattiva prelevata e immessa nella rete rilevante, riportati nel seguito del presente documento, fanno seguito alle analoghe analisi già condotte sul tema da Terna in due precedenti studi di cui:

- il primo riferito ai volumi del 2014, elaborato con la collaborazione del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano (POLIMI) e allegato al documento per la consultazione n. 420/16;
- il secondo studio riferito ai volumi del 2018, i cui esiti sono stati riportati in allegato al documento per la consultazione n. DCO 481/19.

Nel primo di tali studi Terna aveva indagato, attraverso apposite simulazioni di rete, la possibilità di individuare livelli ottimali del fattore di potenza per i due cluster di utenti in esame (Clienti AT e Cabine Primarie) con gli obiettivi di ridurre le perdite di rete, ottimizzare i profili di tensione e massimizzare i margini dei gruppi in sovra e sottoeccitazione.

Tali analisi evidenziavano i diversi effetti sulla rete dei flussi di reattiva in funzione sia delle porzioni di rete esaminate (es. configurazione di rete nei pressi del nodo oggetto di immissioni o prelievo, livello di tensione, etc.) sia del momento di transito sulla rete dell'energia reattiva (es. scenario diurno e notturno).

Tra le conclusioni dello studio emergeva già come le differenti caratteristiche della rete nelle diverse aree fossero in grado di influenzare il valore del fattore di potenza da considerare ottimale. Ad esempio, relativamente ai margini di potenza reattiva dei gruppi di regolazione sulla RTN, le analisi avevano messo in evidenza come la condizione  $\cos\phi=1$  non fosse sempre ottimale, in quanto se in situazioni N-1 ed N-2 tale condizione comportava la mancata convergenza del load-flow (LF) nella stragrande maggioranza dei casi, in N comportava il superamento dei limiti massimi della tensione. Le analisi, tuttavia, non consentivano l'individuazione di un unico intervallo di variazione del  $\cos\phi$ ,

valido per tutte le condizioni di carico e per tutti i nodi della RTN, in grado di contenere le tensioni all'interno dei limiti accettabili.

In ogni caso tali analisi evidenziavano l'esigenza di una ottimizzazione della gestione dei transiti della reattiva in funzione delle caratteristiche locali della rete.

L'esigenza di intervenire con una regolazione del reattivo maggiormente mirata risulta oggi ancora più rilevante alla luce delle evoluzioni del sistema elettrico nel frattempo intercorse e in particolare a causa della forte variabilità della presenza della generazione, funzione del mercato e dell'incremento delle fonti rinnovabili non programmabili, anche di tipo distribuito.

A tal fine, come meglio descritto nel capitolo 1 del presente rapporto, Terna, anche in base a quanto previsto dalla determina DIEU 2/202, ha utilizzato una nuova metodologia per la quantificazione dei volumi di reattivo (c.d. Metodo quattro quadranti) che, rispetto a quello utilizzato nei precedenti studi del 2014 e 2018 (c.d. Metodo classico), è caratterizzato da una maggior granularità nella distribuzione e clusterizzazione dei flussi di energia reattiva, aiutando così a comprendere meglio le dinamiche dei relativi volumi.

Le analisi effettuate, riportate nel capitolo 2 del presente documento, mostrano nel 2019 e nel 2020 un incremento degli scambi di energia reattiva di tipo capacitivo. In particolare, sia a livello aggregato nazionale sia a livello più dettagliato per zone di mercato, si conferma un trend in aumento delle immissioni capacitive e in diminuzione di prelievi induttivi.

In particolare, relativamente alle CP, nelle zone meridionali (Sicilia, Calabria, Sud), a causa della maggior presenza di generazione distribuita che comporta una riduzione dei prelievi dalla rete AT / AAT, l'energia capacitiva risulta maggiore rispetto ai prelievi induttivi mentre nelle zone Centro-Nord e Nord il flusso continua ad essere prevalentemente induttivo.

Relativamente alle aree urbane, un'ulteriore causa associata alle maggiori immissioni di energia capacitiva da parte delle cabine primarie è quella legata al processo di cavizzazione delle linee delle reti di distribuzione che, per loro natura, producono una importante quantità di energia reattiva capacitiva.

Per quanto riguarda l'elemento temporale, in base ad un'analisi su due giorni tipo festivo e feriale del 2020, entrambi relativi al periodo pre-Covid, emerge come l'assorbimento induttivo nei giorni feriali sia significativamente maggiore rispetto ai giorni festivi; relativamente all'immissione capacitiva, le differenze tra festivo e feriale risultano invece ridotte. Questo aspetto conferma l'ipotesi secondo la quale l'immissione capacitiva dipende più dalla generazione rinnovabile che dal carico e, viceversa, l'assorbimento induttivo invece è funzione principalmente del carico. Per le Cabine Primarie, inoltre, il trend di aumento della capacitiva e di diminuzione dell'induttiva si ripete nell'alternanza tra lo scenario diurno e quello notturno, con una diminuzione di energia reattiva

induttiva più marcata nei giorni feriali. Per quanto riguarda i Clienti AT, invece, non si apprezzano grandi differenze nell'alternanza tra scenario diurno e notturno.

Dall'analisi degli scambi di potenza reattiva per fasce orarie emerge che, per quanto riguarda le CP, il maggior contributo alle immissioni di reattivo avviene principalmente nell'intervallo feriale-notturno e festivo mentre nell'intervallo feriale-diurno il contributo è maggiormente induttivo. Per quanto riguarda i clienti AT, invece, il contributo è prevalentemente induttivo con un valore in potenza reattiva media allineato sulle tre fasce. Questo è tipico di un carico industriale che ha un andamento pressoché costante in tutte le ore della settimana. Anche il contributo capacitivo, di minore entità, è praticamente costante in tutte le fasce orarie.

Ciò premesso, è opportuno precisare che non sarebbe corretto valutare gli effetti dei transiti "incrementali" di energia reattiva sulla rete a livello aggregato in ragione dei diversi vincoli di tensione sul territorio.

È utile infatti ricordare, come già discusso negli studi precedenti, che i transiti di potenza reattiva sulla rete sono parte di un complessivo quadro che prevede diversi contributi:

- apporto di potenza reattiva dovuto alla rete di trasmissione, i cui componenti (principalmente le linee) hanno comportamento induttivo/capacitivo a seconda del livello di potenza attiva circolante;
- compensatori sincroni/condensatori/induttori installati da Terna sulla RTN;
- potenza reattiva prelevata/immessa dai gruppi di produzione in regolazione di tensione (in funzione in esito a MGP);
- azioni di regolazione per il tramite di gruppi di produzione chiamati su MSD.

Alla luce di queste considerazioni si ritiene pertanto che i dati sui volumi complessivi di energia reattiva scambiata con la RTN dai clienti AT e AAT e dalla Cabine Primarie riportati nel capitolo 1 e 2 siano meramente indicativi e non possano identificare in modo diretto l'impatto di tali scambi sulla RTN.

Nell'analisi dei volumi è fondamentale considerare aspetti legati alla connotazione sia temporale che geografica dei volumi stessi; a questi aspetti si aggiunge, ai fini della determinazione dell'impatto sull'esercizio, un connotato quantitativo: in termini generali, infatti, se le quantità scambiate tra le reti sono di ridotta entità rispetto alle quantità in gioco nell'area, queste saranno di scarso impatto per la regolazione della tensione nel nodo di riferimento. Questi aspetti sono imprescindibili in un contesto, come quello sopra richiamato, di un sistema elettrico in rapida evoluzione: forte variabilità della generazione, in funzione degli esiti di mercato; incremento delle fonti rinnovabili non programmabili, anche di tipo distribuito.

Da un punto di vista temporale, non tutte le ore di esercizio sono critiche per la regolazione di tensione. Ci sono infatti intervalli di tempo in cui gli scambi di potenza reattiva influiscono negativamente sul loro contenimento (principale aspetto critico per l'esercizio relativamente alla regolazione di tensione della rete di trasmissione): in linea generale, tali situazioni corrispondono alle ore notturne ed ai giorni festivi. Viceversa, nei momenti in cui lo scambio di reattiva avviene in concomitanza di valori di tensione che non sono critici per l'esercizio, quest'ultima non è da ritenersi problematica rispetto alle azioni che il TSO deve introdurre per migliorare la qualità della tensione. È infatti doveroso ribadire che, in alcune aree, l'immissione di potenza reattiva da parte delle CP, ad esempio per sostenere il carico industriale nelle ore diurne nell'area, è un contributo utile alla corretta gestione della regolazione di tensione, mentre lo stesso comportamento, in ore scariche e in concomitanza di tensioni alte su entrambe le reti di subtrasmissione e trasmissione, ha un connotato negativo.

In merito alla connotazione geografica/nodale si evidenzia che i problemi di tensione sono principalmente presenti in aree lontane dai nodi di carico. Al fine di identificare le aree in cui lo scambio di potenza reattiva tra le reti rappresenta una concausa critica alla regolazione di tensione, è dunque necessaria un'analisi puntuale per identificare la correlazione tra i fenomeni di tensioni elevate sulla rete primaria e quelli sulle reti di sub-trasmissione al fine di individuare le aree in cui l'immissione di potenza reattiva da parte delle reti sottostanti contribuisce negativamente, e in modo non trascurabile, alla regolazione di tensione della rete primaria, relativamente alla quale Terna effettua le attività di regolazione e identifica le risorse necessarie.

Stante l'impossibilità di attribuire a priori al 100% del reattivo immesso un diretto effetto sulla RTN Terna ha svolto ulteriori analisi per studiare la relazione tra i profili di tensione sulla RTN e l'energia reattiva scambiata nei punti di prelievo e di interconnessione in alta e altissima tensione e individuare quindi le sole aree per le quali il contributo di reattivo del DSO che risale dalla rete MT influisce negativamente, in modo non trascurabile, sulla regolazione di tensione della rete primaria.

Laddove opportunamente identificato, tale relazione consente di rendere esplicito l'effetto di tali immissioni sulle movimentazioni MSD finalizzate a mantenere un controllo efficace delle tensioni.

A partire da tali analisi è possibile dimostrare che:

- in generale, le sole immissioni capacitive influiscono negativamente sul contenimento delle tensioni sulla rete primaria, che rappresentano il principale aspetto critico per l'esercizio della rete di trasmissione. Viceversa, i prelievi di tipo induttivo e le immissioni capacitive di lieve entità, o che si verificano in concomitanza di valori di tensione sulla rete primaria non critici, non risultano essere problematici per l'esercizio;
- in ogni caso, non sempre il reattivo immesso da clienti AT/reti di distribuzione ha un effetto di rialzo eccessivo delle tensioni sulla RTN, anzi in alcune aree del sistema elettrico italiano concorre a sostenere, e dunque a stabilizzare, il regime generale dei profili di tensione;

- in generale solo in alcune fasce orarie e aree tale reattivo immesso ha un effetto negativo;
- in linea con gli studi effettuati nel passato, non esiste un fattore di potenza ottimo per il sistema, né un verso assolutamente preferenziale nello scambio di energia reattiva.

In estrema sintesi, anche a fronte dell'incremento delle immissioni di energia capacitiva registrato in questi anni, così come rappresentato nei Capitoli 1 e 2 del presente report, le aree rispetto alle quali il contributo di reattivo che risale dalla rete MT influisce negativamente sulla regolazione di tensione della rete primaria e impatta negativamente sui costi di sistema sono limitate solo ad alcune grandi aree metropolitane, anche a causa del processo di cavizzazione delle linee delle reti di distribuzione che, per loro natura, producono una importante quantità di energia reattiva capacitiva, delle caratteristiche topologiche delle medesime reti e della densità di carico che le caratterizza, nonché ad alcune specifiche aree del Sud Italia, caratterizzate tipicamente da minor presenza in servizio in esito ai mercati dell'energia di generazione regolante e basso carico.

# 1 Metodologia di calcolo dei volumi di energia reattiva

Sulla base dei dati forniti dai misuratori installati presso le Cabine Primarie e i clienti AT è stata quantificata, per ciascun quarto d'ora, l'energia reattiva distinguendola sia in relazione al segno che essa stessa assume sia in relazione al segno della potenza attiva.

Ne consegue che, considerando nel singolo quarto d'ora due valori netti possibili di energia attiva (entrante o uscente dalla rete terna), sarà possibile avere quattro diversi valori di energia reattiva nel quarto d'ora. La Tabella 1 e la Figura 1 di seguito riassumono le convenzioni utilizzate:

#	Codice	Descrizione	Quadrante
1	EEA	Energia attiva entrante (immessa) nella rete Terna	Q1-Q4
2	EUA	Energia attiva uscente (prelevata) dalla rete Terna	Q2-Q3
3	EEI	Energia reattiva immessa (capacitiva) nella rete Terna ed energia attiva immessa nella rete Terna	Q1
4	EEC	Energia reattiva prelevata (induttiva) dalla rete Terna ed energia attiva immessa nella rete Terna	Q4
5	EUI	Energia reattiva prelevata (induttiva) dalla rete Terna ed energia attiva prelevata dalla rete Terna	Q3
6	EUC	Energia reattiva immessa (capacitiva) nella rete Terna ed energia attiva prelevata dalla rete Terna	Q2

Tabella 1 – Convenzioni utilizzate

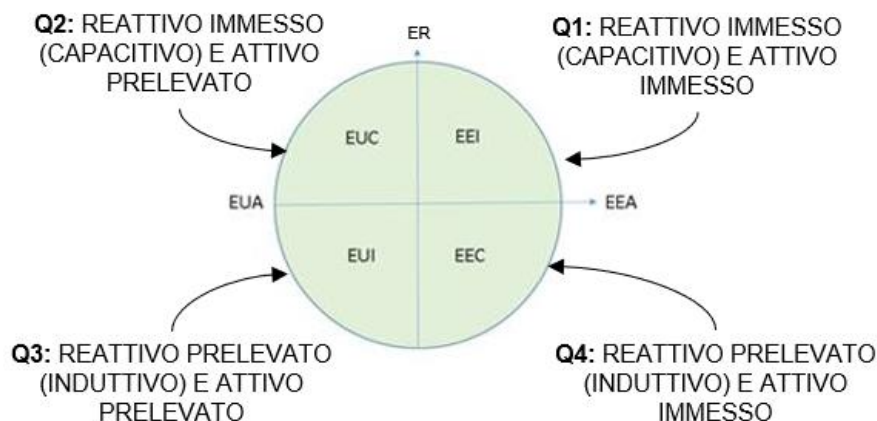


Figura 1 – Convenzioni utilizzate



In passato (per gli studi del 2014 e del 2018), le analisi si basavano sul criterio secondo cui i valori di energia reattiva, rispettivamente nei due quadranti superiori (Q1 e Q2) e nei due quadranti inferiori (Q3 e Q4), venivano accorpati in virtù del fatto che rappresentano grandezze fisiche coerenti. Pertanto, il valore di energia reattiva annua complessiva che veniva fornito era la somma, in valore assoluto, di queste due quantità, senza tener conto della distinzione tra quadranti. Per quanto detto precedentemente, si è ritenuto di fornire un grado di dettaglio maggiore e, di seguito, al fine di consentire una riconciliazione tra le analisi presenti in questo documento e le precedenti, vengono riportate le due metodologie applicate (indicandole rispettivamente con i nomi di *Metodo classico* e *Metodo quattro quadrati*).

#### Metodo classico

Per ciascun quarto d'ora si calcola l'energia reattiva netta complessivamente scambiata tra il cluster (clienti AT o Cabine Primarie) e la RTN tramite la seguente formula:

$$\mathbf{Reattivo\ Netto} = EEC + EUI - EUC - EEI$$

Se tale numero è positivo, allora l'energia reattiva di quel quarto d'ora è energia reattiva prelevata dalla RTN (induttiva), se negativo essa è energia reattiva immessa nella RTN (capacitiva).

Il dato nazionale esprime l'energia reattiva annua senza distinzione del quadrante, calcolata come somma delle energie reattive nette quartodinarie a livello Italia.

#### Metodo quattro quadranti

Per ciascun quarto d'ora si considera l'energia reattiva corrispondente a ciascuno dei quattro quadranti, senza effettuare alcuna operazione di netting. Di conseguenza, quando si calcola il totale dell'energia reattiva annuale (o mensile), si conserva un maggior grado di dettaglio e si giunge ad un quantitativo di reattivo complessivamente scambiato sempre superiore rispetto a quello calcolato con il metodo classico.

Per mostrare come i due approcci forniscano valori differenti ma coerenti si mostrano di seguito due esempi, relativi all'energia di due qdo di riferimento.

