

Integrazione tra veicoli e reti elettriche: sfide e opportunità al 2030





MOTUS-E è la prima associazione in Italia costituita da operatori industriali, filiera automotive, mondo accademico e movimenti di opinione per fare sistema e accelerare il cambiamento verso la mobilità elettrica.



Shaping a Better Energy Future

CESI è una società di ingegneria e consulenza tecnica leader a livello mondiale nel campo della tecnologia e dell'innovazione per il settore elettrico.



POLITECNICO
MILANO 1863

DIPARTIMENTO DI ENERGIA

POLITECNICO è un'università pubblica di ingegneria, architettura e design, punto di riferimento per la didattica, la ricerca e il trasferimento tecnologico.



RSE è una società che sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico per progetti strategici nazionali e di interesse pubblico generale.

EXECUTIVE SUMMARY

Lo studio vuole valutare il potenziale tecnico-economico della completa integrazione tra veicoli e reti elettriche

- ❖ Lo studio mira a quantificare le opportunità derivanti dal *vehicle-grid integration* (VGI) nello scenario di sistema Italia al 2030, analizzando la capacità dei veicoli elettrici di fornire flessibilità al sistema elettrico, evidenziando i principali ostacoli posti dalla regolazione attuale e quantificando i benefici che un'integrazione completa dei veicoli può portare al sistema elettrico. In particolare, i principali obiettivi consistono nel:
 - ✓ esaminare i benefici del VGI sui costi di sviluppo delle reti di distribuzione,
 - ✓ quantificare l'impatto del VGI sui costi di dispacciamento del sistema elettrico,
 - ✓ valutare la potenziale redditività del VGI per gli operatori di ricarica,
 - ✓ identificare le leve economiche e regolatorie utilizzabili per promuovere soluzioni VGI.
- ❖ A tal fine l'analisi ha incluso due approfondimenti: uno sulle reti di distribuzione ed uno sul dispacciamento. Sono prima quantificati gli impatti che i veicoli elettrici avrebbero in assenza di VGI; successivamente, sono esaminate le potenzialità che invece possono essere sbloccate abilitando servizi VGI in entrambi i contesti di riferimento.

EXECUTIVE SUMMARY

Gli scenari di sistema e la diffusione dei veicoli elettrici attesi al 2030 sono coerenti con le politiche del pacchetto FF55

- ❖ Gli scenari di sistema e la diffusione dei veicoli elettrici attesi al 2030 sono coerenti con le politiche del pacchetto FF55, con specifico riferimento agli scenari Terna-Snam più recenti.
- ❖ Il sistema elettrico comprende quindi una capacità FER 100 GW (75 GW da fotovoltaico e 26 GW da eolico), una capacità di accumulo pari a 15 GW con un rapporto energia-potenza di circa 6 ore, e una domanda di energia elettrica compresa tra 362 e 366 TWh/anno.
- ❖ Per quanto riguarda i veicoli elettrici, sono stati considerati due possibili scenari di diffusione al 2030, coerenti l'uno con gli obiettivi del PNIEC, l'altro con le politiche del pacchetto FF55. Il riferimento principale dei risultati presentati è lo scenario FF55, che vede circolare al 2030: 1.2 Mln PHEV, 6.3 Mln di BEV, 0.75 e-LCV, 0.05 e-HCV e 0.07 e-BUS per trasporto pubblico locale.
- ❖ Per ciascuna categoria di veicolo sono stati stimati al 2030: la penetrazione in ciascuna zona di mercato e negli ambiti rurale e metropolitano; la segmentazione e per ciascun segmento la relativa diffusione, le principali caratteristiche tecnologiche, oltre a dedicate modalità di ricarica.