#### Caso 1

	EEC	EUC	EEI	EUI
<b>26/12/2020 - 03:45</b>	26	999	118	90

#### Calcolo con metodo classico

$$\mathbf{Reattivo\ Netto} = EEC + EUI - EUC - EEI = 26 + 90 - 999 - 118 = \mathbf{-1.001\ MVarh}$$

Il netto è negativo quindi si tratta di reattivo capacitivo (immesso nella RTN), pari a **- 1.001 MVarh**

Calcolo con metodo quattro quadranti

**Induttivo** = EEC + EUI = 26 + 90 = 116 MVarh

**Capacitivo** = EUC + EEI = 999 + 118 = 1.117 MVarh

**Reattivo Netto** = Induttivo – Capacitivo = **-1.001 MVarh**

Caso 2

EEC	EUC	EEI	EUI
99	227	52	1180

**05/08/2020 - 11:45**

Calcolo con metodo classico

**Reattivo Netto** = EEC + EUI – EUC – EEI = 99 + 1180 – 227 – 52 = **1.000 MVarh**

Il netto è positivo quindi si tratta di reattivo induttivo (prelevato dalla RTN), pari a **1.000 MVarh**.

Calcolo con metodo quattro quadranti

**Induttivo** = EEC + EUI = 99 + 1.180 = 1.279 MVarh

**Capacitivo** = EUC + EEI = 227 + 52 = 279 MVarh

**Reattivo Netto** = Induttivo – Capacitivo = **1 000 MVarh**

Da quanto riportato, dunque, si conclude che i due metodi sono coerenti tra loro e che, pur restituendo una differente suddivisione tra capacitivo e induttivo, conducono al calcolo di un medesimo valore per il reattivo netto totale.

## 2 Quantificazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva

Di seguito sono rappresentati, in Figura 2 e Figura 3, i valori a livello nazionale di energia reattiva prelevata/impressa nella RTN, relativamente ai clienti finali ed alle imprese distributrici (cabine primarie) con riferimento al biennio 2019 e 2020 messo a confronto con i valori di reattiva registrati negli anni 2014 e 2018<sup>1</sup> (oggetto di precedenti studi e analisi da parte di Terna e qui ricalcolato secondo il nuovo metodo dei quattro quadranti).

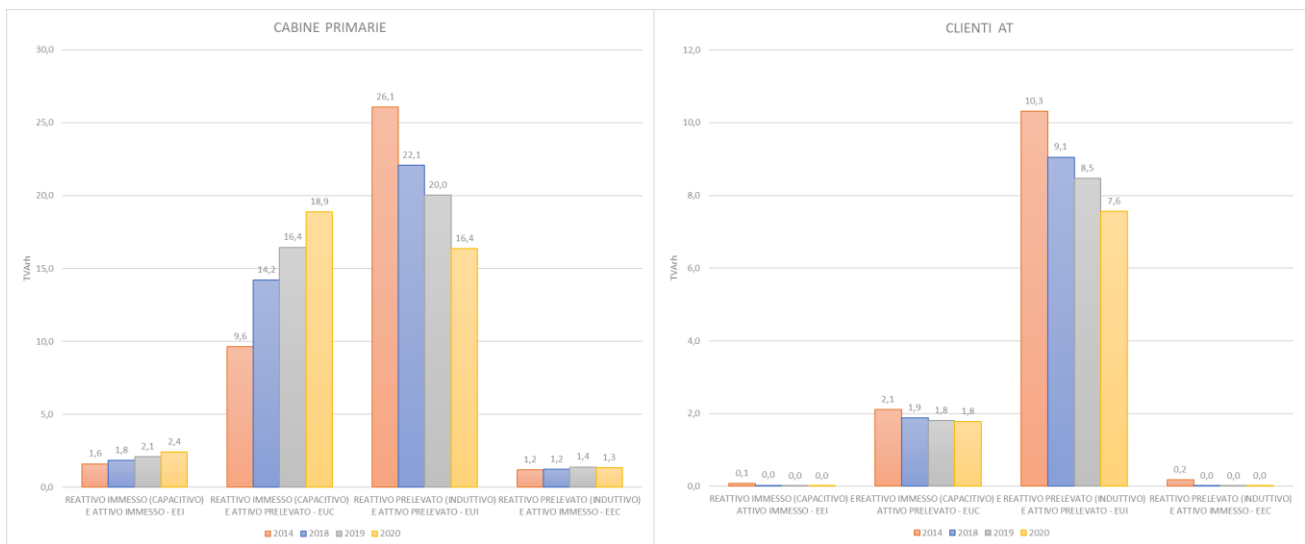


Figura 2 - Valori annui dei prelievi e delle immissioni da cabine primarie nel 2014-18-19-20

Figura 3 - Valori annui dei prelievi e delle immissioni da clienti finali in alta e altissima tensione nel 2014-18-19-20

Come si evince, i quadranti più significativi ai fini della quantificazione energetica del reattivo sono il secondo (Q2, con EUC) ed il terzo (Q3, con EUI), ovvero quelli in cui i cluster si comportano da carichi che prelevano energia attiva e, rispettivamente, immettono o prelevano energia reattiva. Osservando il grafico delle Cabine Primarie, inoltre, si possono trarre le seguenti conclusioni in relazione all'evoluzione nel corso degli anni:

- Q2 – C'è stato un incremento dell'energia reattiva immessa (capacitiva) con energia attiva in prelievo;
- Q3 - C'è stato un decremento dell'energia reattiva prelevata (induttiva) con energia attiva in prelievo;

<sup>1</sup> I valori del 2018 riflettono dati a congruaggio per rettifica dati di misura

- nel 2020, l'energia reattiva immessa (18,9 MVarh in Q2) ha superato quella prelevata (16,4 MVarh in Q3); questo fenomeno è imputabile anche al fatto che si tratta di un anno peculiare a causa della pandemia da Covid-19, con le conseguenti restrizioni alle attività produttive e la riduzione del fabbisogno nazionale.

Per quanto riguarda i Clienti AT, invece, si evidenzia un andamento delle immissioni di capacitiva più o meno stabile nel corso degli anni, con un leggero trend in diminuzione. Questo deriva dal fatto che la maggior parte di tali consumatori rappresentano carichi energivori e spesso acciaierie che, per loro natura, rappresentano carichi induttivi.

Per quanto riguarda la diminuzione nel tempo dell'assorbimento induttivo, si può ipotizzare che sia dovuta ad un carico che tende ad essere meno industriale e più terziario.

In Figura 4 e Figura 5 è rappresentato, sempre con riferimento agli anni 2019 e 2020, il dettaglio mensile dei valori di energia reattiva prelevata/immessa nella RTN, distinta ancora tra imprese distributrici (cabine primarie) e clienti finali.

Per le CP il trend sopra descritto si ripete in ciascun mese. Il profilo dell'energia capacitiva è speculare rispetto a quello dell'energia induttiva: quest'ultima tende ad aumentare in prossimità dei mesi estivi, che coincidono con i periodi di massimo carico.

Per entrambi i cluster (Cabine primarie e Clienti AT), inoltre, è visibile la discontinuità che si verifica a partire da marzo 2020, ovvero in occasione del primo lockdown legato alla pandemia.

### Cabine primarie per mese

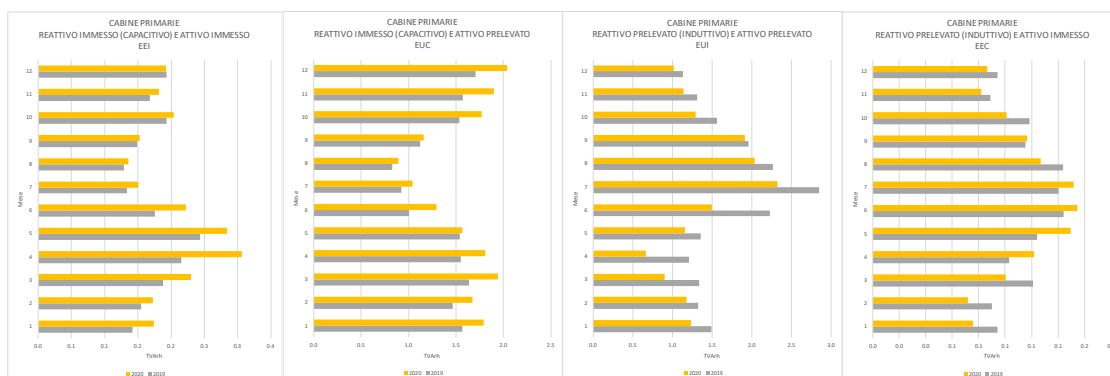


Figura 4 – Valori mensili dei prelievi e delle immissioni da cabine primarie nel 2019-20

Clienti AT per mese

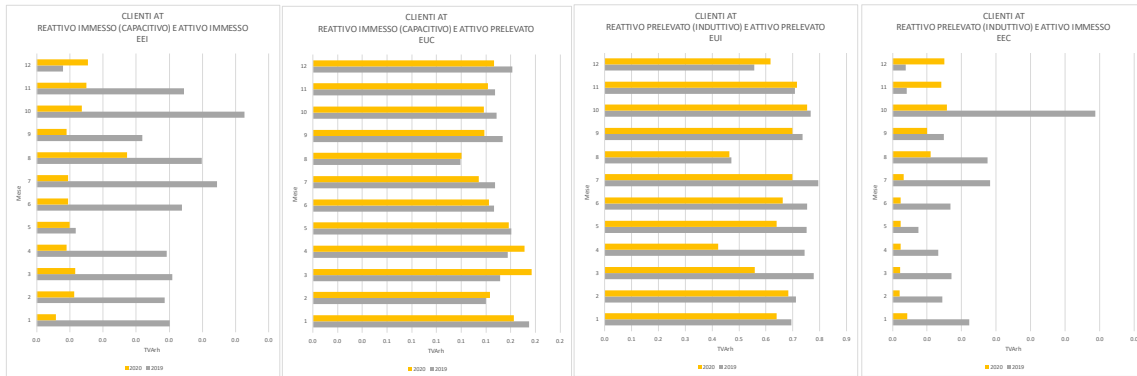


Figura 5 - Valori mensili dei prelievi e delle immissioni da clienti finali in alta e altissima tensione nel 2019-20

Di seguito è rappresentata la distribuzione, a livello di zona di mercato, delle immissioni e dei prelievi di energia reattiva nella RTN da parte delle imprese distributrici (cabine primarie) e dei clienti finali. Come per i dati nazionali, la rappresentazione si riferisce al biennio 2019-2020.

Tale analisi è stata effettuata riconducendo il dato provinciale con la suddivisione zonale del 2021 per gli anni di analisi.

Cabine primarie per zone di mercato

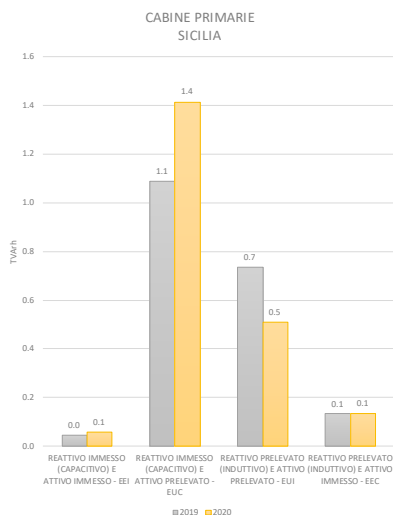


Figura 6 – Cabine primarie Sicilia

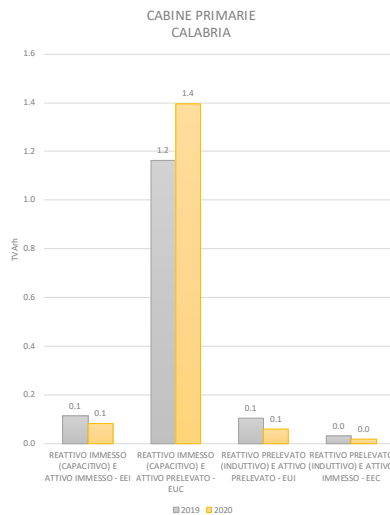


Figura 7 - Cabine primarie Calabria

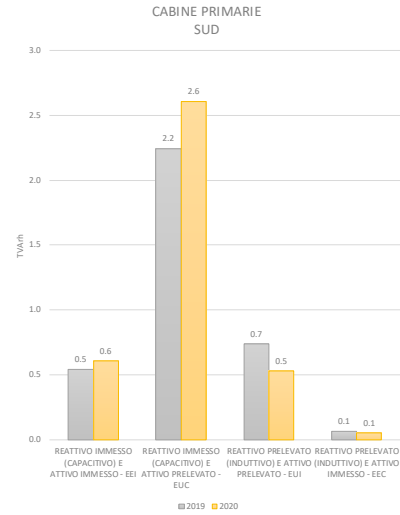


Figura 8 - Cabine primarie Sud

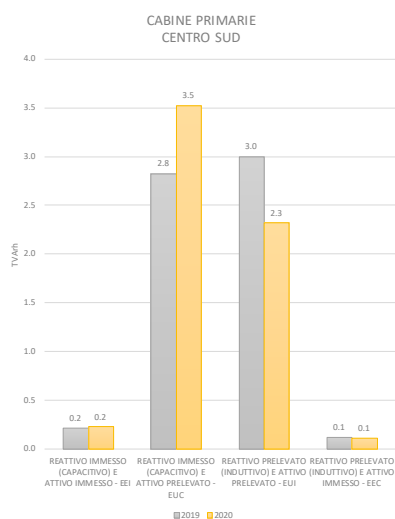


Figura 9 – Cabine primarie Centro-Sud

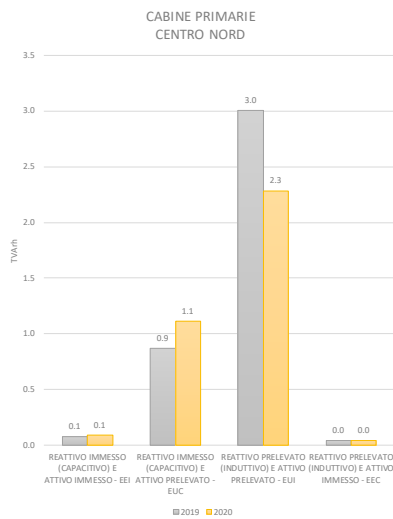


Figura 4 - Cabine primarie Centro-Nord

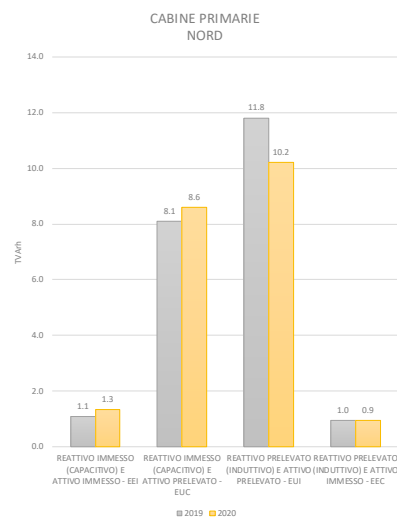


Figura 5- Cabine primarie Nord

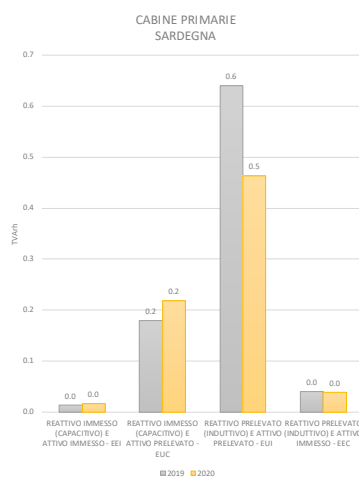


Figura 6 - Cabine primarie Sardegna

Il trend emerso sul dato nazionale, ovvero il progressivo aumento di immissioni capacitive e la diminuzione di prelievi induttivi, è confermato anche a livello zonale praticamente con riferimento a tutte le zone di mercato.

Nelle zone meridionali (Sicilia, Calabria, Sud) l'energia capacitiva risulta maggiore rispetto ai prelievi induttivi; ciò è dovuto alla maggior presenza di generazione distribuita che comporta una riduzione dei prelievi dalla rete AT / AAT. Al contrario, nelle zone centro-nord e nord il flusso continua ad essere prevalentemente induttivo.

Relativamente alle aree urbane, un ulteriore fenomeno associato alle immissioni di energia capacitiva da parte delle cabine primarie è il maggior ricorso alle linee in cavo nelle reti di distribuzione che, per loro natura, producono una importante quantità di energia reattiva.

Clienti AT per zone di mercato

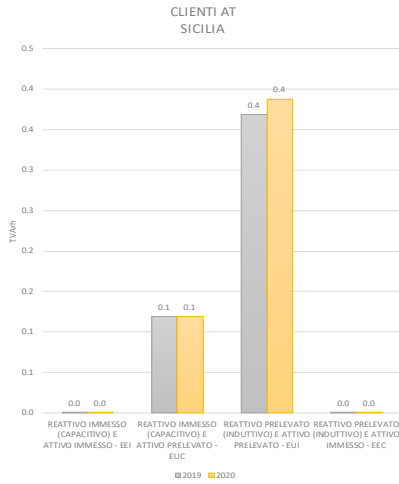


Figura 7 – Clienti AAT/AT Sicilia

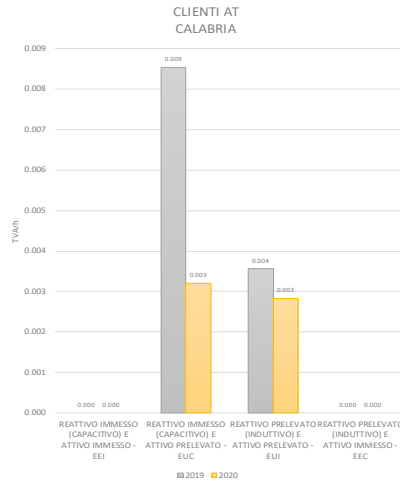


Figura 8 - Clienti AAT/AT Calabria

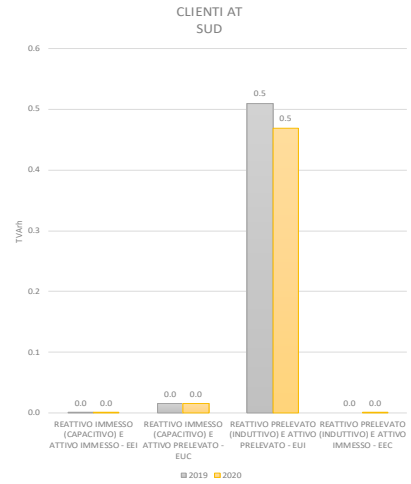


Figura 9 - Clienti AAT/AT Sud

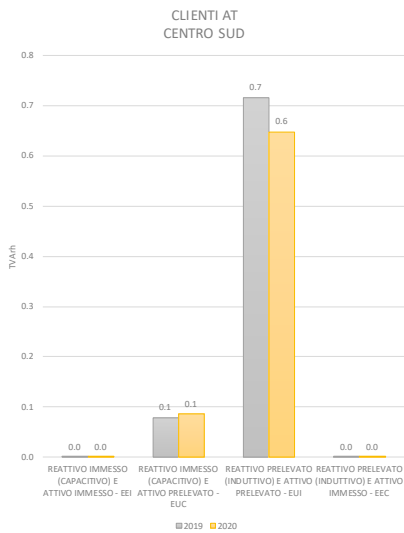


Figura 10 – Clienti AAT/AT Centro Sud

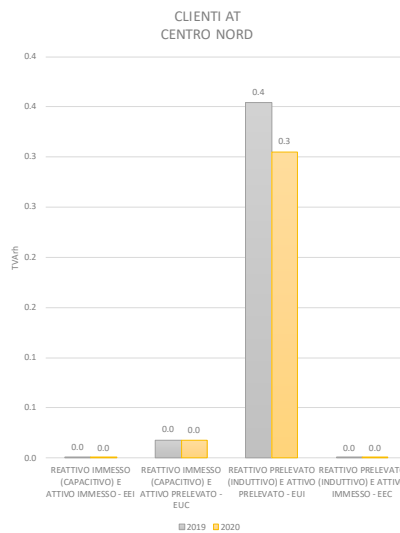


Figura 11 - Clienti AAT/AT Centro Nord

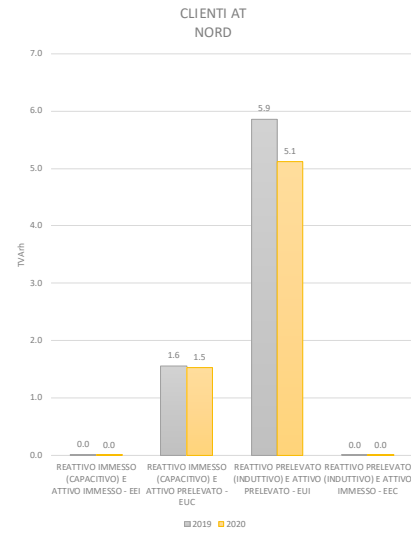


Figura 18 - Clienti AAT/AT Nord

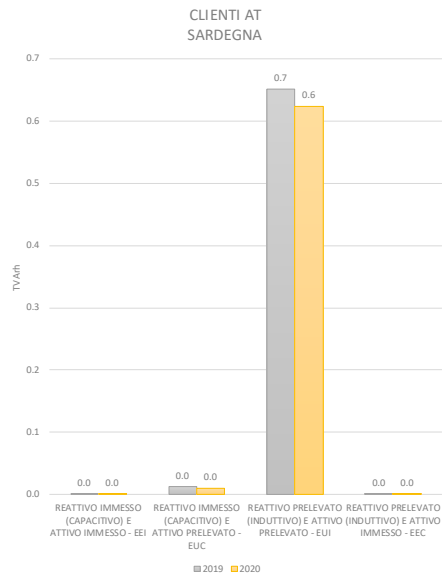


Figura 19 - Clienti AAT/AT Sardegna

Cabine primarie e Clienti AT per mese/provincia

Di seguito si riporta il dettaglio per provincie dell'energia reattiva mensile sui singoli quadranti:

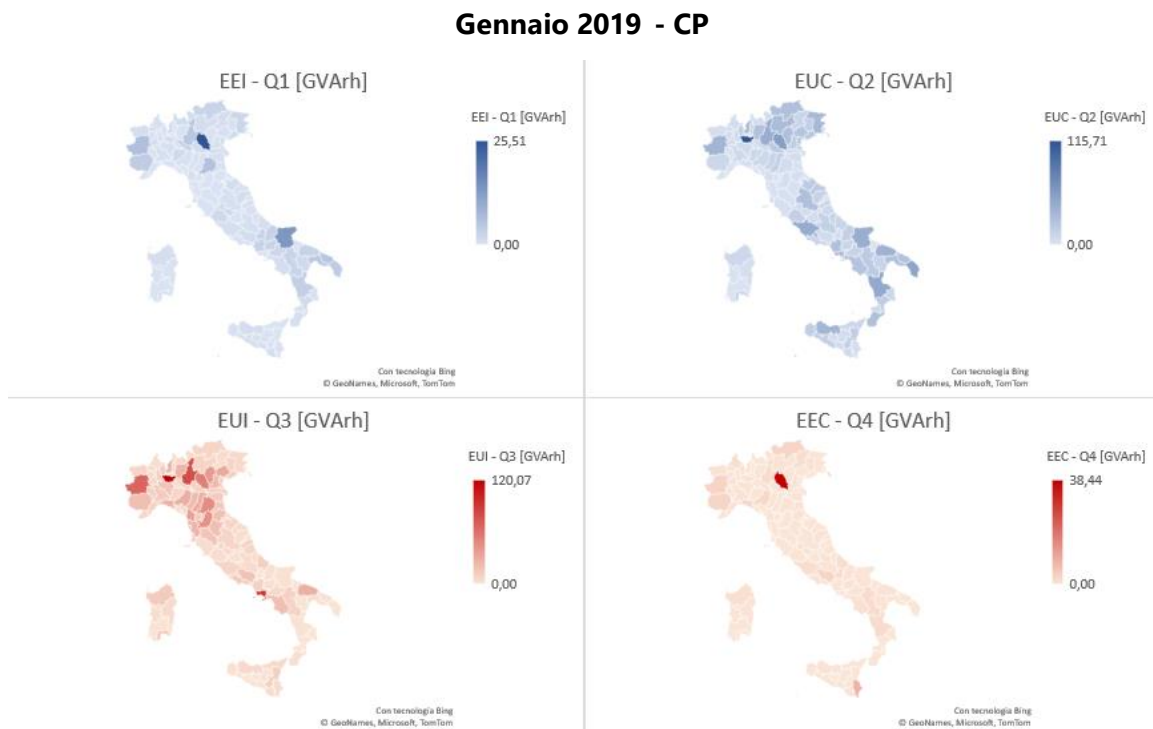


Figura 20 – dettaglio energia reattiva gennaio 2019 – CP sui singoli quadranti per provincia



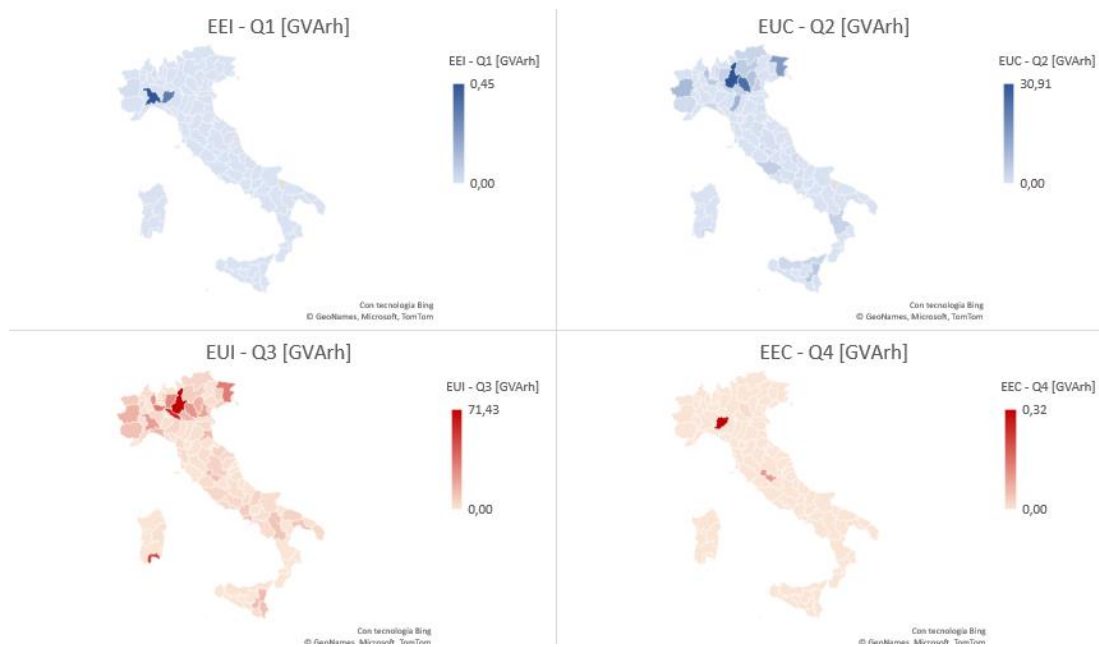
**Gennaio 2019 – Clienti AT**


Figura 21 – dettaglio energia reattiva gennaio 2019 – Cl. AT sui singoli quadranti per provincia

### Febbraio 2019 – CP

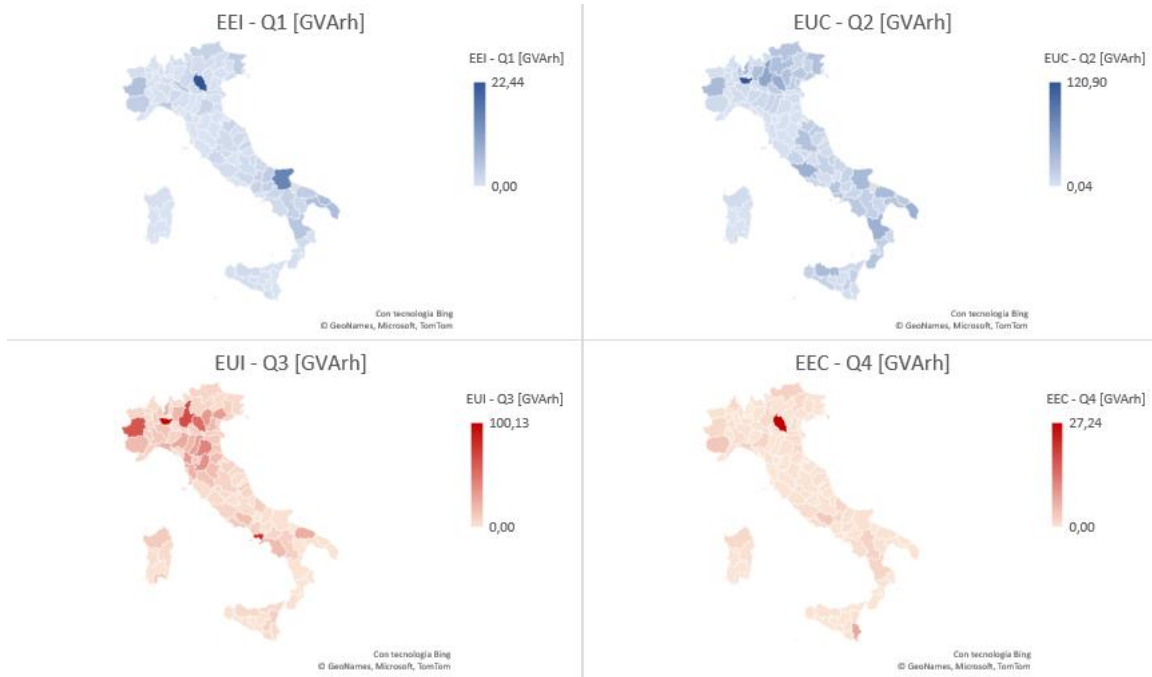


Figura 22 – dettaglio energia reattiva febbraio 2019 – CP sui singoli quadranti per provincia

### Febbraio 2019 – Clienti AT

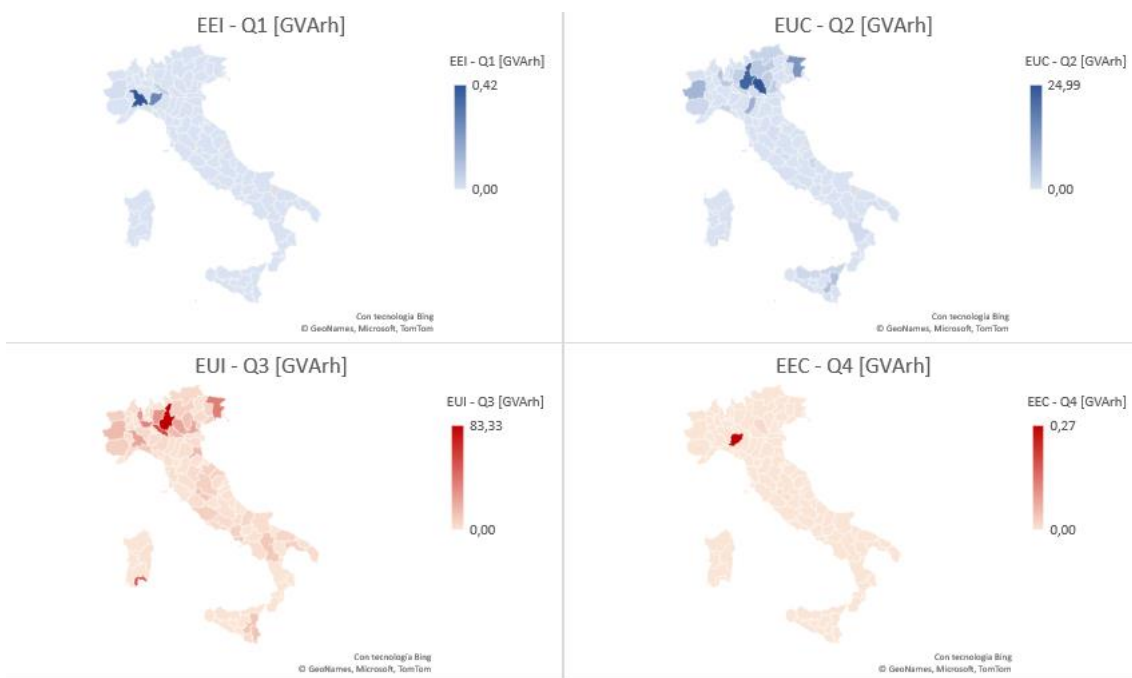


Figura 23 – dettaglio energia reattiva febbraio 2019 – Cl. AT sui singoli quadranti per provincia