EXECUTIVE SUMMARY

Sono state mappate e analizzate nove diverse modalità di ricarica

- ❖ Sono state mappate e analizzate nove diverse modalità di ricarica: in ambito residenziale, presso il luogo di lavoro, pubblica urbana, pubblica ad alto scorrimento, presso attività e centri commerciali, presso parcheggi di interscambio, dedicata a LCV, dedicata a HCV e dedicata a TPL.
- ❖ Per ogni modalità di ricarica sono stati definiti una serie di parametri caratteristici, quali: l'orario di arrivo e partenza dalla stazione di ricarica, la durata della sosta, lo stato di carica del veicolo in ingresso e quello target, le condizioni di utilizzo del veicolo e la percorrenza media.
- ❖ Le peculiarità di ogni modalità di ricarica sono state poi ulteriormente corrette con riferimento ad alcuni sotto-casi, distinguendo tra: giornate festive o feriali; giornate calde o fredde; contesto rurale o metropolitano; zona di mercato di appartenenza.
- ❖ Per ogni modalità di ricarica e per ogni sotto-caso, a ciascun parametro caratteristico della ricarica è stata associata una distribuzione di probabilità, con una certa media e varianza.
- ❖ I profili di ricarica e di flessibilità disponibili sono quindi stati derivati applicando il metodo Monte Carlo, simulando cioè un numero elevato di eventi di ricarica tramite campionamento.

EXECUTIVE SUMMARY

L'impatto della ricarica sui costi di dispacciamento è irrilevante

RETI DI DISTRIBUZIONE

- ❖ L'impatto della ricarica sulle reti di distribuzione è stato simulato considerando due archetipi di rete, una rurale con linee lunghe e mediamente scariche, una metropolitana con linee brevi e elevata densità di carico.
- ❖ I risultati hanno evidenziato un aumento del fattore di carico massimo degli elementi di rete a causa della ricarica dei veicoli, con maggiori problemi legati a sovraccarichi di breve durata ma importanti per gli elementi a livelli di tensione più bassa. Per le reti di tipo rurale sono emersi anche problemi legati al profilo di tensione: sovra-tensioni diurne causate da sovrapproduzione locale da fotovoltaici, sotto-tensioni serali causate da picchi di prelievo sulla rete periferica.

COSTI DI DISPACCIAMENTO

- ❖ I costi per il dispacciamento del sistema elettrico sono stati valutati utilizzando un simulatore di mercato comprensivo sia del Mercato del Giorno Prima (MGP) che di quello per il Servizio di Dispacciamento (MSD), con una definizione annuale con dettaglio orario dei programmi delle unità.
- ❖ La stima dei costi legati a MSD per il 2030 è di 1.9 MLD€, a cui si aggiunge una quota di produzione FER-NP pari a 5.5 TWh/anno che viene tagliata a seguito delle movimentazione su MSD. I veicoli elettrici hanno un impatto trascurabile sui costi MSD, legati per lo più a FER-NP.

EXECUTIVE SUMMARY

Soluzioni VGI e relativi benefici per le reti di distribuzione

- ❖ L'impatto della ricarica è legato a fenomeni di sovraccarico intensi e di breve durata, soprattutto con riferimento ai tratti di bassa tensione delle reti metropolitane. Nei contesti rurali il problema maggiore è legato ai profili di tensione, anche per la forte penetrazione di FER locali.
- ❖ La promozione di modalità di ricarica intelligenti, che implementano soluzioni di *demand response* guidato da opportuni segnali di prezzo, permette di ridurre del 13% l'impatto sui fattori di carico medi lungo i tratti in bassa tensione delle reti di distribuzione.
- ❖ L'utilizzo di accumuli accoppiati ad infrastrutture di ricarica *quick* e *fast* riduce notevolmente il numero di elementi sui quali si registrano violazioni (-30%) e i corrispondenti volumi di energia che sovraccaricano i relativi tratti di rete.
- ❖ La possibilità di sincronizzare la domanda di energia per la ricarica con la produzione fotovoltaica ha un duplice beneficio sia rispetto ai fenomeni di sovraccarico, sia sulla gestione dei profili di tensione.

EXECUTIVE SUMMARY

Benefici dall'abilitazione dei veicoli elettrici per il dispacciamento

- ❖ L'abilitazione dei veicoli elettrici permette di ridurre del 45% (pari a 2.5 TWh/anno) l'*overgeneration* FER legata all'attività di dispacciamento.
- ❖ I veicoli possono giocare un ruolo centrale nei mercati per il servizio di dispacciamento, contribuendo al 15% del totale delle riserve approvvigionate e al 26% delle movimentazioni effettuate per il bilanciamento di sistema.
- ❖ La partecipazione dei veicoli al dispacciamento permette di ridurre fino al 40% (pari a 800 Mln€/anno) i costi legati a MSD, soprattutto grazie alla naturale predisposizione dei profili di ricarica alla fornitura di flessibilità a salire e a scendere, spostando la ricarica nei momenti più favorevoli per il sistema.
- ❖ I veicoli elettrici spiazzano soprattutto impianti a fonte fossile, contribuendo con la loro abilitazione a ridurre di 1.5 TWh/anno, con circa 30 Mln€/anno di costi sociali evitati grazie alla minore emissione di gas climalteranti e di inquinanti locali.

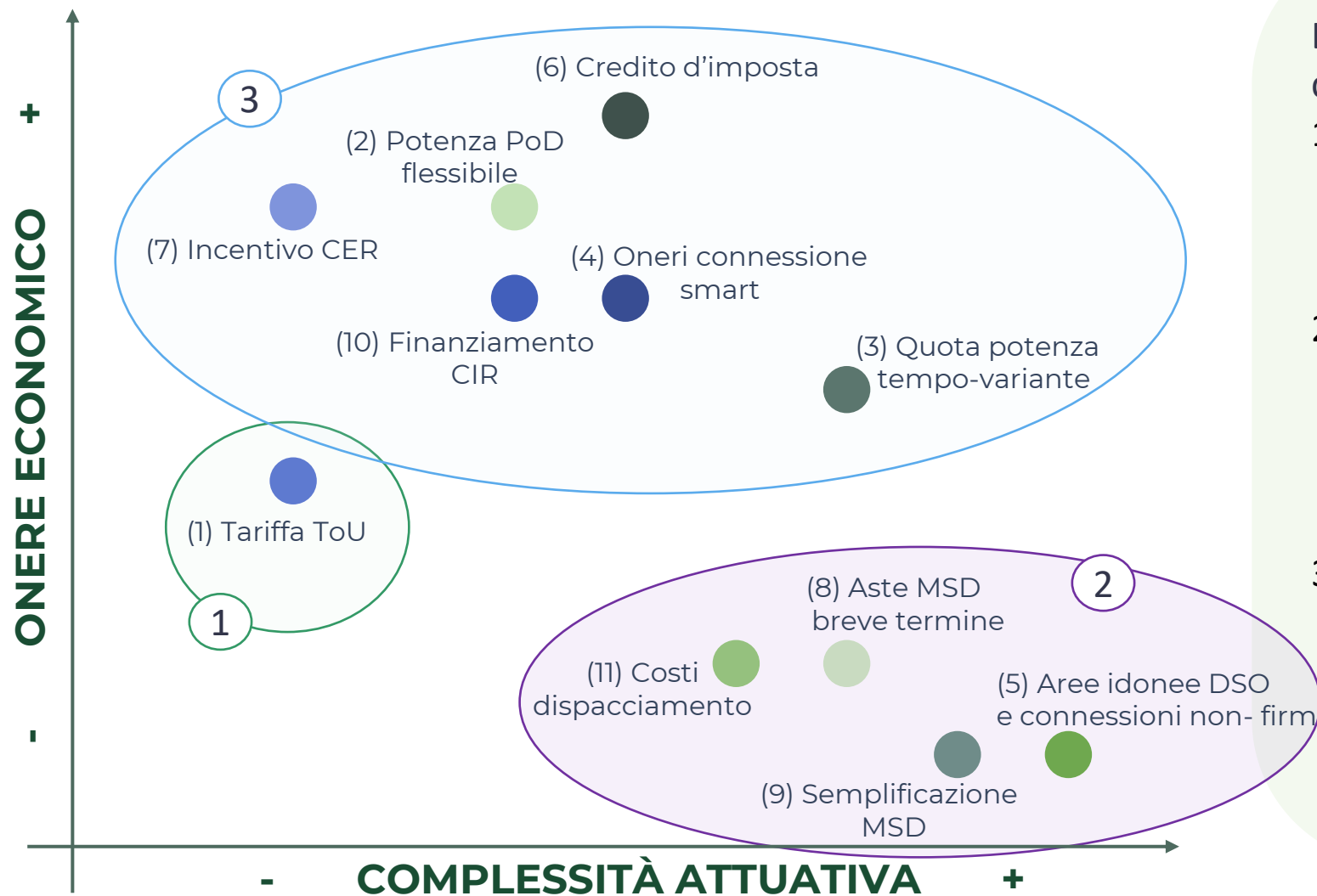
EXECUTIVE SUMMARY

I vantaggi economici per gli operatori di ricarica

- ❖ Utilizzando dati di flusso auto e di sosta provenienti da un caso reale, è stata valutata la redditività di soluzioni VGI rispetto ad un caso studio in un contesto lavorativo, comprensivo sia di auto dei dipendenti (90%), sia di flotta (10%). Sono presenti 22 punti di ricarica a 22 kW – AC, senza V2G (solo pratiche V1G) e con un numero di ricariche compreso tra 35 e 50 a settimana.
- ❖ Sono state valutate 6 settimane nei mesi di marzo e giugno 2022, costruendo dai profili di ricarica reali i profili di flessibilità disponibili a salire e a scendere.
- ❖ L'abilitazione al VGI permette di diminuire il picco e rallentare la rampa di carico mattutina, sincronizzando il consumo di energia con la produzione rinnovabile e garantendo maggiore prelievo nelle ore diurne.
- ❖ Dalle simulazioni emerge una fornitura di servizi per 3000 ore all'anno, con prevalenza di regolazione a scendere (17 MWh - 1900 chiamate) rispetto a salire (11 MWh - 1000 chiamate).
- ❖ I ricavi per l'operatore di ricarica provengono in prevalenza da un minore costo dell'energia ricaricata: ci si ricarica tramite regolazione a scendere. Il ricavo stimato annuo è di circa 2000 €, pari a 94 €/punto di ricarica e con un rientro dell'investimento per l'abilitazione al VGI di 9 anni.

EXECUTIVE SUMMARY

Proposte per interventi su policy e regolazione



Le proposte presentate possono essere classificate in 3 gruppi di interventi:

- 1) riformare la quota energia della tariffa per i servizi di rete (cd *time-of-use*) è di semplice e immediata applicazione e ha un impatto ridotto sul gettito atteso;