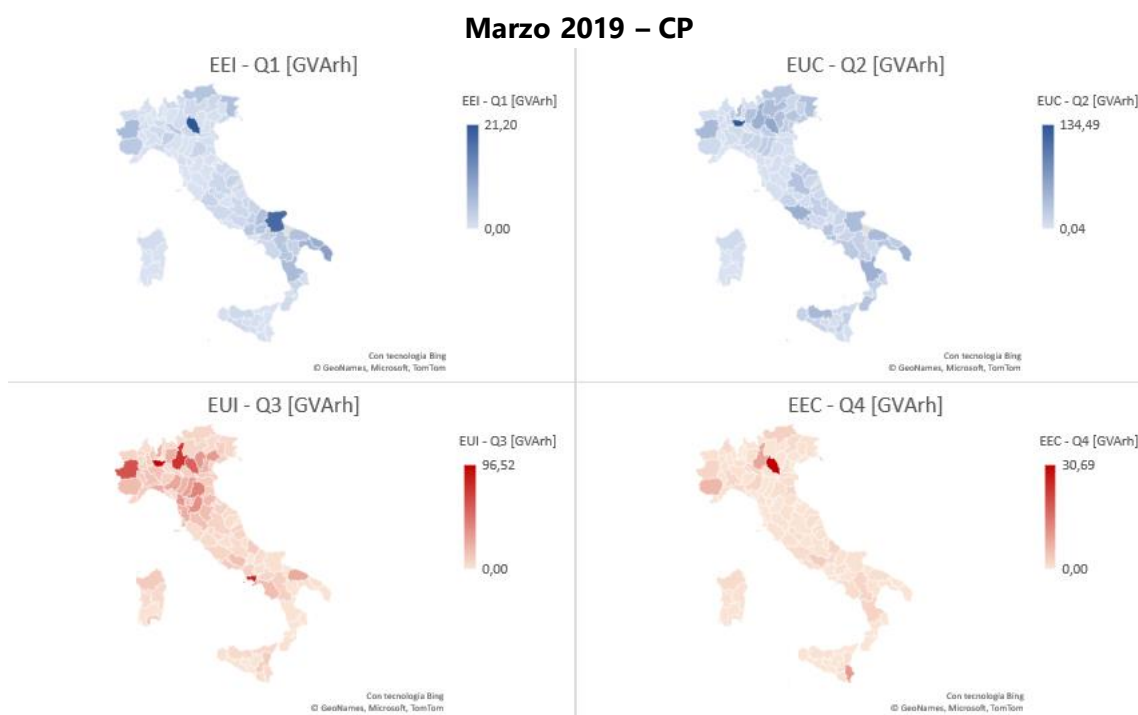


Figura 24 – dettaglio energia reattiva marzo 2019 – CP sui singoli quadranti per provincia

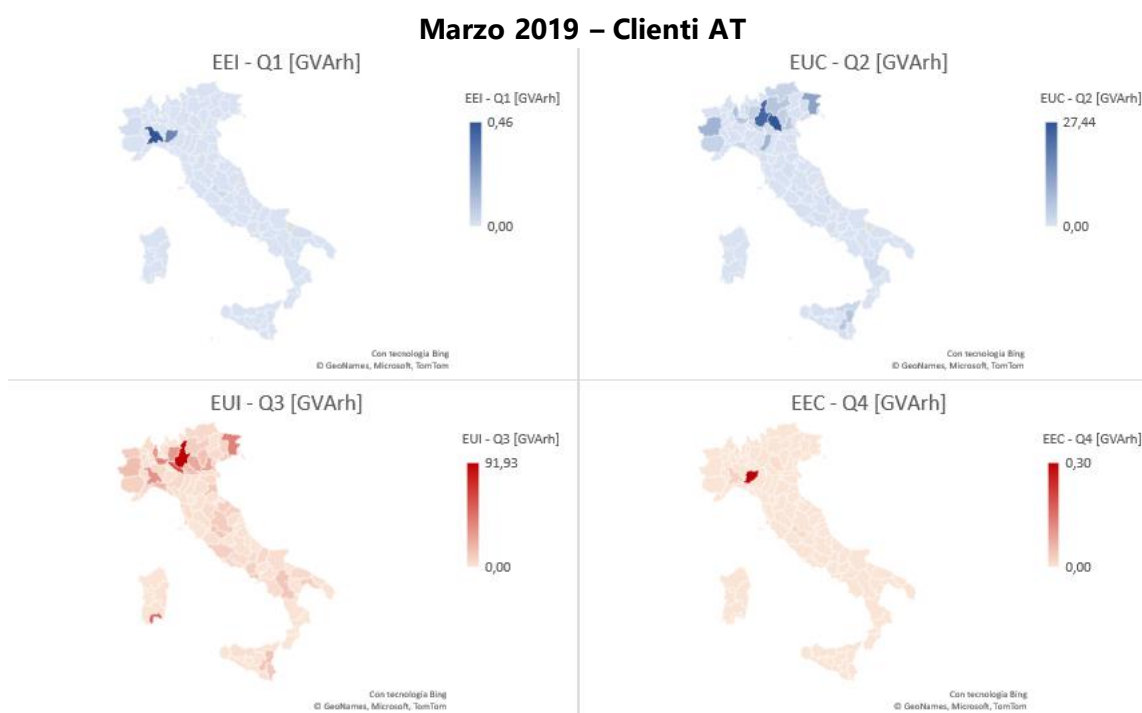


Figura 25 – dettaglio energia reattiva marzo 2019 – Cl. AT sui singoli quadranti per provincia

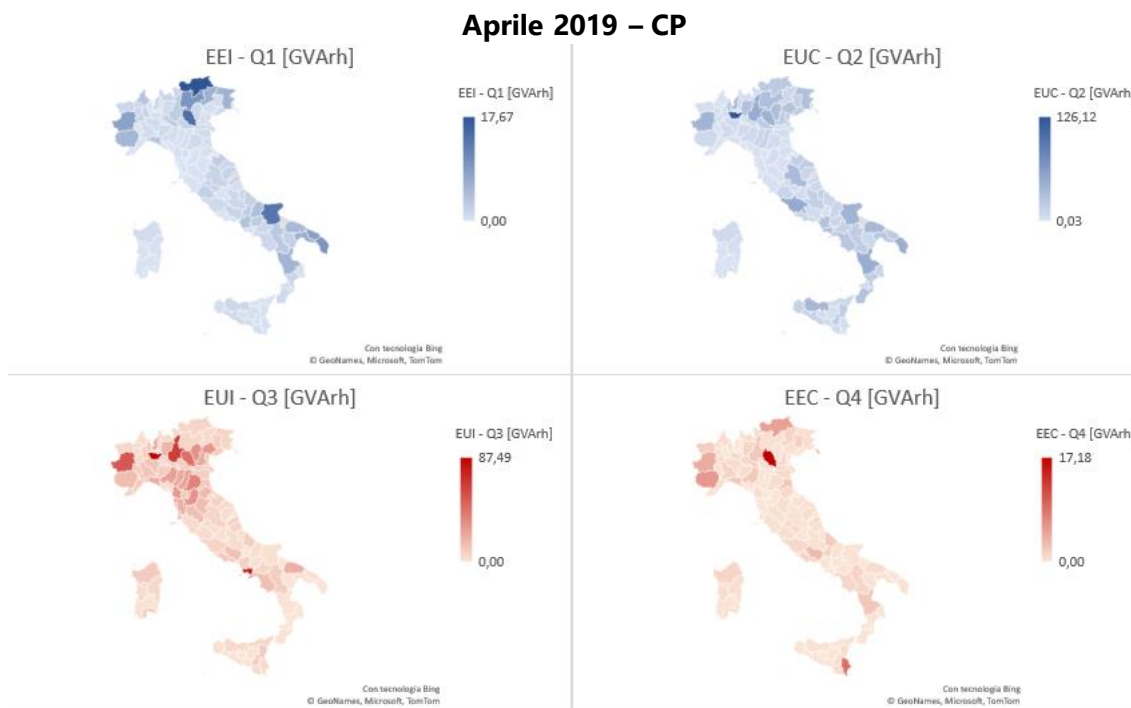


Figura 26 – dettaglio energia reattiva aprile 2019 – CP sui singoli quadranti per provincia

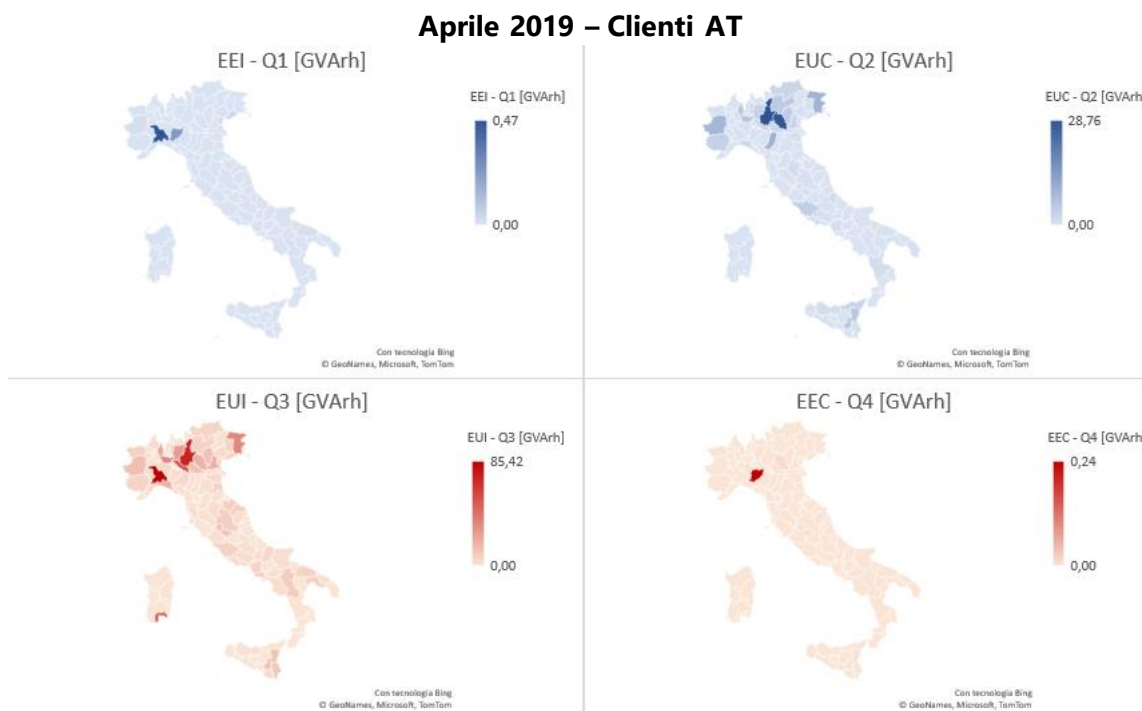


Figura 27 – dettaglio energia reattiva aprile 2019 – Cl. AT sui singoli quadranti per provincia

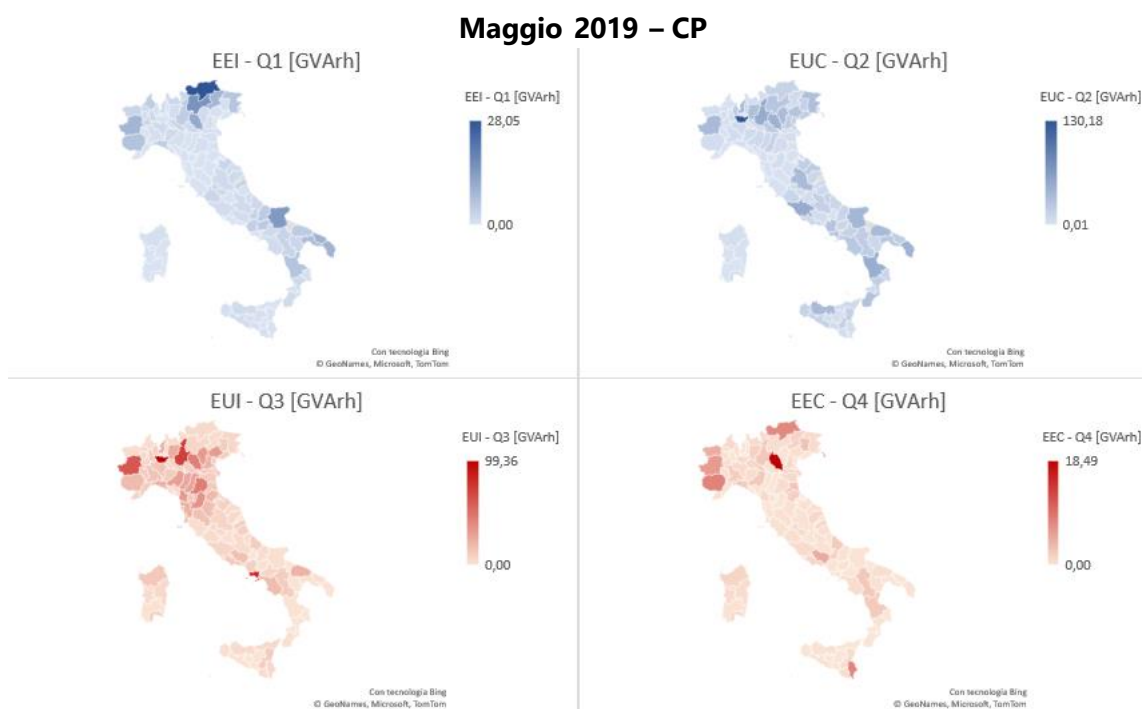


Figura 28 – dettaglio energia reattiva maggio 2019 – Cl. AT sui singoli quadranti per provincia

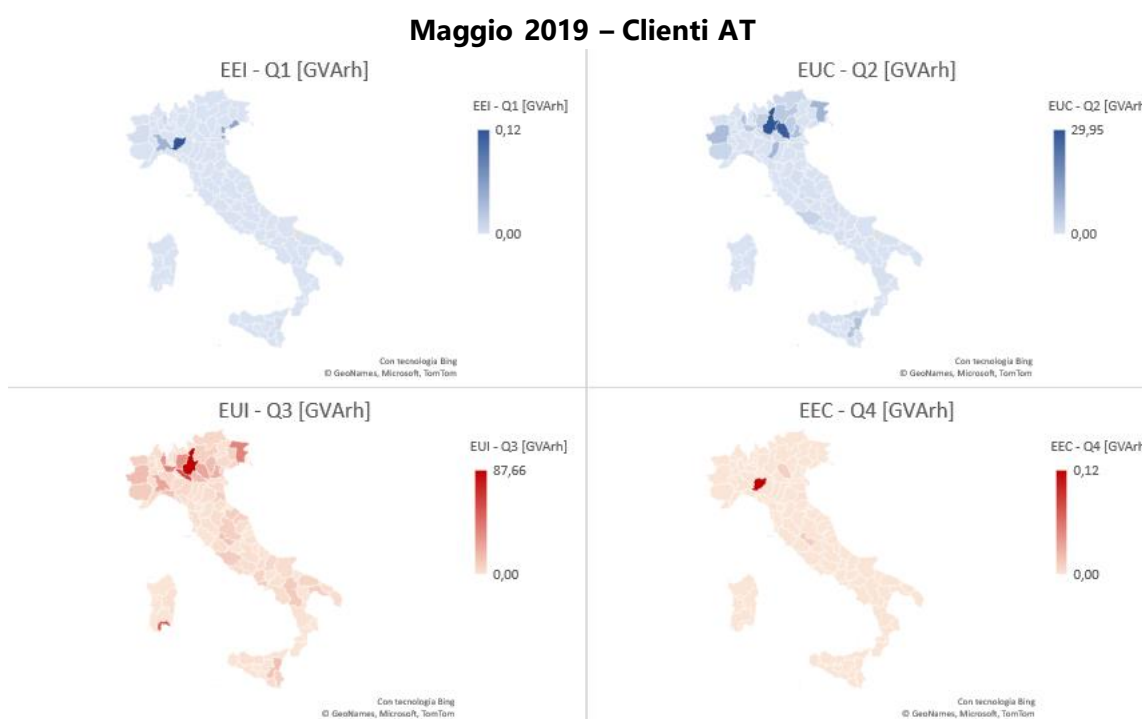


Figura 29 – dettaglio energia reattiva maggio 2019 – Cl. AT sui singoli quadranti per provincia