- 2) un secondo gruppo di interventi riguarda aspetti regolatori che non hanno alcun impatto sul gettito, ma mostrano maggiore complessità applicativa e quindi richiedono un tempo tecnico di riforma;
- 3) un terzo gruppo di interventi comporta un maggiore onere economico, con gradi diversi di complessità applicativa: per questi interventi è necessario definire una chiara roadmap di implementazione.

EXECUTIVE SUMMARY

Proposte per interventi di policy e regolazione

- 1) Rendere tempo-variante la componente tariffaria dei costi di ricarica permetterebbe di indurre un consumo di energia maggiore nei momenti più favorevoli per il sistema elettrico. Una riduzione del 30% della tariffa in F3 e nella fascia di maggiore insolazione (12:00-15:00) comporterebbe un risparmio per l'utente della ricarica di circa 18 €/MWh in queste fasce.
- 2) Rendere flessibile la potenza massima prelevabile al punto di connessione anche per i PoD a bassa potenza nei periodi di minor carico (F3) indurrebbe un maggior prelievo di energia nei periodi più favorevoli per il sistema.
- 3) Rendere tempo-variante la quota potenza per i PoD con una potenza impegnata maggiore di 30 kW favorirebbe una gestione intelligente della ricarica; la quota potenza della tariffa potrebbe essere calcolata come media pesata di due tariffe distinte applicate sulle potenze di picco in prelievo valutate su periodi temporali (fasce orarie) differenti.
- 4) Gli oneri di connessione dovrebbero essere calcolati in maniera tale da favorire una gestione intelligente della ricarica, rendendoli regressivi, a parità di potenza richiesta, rispetto al numero di punti di ricarica sottesi ad un solo PoD.

EXECUTIVE SUMMARY

Proposte per interventi di policy e regolazione

- 5) I DSO dovrebbero definire almeno annualmente delle aree più o meno idonee alla connessione di nuovi punti di ricarica, pubblicando delle mappe in cui tali aree siano classificate sulla base del livello di complessità richiesto per nuove connessioni. Questo potrebbe prevedere anche l'accesso a connessioni non-firm, cioè flessibili, agevolando connessioni veloci ed in economicità, magari prevedendo vincoli specifici già nel contratto di connessione.
- 6) L'utilizzo di un credito d'imposta (cedibile) per l'installazione contestuale di punti di ricarica, sistemi di accumulo e impianti fotovoltaici, con vincolo di abilitazione a MSD, favorirebbe pratiche di ricarica intelligenti e soluzioni VGI anche sui PoD di bassa potenza.
- 7) Dovrebbe essere previsto un incentivo specifico nell'ambito di quanto previsto per le Comunità di Energia Rinnovabile (CER) per il consumo di energia rinnovabile prodotta localmente al fine di ricaricare un veicolo elettrico. Questo sarebbe coerente con il cd *energy efficiency first principle*, ribadito in sede Europea e già base logica per l'erogazione dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) anche a favore di energia da fonti fossili.

EXECUTIVE SUMMARY

Proposte per interventi di policy e regolazione

- 8) L'operatore di sistema (Terna) dovrebbe procacciarsi le riserve necessarie alla gestione del sistema attraverso aste per la capacità di breve termine (giornaliere, settimanali o mensili). Adottare modelli di lungo-termine, come previsto dal DCO ARERA 393/2022, potrebbe comportare lock-in tecnologici, legando l'operatività del sistema ad asset già remunerati, ma più costosi rispetto ad altre risorse la cui crescita al 2030 sarà molto importante.
- 9) Per favorire la partecipazione delle risorse distribuite a bilanciamento di sistema è necessario: suddividere chiaramente i diversi servizi ancillari su diversi prodotti di mercato; evitare di porre oneri tecnici o obblighi di partecipazione in capo alle risorse di sistema; consentire una gestione a portafoglio delle risorse, senza requisiti tecnici eccessivi per la qualifica o l'osservabilità di una risorsa; rimuovere vincoli tecnici ingiustificati per la fornitura di alcuni servizi, come la durata minima di erogazione o la simmetria delle bande di riserva.
- 10) Si deve definire un finanziamento a fondo perduto per l'installazione del CIR, come previsto dal DM 30/01/2020.
- 11) Sarebbe necessario riformare l'applicazione degli oneri di dispacciamento, abbandonando la dicotomia produttore-consumatore per una distinzione tra abilitati e non abilitati a MSD.

AGENDA

Il contesto di sistema e gli scenari di ricarica al 2030

L'impatto della ricarica sul sistema elettrico

Stima dei potenziali benefici da soluzioni VGI

Le opportunità di business per il VGI

Principali evidenze dello studio e proposte di policy

INTRODUZIONE

Lo studio quantifica le opportunità derivanti dal *vehicle-grid integration* nello scenario di sistema Italia al 2030