### Giugno 2019 – CP

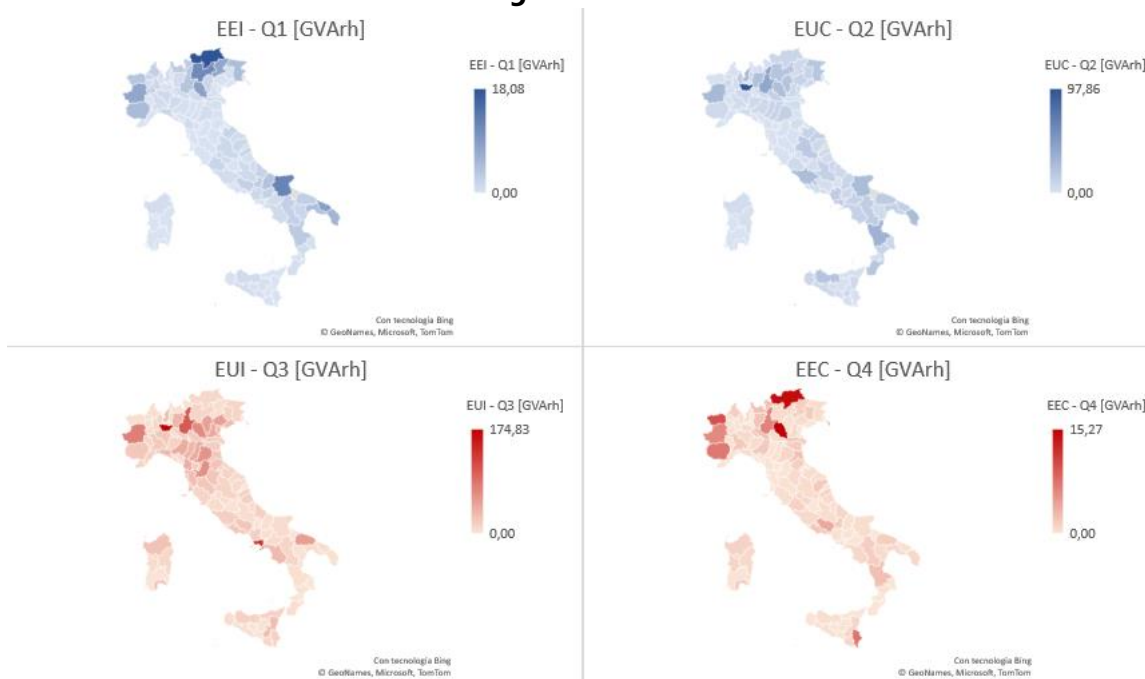


Figura 30 – dettaglio energia reattiva giugno 2019 – CP sui singoli quadranti per provincia

### Giugno 2019 – Clienti AT

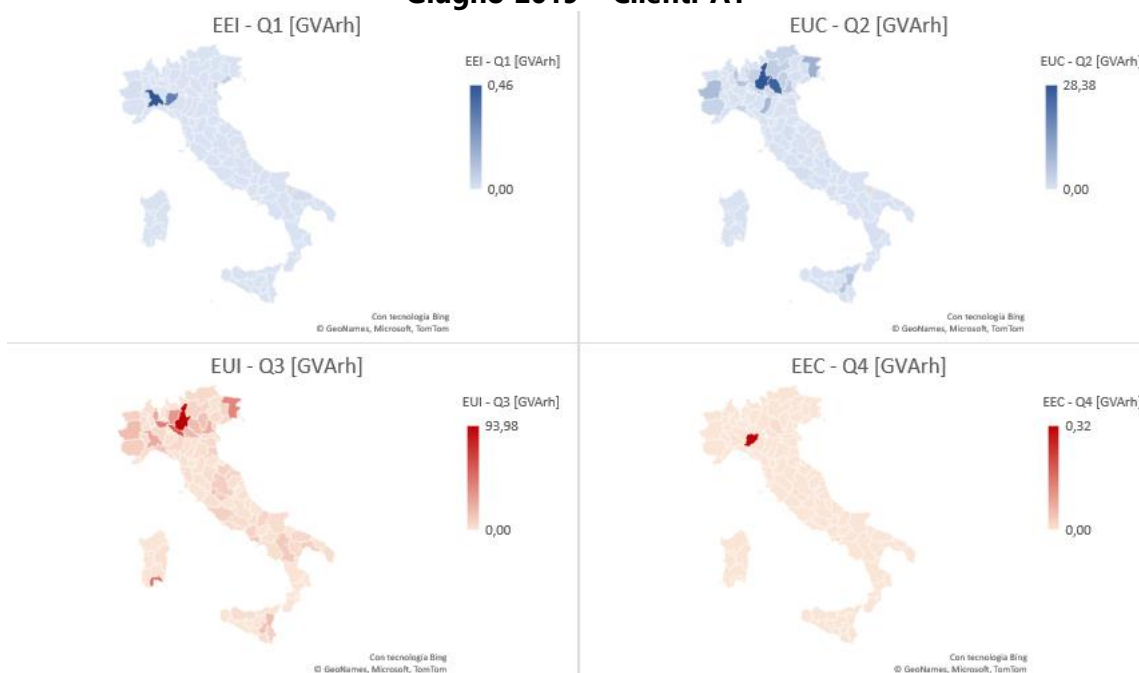


Figura 31 – dettaglio energia reattiva giugno 2019 – Cl. AT sui singoli quadranti per provincia

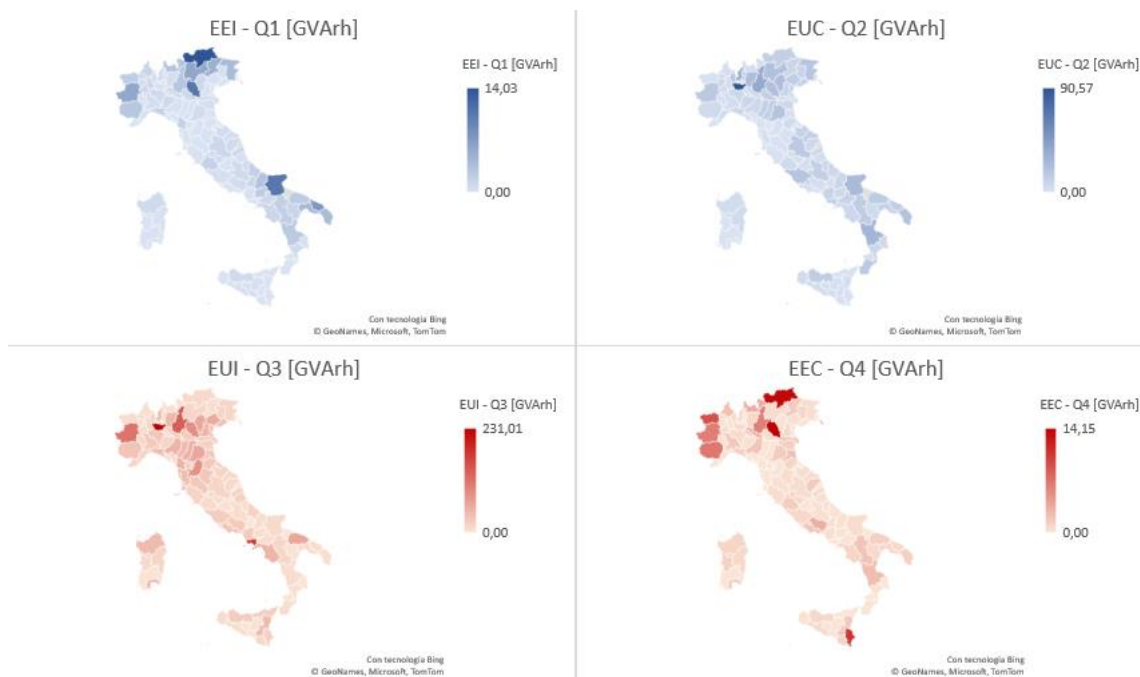
**Luglio 2019 – CP**


Figura 32 – dettaglio energia reattiva luglio 2019 – CP sui singoli quadranti per provincia

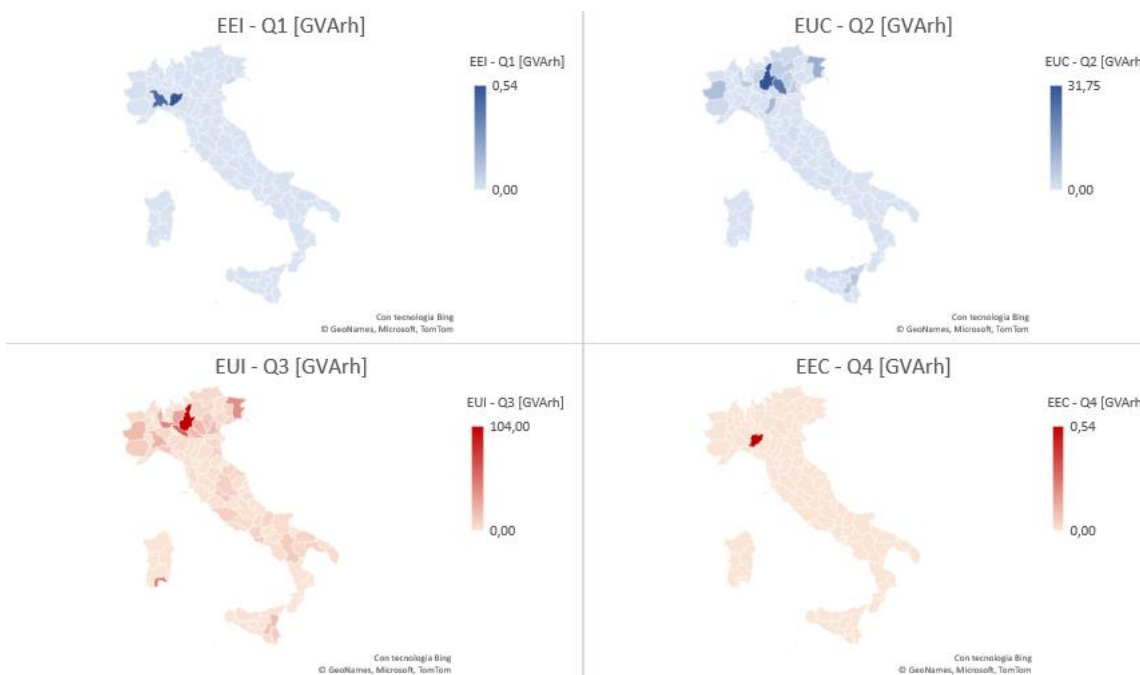
**Luglio 2019 – Clienti AT**


Figura 33 – dettaglio energia reattiva luglio 2019 – Cl. AT sui singoli quadranti per provincia

### Agosto 2019 – CP

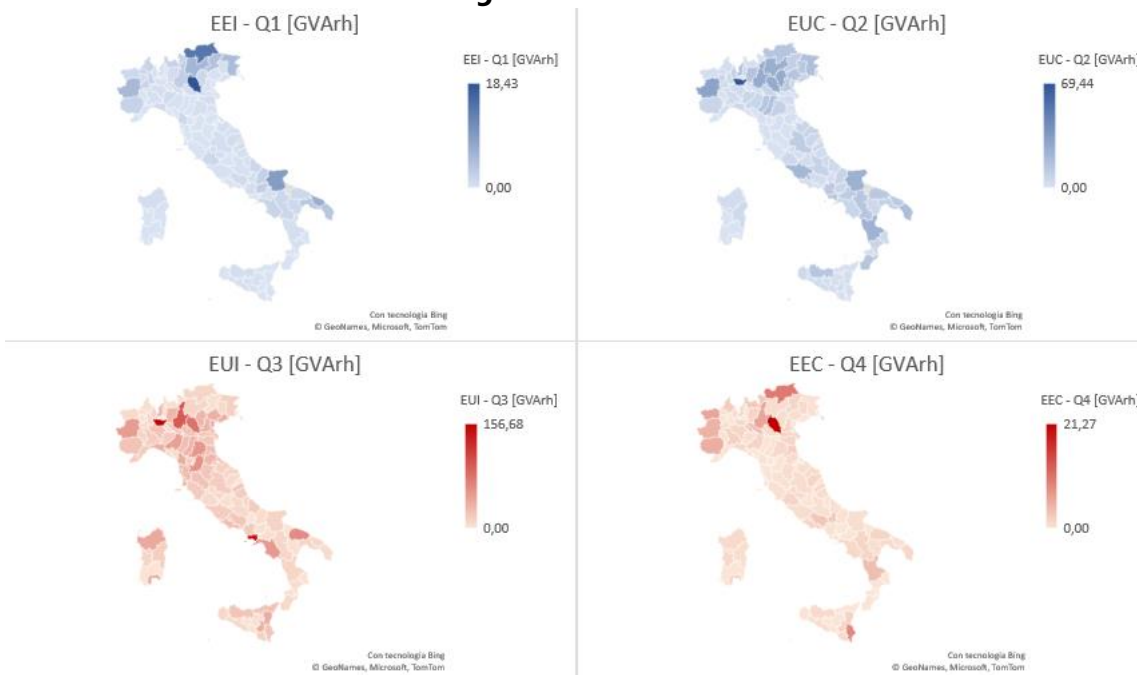


Figura 34 – dettaglio energia reattiva agosto 2019 – CP sui singoli quadranti per provincia

### Agosto 2019 – Clienti AT

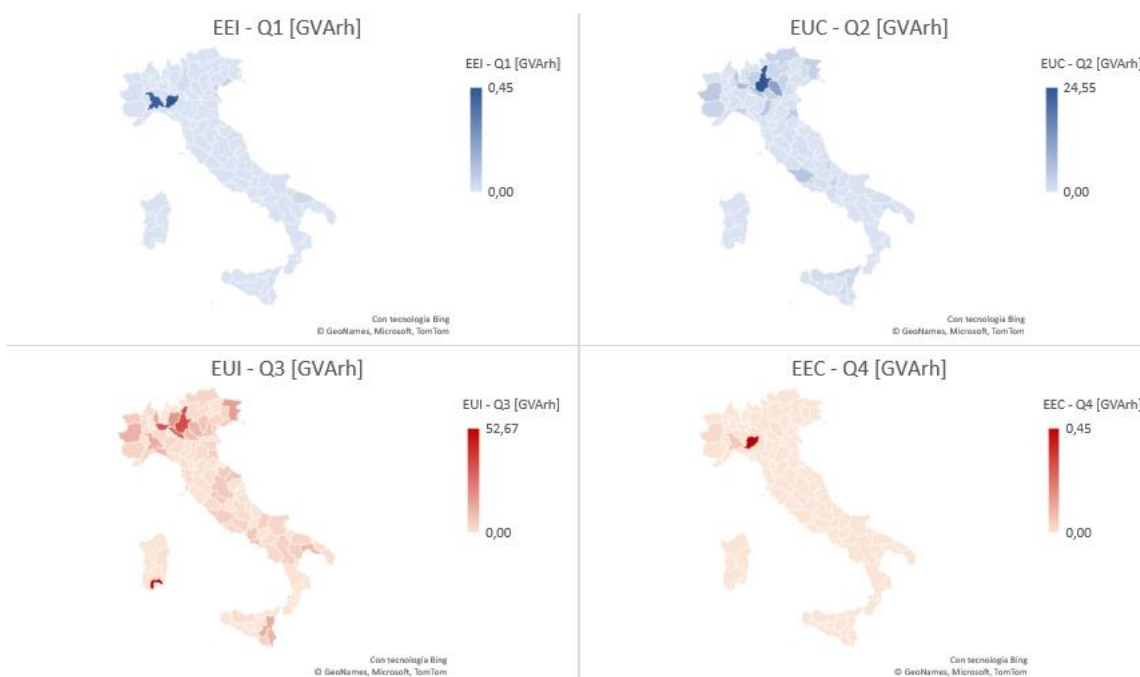


Figura 35 – dettaglio energia reattiva agosto 2019 – Cl. AT sui singoli quadranti per provincia