OBIETTIVI

Esaminare i benefici del VGI sui costi di sviluppo delle reti di distribuzione

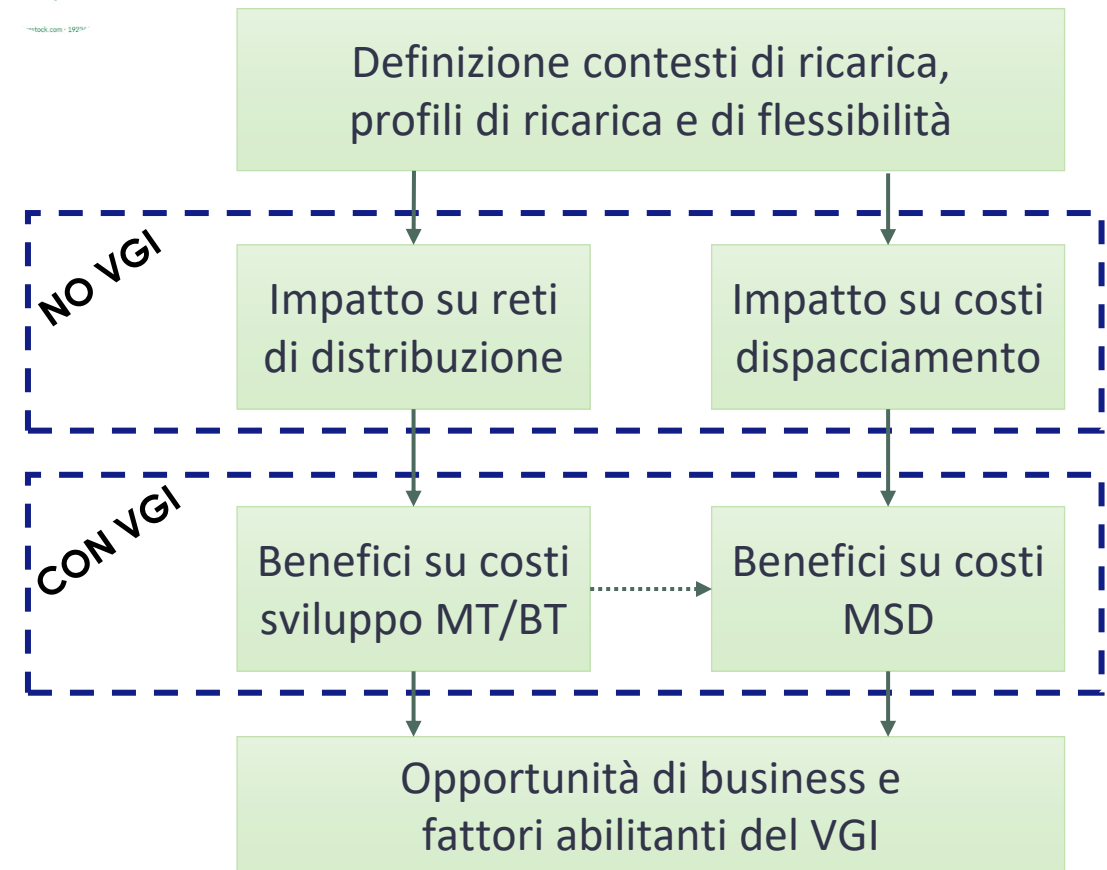
Quantificare l'impatto del VGI sui costi di dispacciamento del sistema elettrico

Valutare la potenziale redditività del VGI per gli operatori di ricarica

Identificare le leve economiche e regolatorie utilizzabili per promuovere soluzioni VGI



AMBITI DI ANALISI



INTRODUZIONE

Lo studio si concentra sulle soluzioni VGI – On Grid, senza trattare nello specifico le soluzioni Off Grid

SOLUZIONI VGI ON GRID



V1G – gestione dinamica del profilo di ricarica



V2G – scambio bidirezionale con la rete



BESS – utilizzo di accumuli elettrochimici



CER – sincronismo tra produzione e consumo

SOLUZIONI VGI OFF GRID



ON DEMAND – ricarica in mobilità



BATTERY SWAP – cambio batteria on-the-go

Guardando al rapporto tra il luogo e il momento del prelievo di energia elettrica e quello di fornitura al veicolo, si possono distinguere due tipologie di ricarica: on-grid e off-grid. Nel primo caso i due coincidono, nel secondo, invece, sono svincolati. Sviluppare un mix adeguato di soluzioni e tecnologie è importante per rispondere alla transizione verso la mobilità sostenibile.

Le possibili soluzioni VGI contemplan pratiche di *smart charging* e opportuno sincronismo tra generazione, accumulo e ricarica

The graph illustrates the daily pattern of COVID-19 cases in Italy. The Y-axis, labeled 'Numero di casi', ranges from 0 to 1200 in increments of 200. The X-axis, labeled 'Ora del giorno', ranges from 0 to 24 in increments of 2. The data shows a clear diurnal cycle, with cases generally higher during the day and lower at night. A major peak is observed on March 18, where the number of cases exceeds 1000. This is followed by a sharp drop on March 19 and a subsequent rise on March 20, reaching another peak of approximately 500 cases. The data ends on March 23, showing a slight increase in cases compared to the previous day.

Ora del giorno	Numero di casi
0	260
1	260
2	100
3	60
4	40
5	30
6	20
7	150
8	180
9	250
10	380
11	320
12	730
13	620
14	380
15	430
16	270
17	780
18	1010
19	780
20	500
21	280
22	480
23	490

- Potenza di ricarica costante per tutta la durata della sosta
- Stessa energia ricaricata

RISULTATI

-40% picco massimo



Profilo smussato

Ora del giorno	Numero di chiamate
0	450
1	460
2	440
3	420
4	400
5	380
6	340
7	300
8	250
9	200
10	180
11	180
12	250
13	350
14	330
15	260
16	260
17	350
18	480
19	550
20	580
21	570
22	520
23	500

Le soluzioni VGI hanno l'obiettivo di rendere la ricarica più intelligente, smussandone i picchi di prelievo e rendendola più coerente con i profili di generazione da fonti non programmabili. Questo tipo di risultato è spesso ottenibile anche solo grazie a pratiche V1G, quindi di semplice controllo della ricarica. Inoltre, è poi anche possibile considerando l'utilizzo di accumuli o soluzioni V2G più complesse, ma che permettono di ottenere profili di ricarica intelligenti anche nelle situazioni (minoritarie) non esauribili con il V1G.

AGENDA

Il contesto di sistema e gli scenari di ricarica al 2030

- il sistema elettrico Italiano
- segmentazione e caratterizzazione del parco circolante
- modalità di ricarica e profili di flessibilità attesi

L'impatto della ricarica sul sistema elettrico

Stima dei potenziali benefici da soluzioni VGI

Le opportunità di business per il VGI

Principali evidenze dello studio e proposte di policy

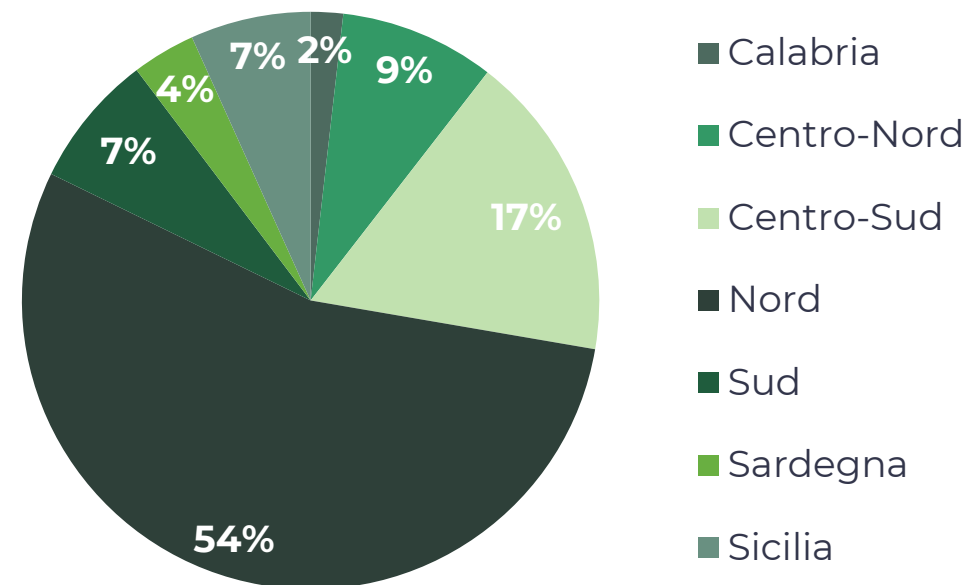
LO SCENARIO DI SISTEMA ITALIA AL 2030

Lo scenario per il sistema elettrico Italiano per il 2030 è coerente con i target Fit For 55, con il 65% del fabbisogno coperto da FER

RES Italia	Installato [GW]	Produzione [TWh]
Solare	75.4	101.4
Eolico on-shore	18.4	43.0
Eolico off-shore	8.5	25.2
Idroelettrico	24.1	51.3
Altre FER	3.8	22.6
Totale	130.2	243.5

Accumuli	Installato [GW]	Capacità [GWh]
SdA distribuiti	4.0	16.0
Utility E/P 8h	8.9	70.9
Utility Aste CM	2.1	8.1
Totale	15.0	95.0

DOMANDA ELETTRICA ZONALE



fabbisogno Italia compreso tra 362-366 TWh in base allo scenario di penetrazione EV

LO SCENARIO DI SISTEMA ITALIA AL 2030

La simulazione di sistema permette di definire i prezzi di mercato e la copertura dell'offerta MGP da ogni tecnologia

Bilancio Elettrico MGP [TWh]