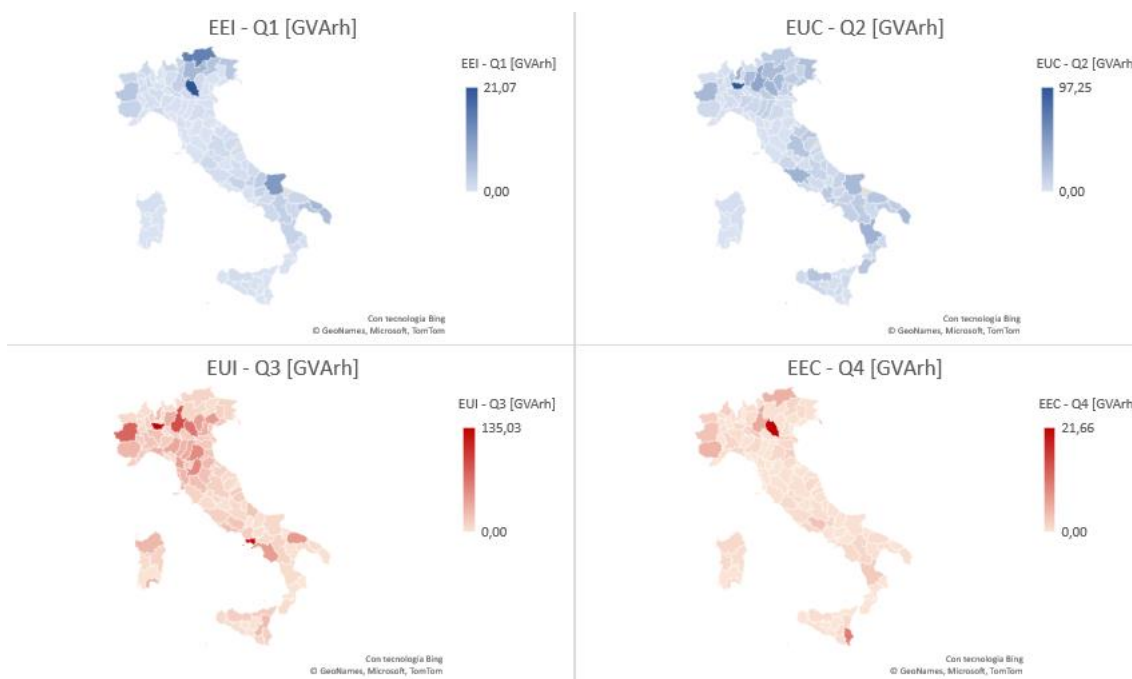
**Settembre 2019 – CP**


Figura 36 – dettaglio energia reattiva settembre 2019 – CP sui singoli quadranti per provincia

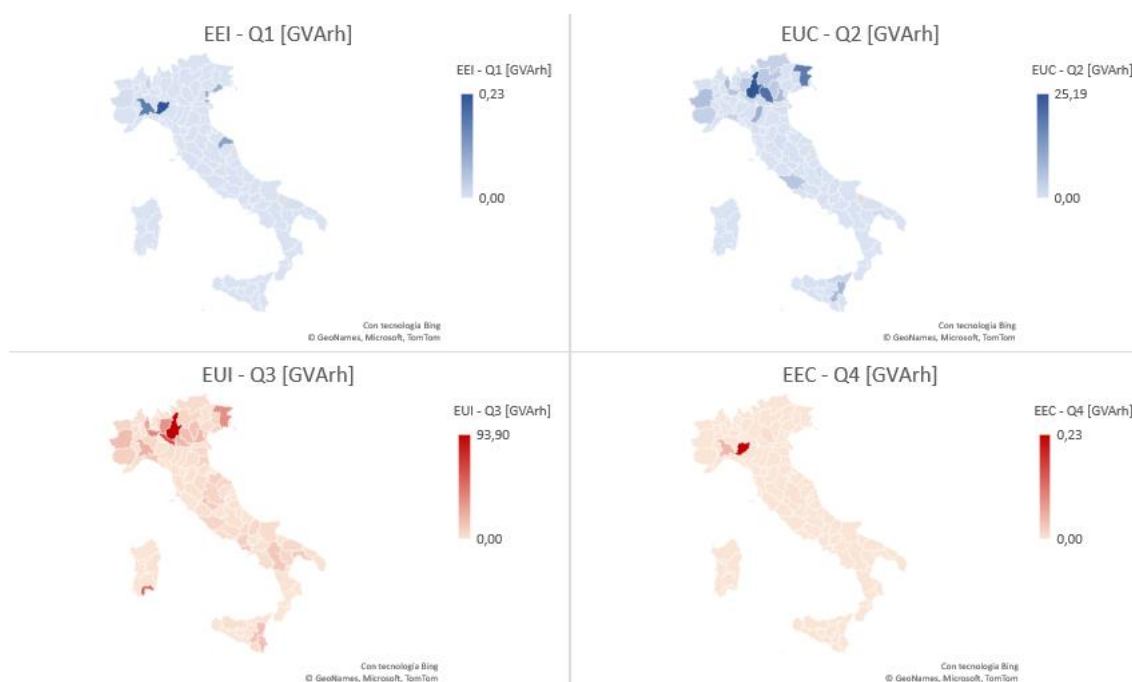
**Settembre 2019 – Clienti AT**


Figura 37 – dettaglio energia reattiva settembre 2019 – Cl. AT sui singoli quadranti per provincia

### Ottobre 2019 – CP

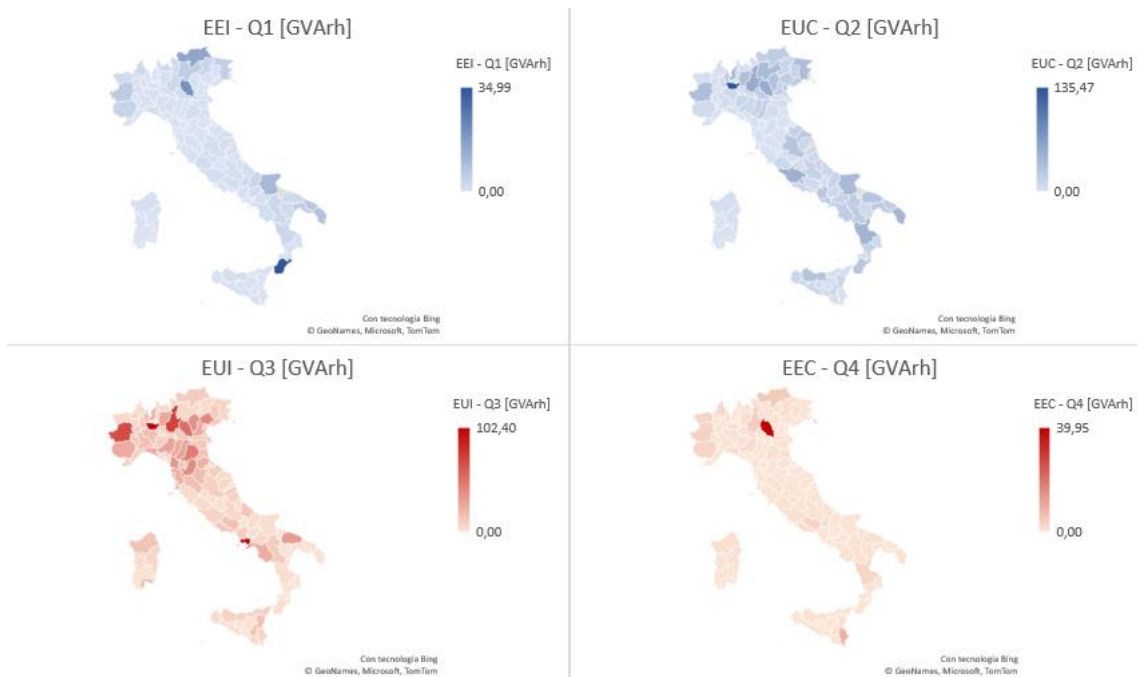


Figura 38 – dettaglio energia reattiva ottobre 2019 – CP sui singoli quadranti per provincia

### Ottobre 2019 – Clienti AT

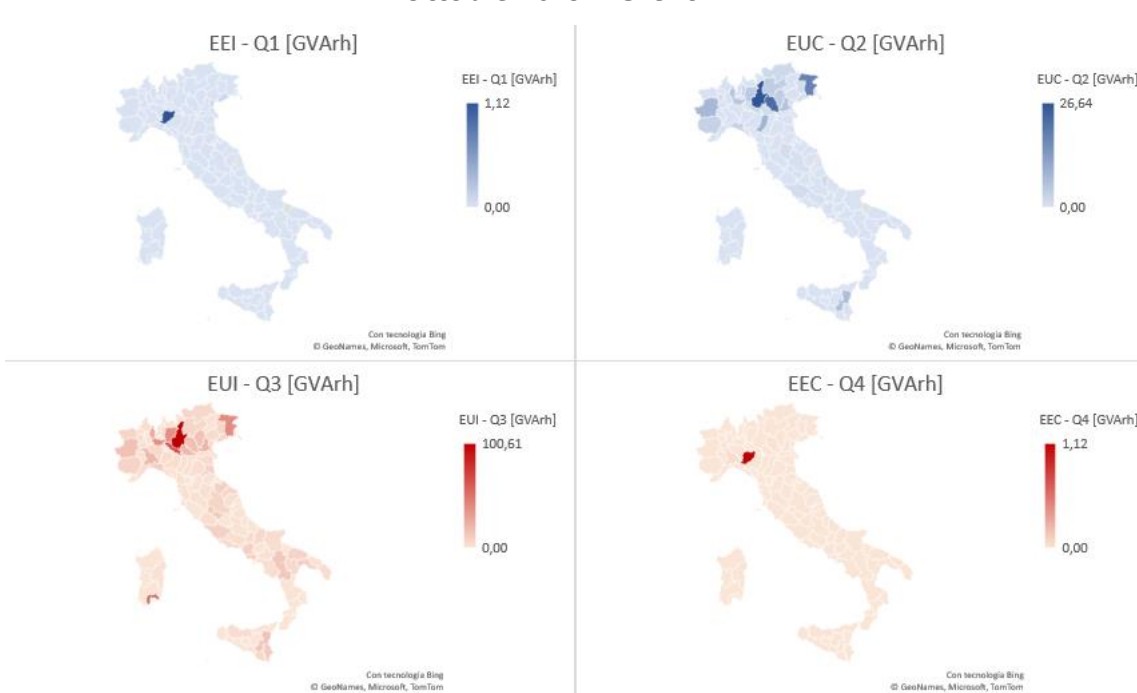


Figura 39 – dettaglio energia reattiva ottobre 2019 – Cl. AT sui singoli quadranti per provincia

**Novembre 2019 – CP**

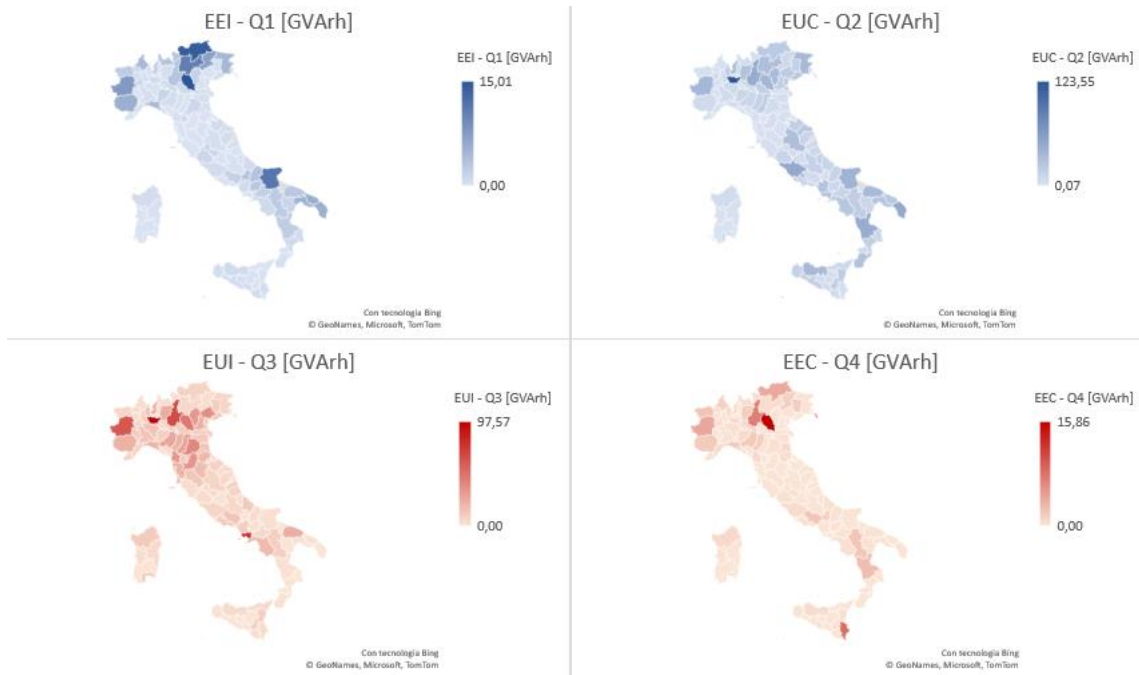


Figura 40 – dettaglio energia reattiva novembre 2019 – CP sui singoli quadranti per provincia

**Novembre 2019 – Clienti AT**

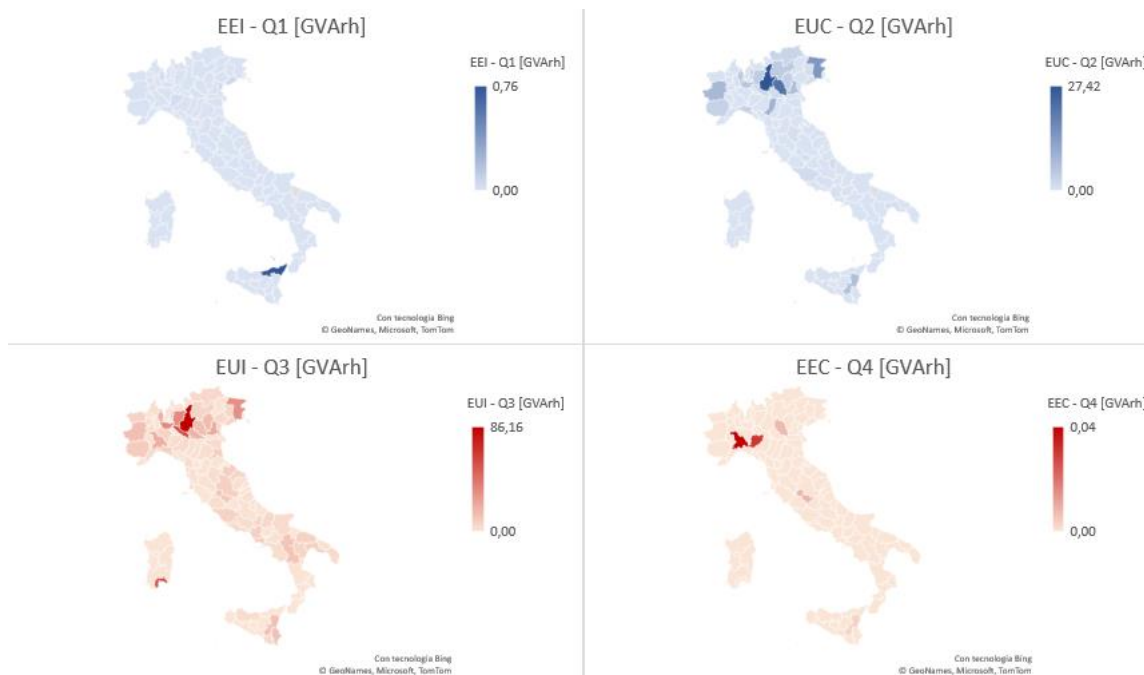


Figura 41 – dettaglio energia reattiva novembre 2019 – Cl. AT sui singoli quadranti per provincia

### Dicembre 2019 – CP

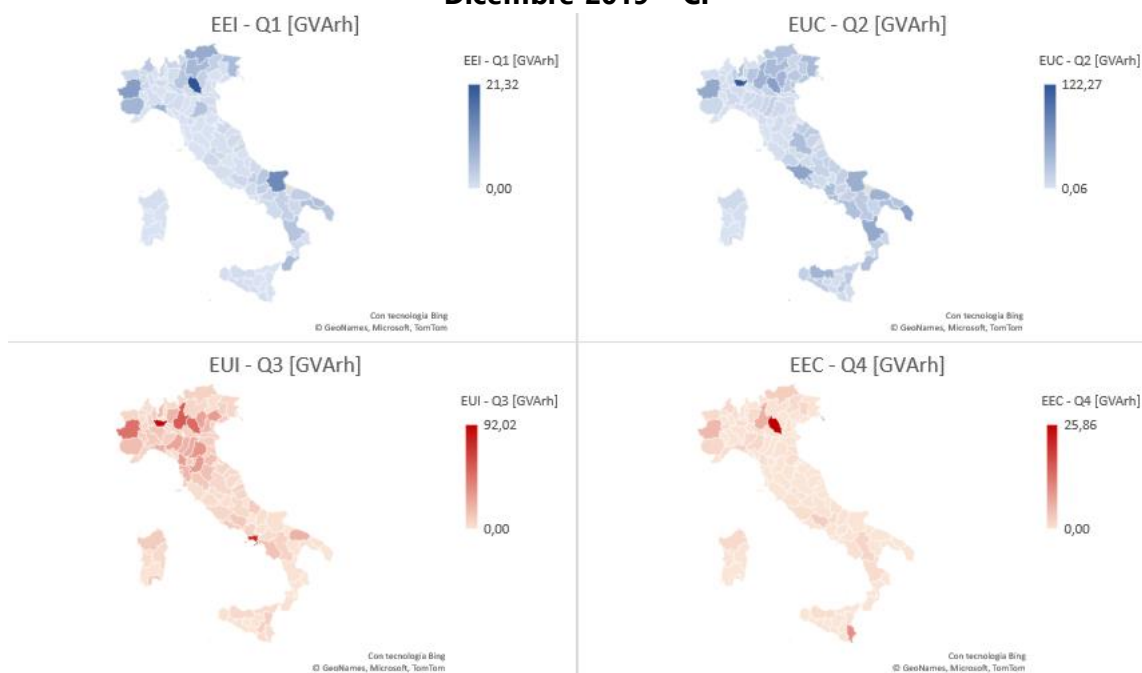


Figura 42 – dettaglio energia reattiva dicembre 2019 – CP sui singoli quadranti per provincia

### Dicembre 2019 – Clienti AT

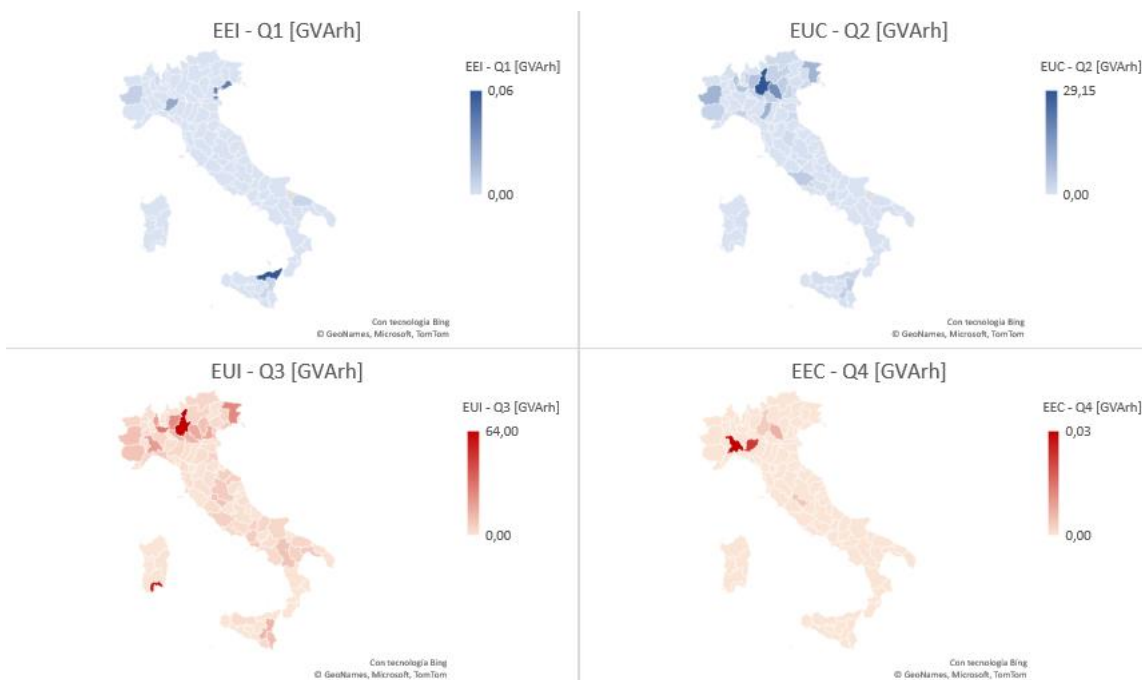


Figura 43 – dettaglio energia reattiva dicembre 2019 – Cl. AT sui singoli quadranti per provincia

Istogrammi CP e Clienti AT per aree geografiche

In questa sezione viene rappresentata la distribuzione statistica della potenza reattiva scambiata dalle cabine primarie e dai clienti AT riferita a tutti i quarti d'ora dell'anno 2019 e dell'anno 2020 a livello nazionale e per le seguenti aree:

- Nord Ovest (senza Sardegna);
- Nord Est;
- Centro Sud (senza Sicilia);
- Sicilia;
- Sardegna.

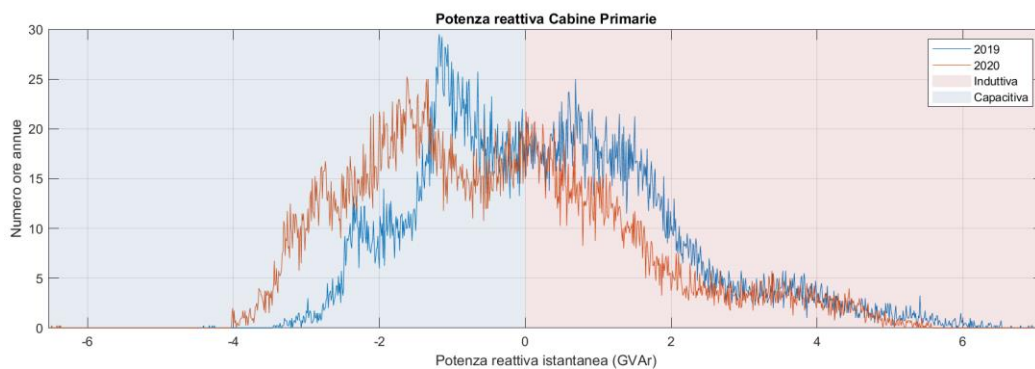


Figura 44. Curve di distribuzione CP-Italia

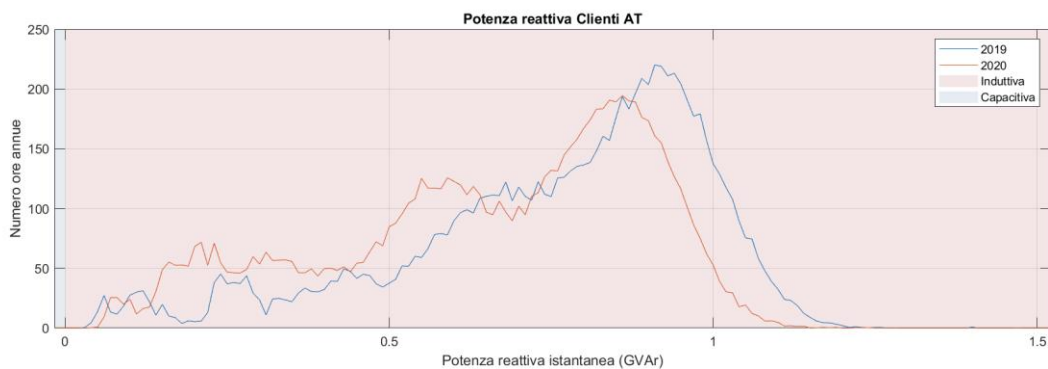


Figura 45. Curve di distribuzione CL AT -Italia

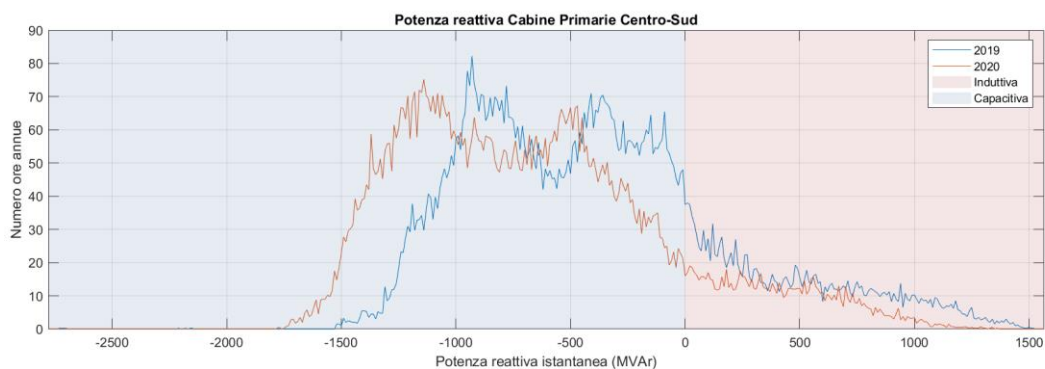


Figura 46. Curve di distribuzione CP – Centro Sud

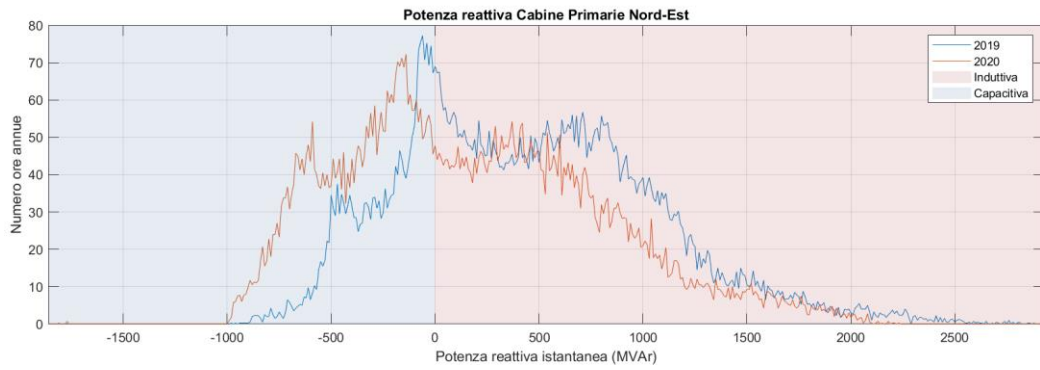


Figura 47. Curve di distribuzione CP – Nord Est

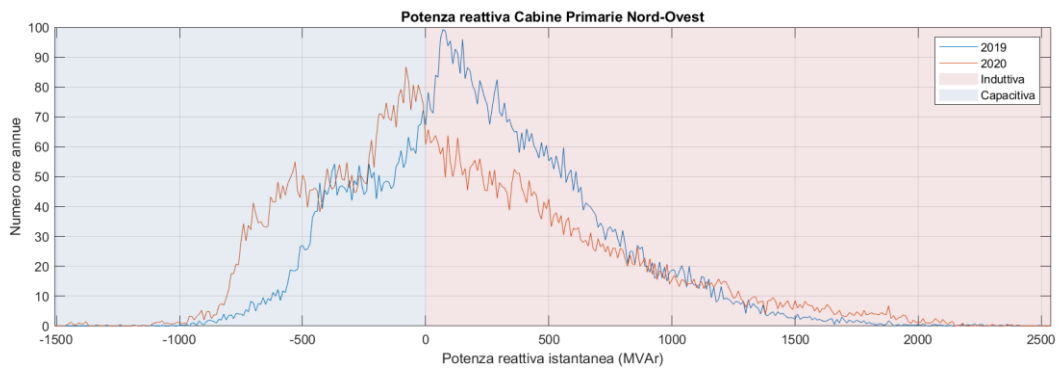


Figura 48. Curve di distribuzione CP – Nord Ovest

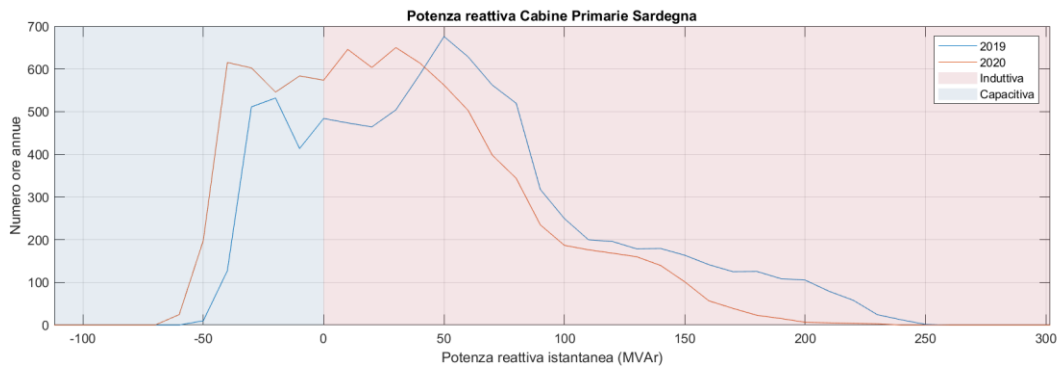


Figura 49. Curve di distribuzione CP – Sardegna

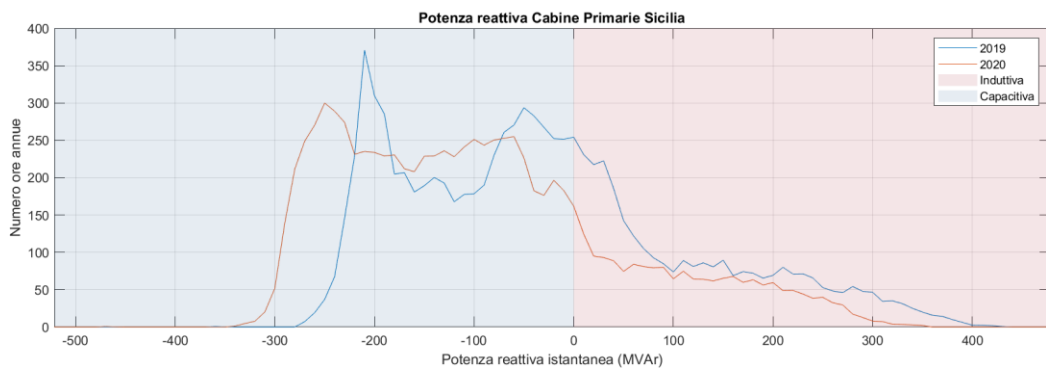


Figura 50. Curve di distribuzione CP – Sicilia

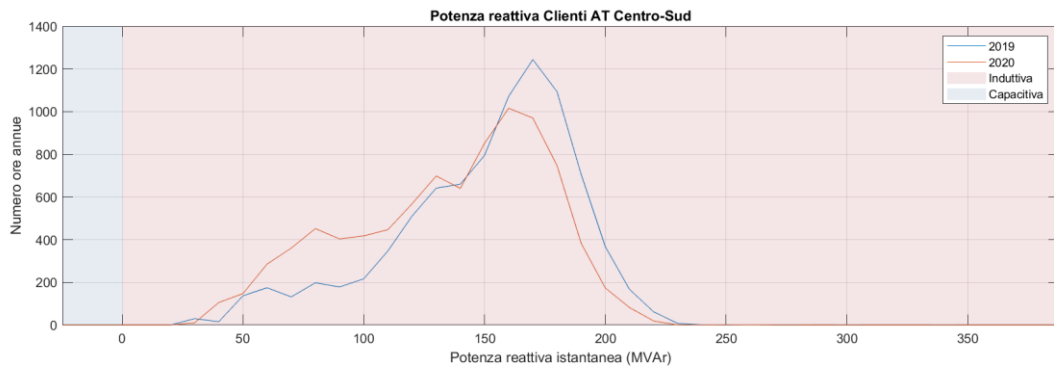


Figura 51. Curve di distribuzione CL AT – Centro Sud

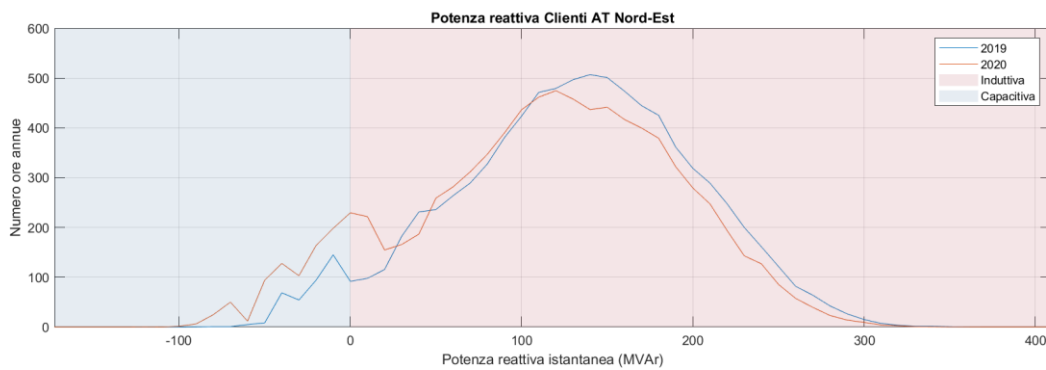


Figura 52. Curve di distribuzione CL AT – Nord Est

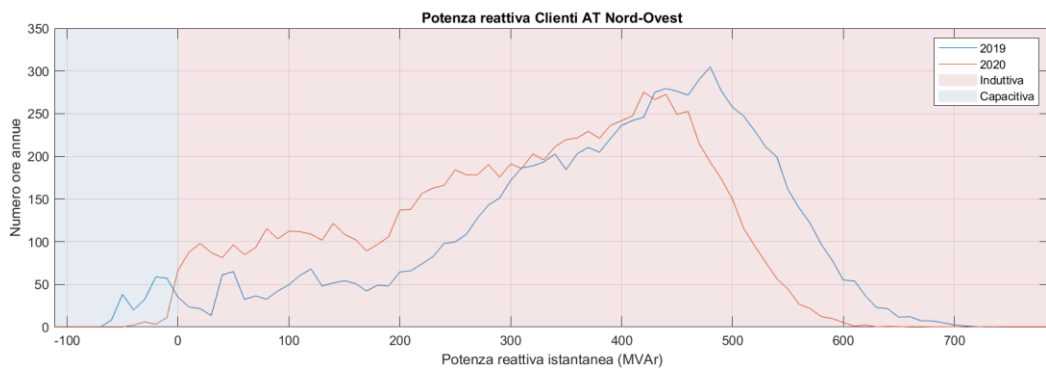


Figura 53. Curve di distribuzione CL AT – Nord Ovest

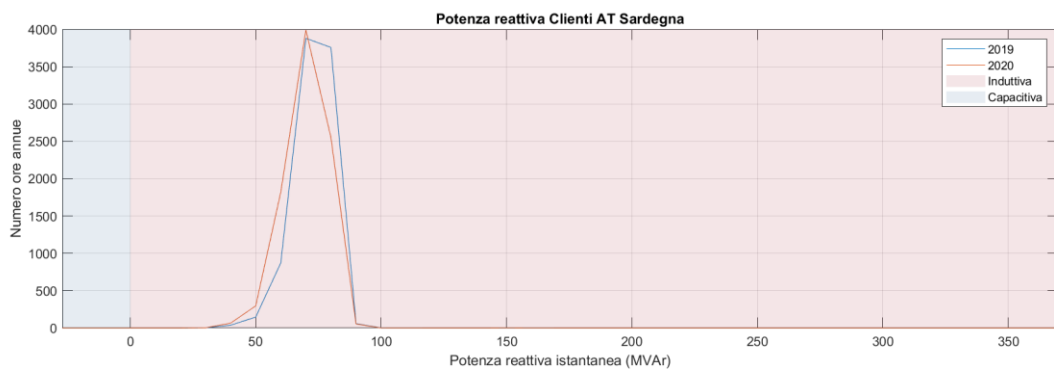


Figura 54. Curve di distribuzione CL AT – Sardegna

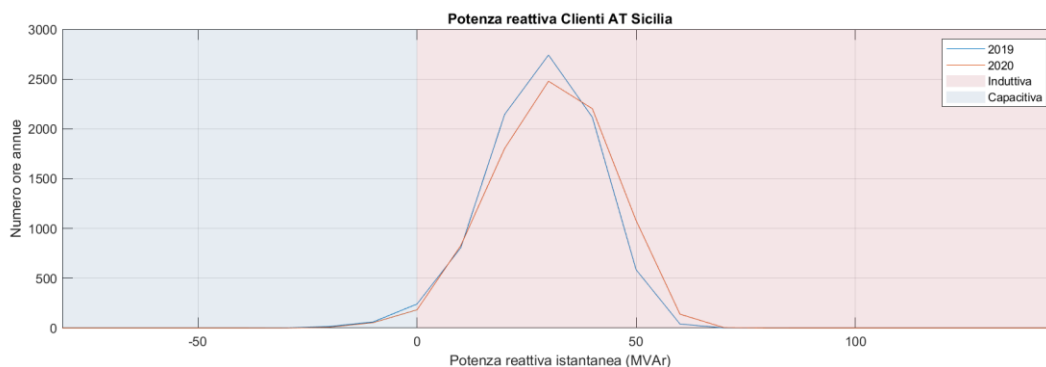


Figura 55. Curve di distribuzione CL AT – Sicilia

Con riferimento alle curve di distribuzione, di seguito si riporta il dettaglio dei valori minimi e massimi di potenza reattiva scambiata tra la RTN e rispettivamente CP e Clienti AT, sia con dettaglio nazionale (Italia), che con riferimento alle aree geografiche (Centro Sud, Nord Est, Nord Ovest, Sardegna, Sicilia).

2019 - CP						
	Min CP [MVar]	Data	Giorno settimana	Max CP [MVar]	Data	Giorno settimana
Italia	-3.454,1	26/12/2019 03:45	Giovedì	7.062,0	25/07/2019 11:30	Giovedì
CentroSud	-1.522,8	04/12/2019 04:30	Mercoledì	1.515,8	09/07/2019 11:30	Martedì
NordEst	-920,4	17/03/2019 06:45	Domenica	2.879,2	26/06/2019 11:30	Mercoledì
NordOvest	-1.193,9	05/06/2019 23:00	Mercoledì	2.489,4	04/07/2019 08:00	Giovedì
Sardegna	-54,0	08/01/2019 03:15	Martedì	251,8	26/07/2019 11:45	Venerdì
Sicilia	-272,0	25/12/2019 03:15	Mercoledì	428,1	10/07/2019 11:30	Mercoledì

2019 - Cl. AT						
	Min Cl. AT [MVar]	Data	Giorno settimana	Max Cl. AT [MVar]	Data	Giorno settimana
Italia	33,4	25/12/2019 20:00	Mercoledì	1.281,6	21/06/2019 08:00	Venerdì
CentroSud	25,3	01/01/2019 12:30	Martedì	337,8	17/01/2019 11:30	Giovedì
NordEst	-85,7	14/06/2019 17:30	Venerdì	359,1	21/06/2019 08:00	Venerdì
NordOvest	-61,5	25/12/2019 20:15	Mercoledì	736,4	11/04/2019 15:30	Giovedì
Sardegna	29,8	26/05/2019 07:00	Domenica	319,9	20/02/2019 12:00	Mercoledì
Sicilia	-30,9	22/05/2019 09:30	Mercoledì	70,3	25/06/2019 13:15	Martedì

2020 - CP						
	Min CP [MVar]	Data	Giorno settimana	Max CP [MVar]	Data	Giorno settimana
Italia	-4.023,0	27/12/2020 03:45	Domenica	5.563,0	29/07/2020 11:30	Mercoledì
CentroSud	-1.779,7	12/04/2020 06:45	Domenica	1.355,1	30/07/2020 11:30	Giovedì
NordEst	-991,3	05/04/2020 06:45	Domenica	2.225,7	21/07/2020 11:15	Martedì
NordOvest	-1.457,6	09/01/2020 02:15	Giovedì	2.405,1	24/07/2020 10:45	Venerdì
Sardegna	-61,9	27/12/2020 03:45	Domenica	234,2	30/07/2020 11:15	Giovedì
Sicilia	-339,5	26/04/2020 06:45	Domenica	350,5	03/08/2020 11:45	Lunedì



	2020 - Cl. AT					
	Min Cl. AT [MVar]	Data	Giorno settimana	Max Cl. AT [MVar]	Data	Giorno settimana
Italia	41,0	02/05/2020 04:45	Sabato	1.233,3	11/03/2020 08:15	Mercoledì
CentroSud	28,6	01/01/2020 11:30	Mercoledì	278,5	09/09/2020 10:45	Mercoledì
NordEst	-122,7	18/04/2020 14:45	Sabato	341,1	07/10/2020 07:00	Mercoledì
NordOvest	-38,2	05/01/2020 19:45	Domenica	730,4	11/03/2020 08:30	Mercoledì
Sardegna	22,9	28/09/2020 15:15	Lunedì	103,8	24/09/2020 11:15	Giovedì
Sicilia	-23,3	26/01/2020 09:15	Domenica	72,6	17/06/2020 10:00	Mercoledì

Al fine di esaminare l'andamento dei flussi di energia reattiva nel tempo, è stata effettuata un'analisi in relazione a due casi specifici di studio che mostrano il dettaglio orario dei flussi di energia reattiva. In particolare, sono stati selezionati un giorno festivo ed uno feriale nel 2020, entrambi pre-covid, al fine di rappresentare condizioni normali di esercizio, ovvero:

- 19/01/2020, ovvero la terza domenica di gennaio 2020
- 05/02/2020 ovvero il primo mercoledì di febbraio 2020

Per ciascuno dei due giorni sono stati utilizzati due scenari, ovvero:

- Scenario diurno nell'intervallo temporale 06:00 – 17:59
- Scenario notturno negli intervalli temporali 00:00 – 05:59 e 18:00 – 23:59

In basso si riportano i grafici.

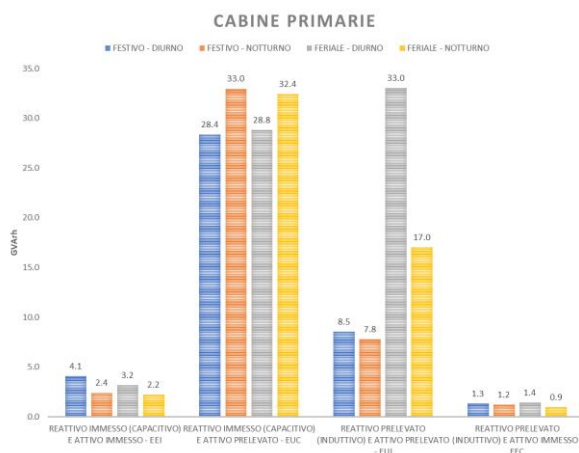


Figura 56 - Cabine primarie



Figura 57 - Clienti AAT/AT

Dalle figure si vede come l'assorbimento induttivo nei giorni feriali sia significativamente maggiore rispetto ai giorni festivi, mentre, relativamente all'immissione capacitiva, le differenze tra festivo e feriale risultano ridotte. Questo aspetto conferma l'ipotesi secondo la quale l'immissione capacitiva

dipende più dalla generazione rinnovabile che dal carico e, viceversa, l'assorbimento induttivo è funzione principalmente del carico.

Relativamente alle Cabine Primarie, ed all'interno del singolo giorno, inoltre, si vede come il trend di aumento della capacitiva e diminuzione dell'induttiva si ripeta nell'alternanza tra lo scenario diurno e quello notturno. Nel giorno feriale, la diminuzione di induttiva che si verifica nella notte è molto più marcata, presentando un valore dimezzato rispetto alle ore diurne dello stesso giorno.

Per quanto riguarda i Clienti AT, invece, non si apprezzano grandi differenze nell'alternanza tra scenario diurno e notturno.

### Dettaglio per fasce orarie

Si riporta il dettaglio dei valori energia reattiva scambiata tra la RTN e rispettivamente CP e Clienti AT, in relazione alle fasce orarie. In particolare, sono state considerate le fasce orarie così come riportato in tabella; al suo interno, con riferimento ad una settimana tipo (168 ore in totale), è riportato anche il numero di ore per ciascuna fascia.

Fascia	Ore	Fascia	Descrizione intervallo
F1	55	Lun-Ven 08:00-19:00 (11h x 5gg)	Intervallo feriale-diurno
F2	41	Lun-Ven 07:00-08:00 e 19:00-23:00 (5h x 5gg) + Sab 07:00-23:00 (16h)	Intervallo feriale-serale e prefestivo
F3	72	Lun-Sab 00:00-07:00 e 23:00-24:00 (8h x 6gg) + Dom 00:00-24:00 (24h)	Intervallo feriale-notturno e festivo

Cabine Primarie [TVArh] - 2019					
TIPO	FASCIA	F1	F2	F3	TOTALE
INDUTTIVO	EEC	0,56	0,29	0,53	1,38
	EUI	9,90	4,78	5,35	20,03
CAPACITIVO	EUC	4,99	3,83	7,63	16,45
	EEL	0,76	0,42	0,91	2,08
TOTALE		16,20	9,32	14,41	39,94

Clienti AT [TVArh] - 2019					
TIPO	FASCIA	F1	F2	F3	TOTALE
INDUTTIVO	EEC	0,00	0,00	0,00	0,00
	EUI	2,89	2,06	3,51	8,47
CAPACITIVO	EUC	0,55	0,43	0,83	1,81
	EEL	0,00	0,00	0,00	0,01
TOTALE		3,44	2,50	4,34	10,29

Cabine Primarie [TVArh] - 2020					
TIPO	FASCIA	F1	F2	F3	TOTALE
INDUTTIVO	EEC	0,56	0,27	0,51	1,34
	EUI	8,76	3,63	3,97	16,36
CAPACITIVO	EUC	4,99	4,29	9,59	18,88

	EEI	0,85	0,47	1,09	2,40
TOTALE		15,16	8,67	15,16	38,98

Clienti AT [TVArh] -2020					
TIPO	FASCIA	F1	F2	F3	TOTALE
INDUTTIVO	EEC	0,00	0,00	0,00	0,00
	EUI	2,61	1,81	3,13	7,55
CAPACITIVO	EUC	0,54	0,42	0,82	1,77
	EEI	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTALE		3,15	2,23	3,95	9,33

Per interpretare correttamente i dati suddivisi per fascia oraria è necessario quantificare il numero di ore, per gli anni 2019 e 2020 nella loro totalità (rispettivamente 8.760 ore per il 2019 e 8.784 ore per il 2020). In questo modo è possibile calcolare dei valori medi di potenza reattiva per ciascuna fascia oraria.

	Ore per fasce nel 2019			Ore per fasce nel 2020		
	F1	F2	F3	F1	F2	F3
<b>ORE [num]</b>	2.783	2.097	3.880	2.805	2.059	3.920
<b>ORE [% ore anno]</b>	32%	24%	44%	32%	23%	45%

Cabine Primarie - Q media [MVAr] - 2019					
TIPO	FASCIA	F1	F2	F3	TOTALE
INDUTTIVO	EEC	200	139	137	475
	EUI	3.558	2.280	1.378	7.217
CAPACITIVO	EUC	1.793	1.826	1.967	5.586
	EEI	272	200	234	706
TOTALE		5.822	4.445	3.716	13.984

Clienti AT - Q media [MVAr] - 2019					
TIPO	FASCIA	F1	F2	F3	TOTALE
INDUTTIVO	EEC	1	0	0	2
	EUI	1.038	984	906	2.928
CAPACITIVO	EUC	197	207	213	617
	EEI	1	1	1	4
TOTALE		1.237	1.193	1.120	3.550

Cabine Primarie - Q media [MVAr] - 2020					
TIPO	FASCIA	F1	F2	F3	TOTALE
INDUTTIVO	EEC	199	131	130	461

	EUI	3.124	1.764	1.012	5.900
CAPACITIVO	EUC	1.780	2.085	2.448	6.313
	EI	301	230	277	808
TOTALE		5.405	4.209	3.867	13.482

Clienti AT - Q media [MVA <sub>r</sub> ] - 2020					
TIPO	FASCIA	F1	F2	F3	TOTALE
INDUTTIVO	EEC	0	0	0	1
	EUI	930	880	799	2.610
CAPACITIVO	EUC	193	203	208	604
	EI	0	0	0	1
TOTALE		1.124	1.083	1.008	3.215

Le principali conclusioni che possono essere tratte sono le seguenti.

Per quanto riguarda le CP:

- il maggior contributo alle immissioni di reattivo avviene principalmente nell'intervallo feriale-notturno e festivo (EUC – F3);
- nell'intervallo feriale-diurno il contributo è maggiormente induttivo (EUI – F1);
- il contributo di capacitivo nell'intervallo feriale-serale e prefestivo (EUC – F2) è confrontabile con quello dell'intervallo feriale-diurno F1 (EUC – F1) ma, diminuendo in tale fascia il contributo induttivo (EUI – F2) il contributo netto sarà prevalentemente capacitivo.

Quanto riportato è confermato sia dai dati in "energia" che da quelli in potenza reattiva media.

Per quanto riguarda i clienti AT:

- il contributo è prevalentemente induttivo (EUI); dai dati in energia sembrerebbe emergere un maggior contributo nella fascia F3 ma, osservando i dati in potenza media, il valore è piuttosto allineato sulle tre fasce con un leggero aumento di assorbimento induttivo nella fascia feriale-diurna F1 (EUI - F1). Questo sembra tipico di un carico industriale che ha un andamento pressoché costante in tutte le ore della settimana;
- come visibile principalmente dai dati in potenza reattiva media, il contributo capacitivo è praticamente costante in tutte le fasce orarie (EUC – F1, F2, F3).