Fabbisogno elettrico totale	366.0
Totale Produzione Nazionale	322.4
Produzione FER	243.5
Idroelettrico	51.3
Solare	101.4
Eolico	68.2
Altre FER	22.6
Overgeneration	2.1
Totale Produzione Convenzionale	81
Termoelettrico	76.7
Altro non FER	4.3
Saldo estero (import netto)	48.1

PREZZI MGP ITALIA [€/MWh]

AGENDA

Il contesto di sistema e gli scenari di ricarica al 2030

- il sistema elettrico Italiano
- **segmentazione e caratterizzazione del parco circolante**
- modalità di ricarica e profili di flessibilità attesi

L'impatto della ricarica sul sistema elettrico

Stima dei potenziali benefici da soluzioni VGI

Le opportunità di business per il VGI

Principali evidenze dello studio e proposte di policy

SEGMENTAZIONE E DIFFUSIONE VEICOLI ELETTRICI – AUTOVEICOLI AL 2030

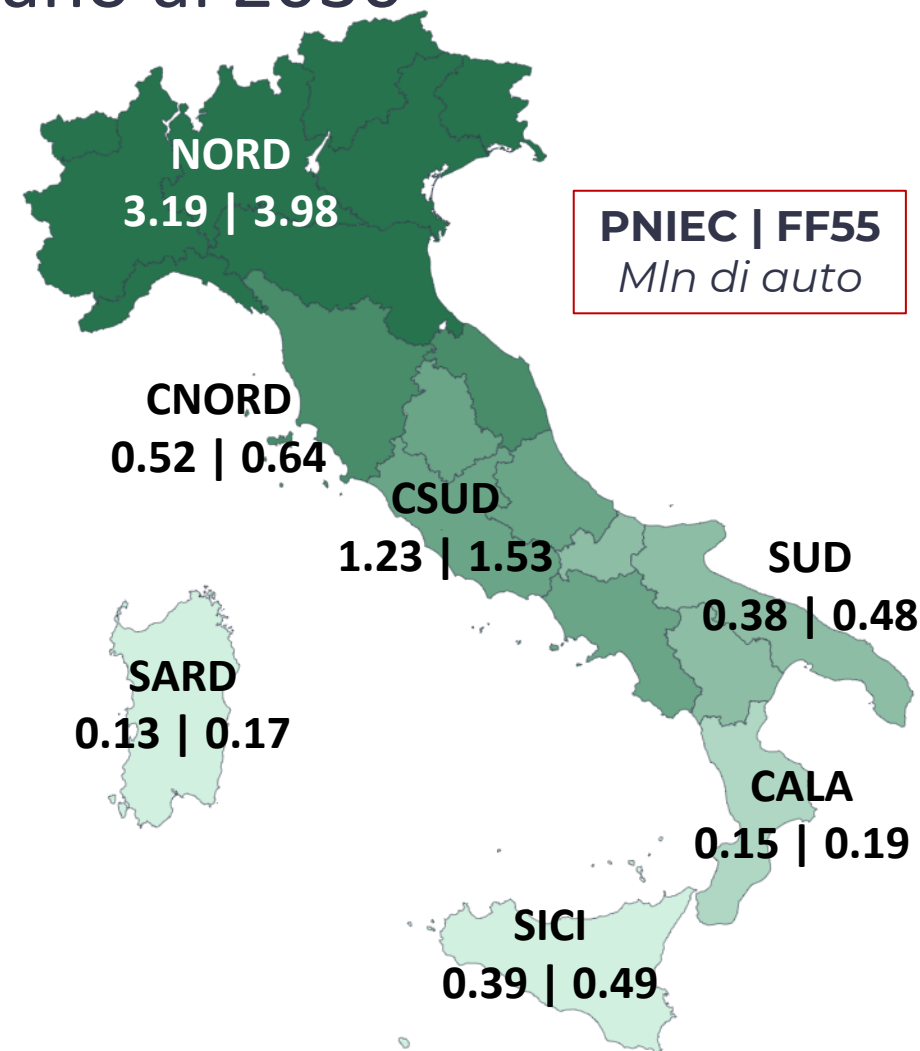
Sono stati definiti due scenari di riferimento per la diffusione degli autoveicoli elettrici nel parco circolante italiano al 2030

DEFINIZIONE DEL PARCO AUTO CIRCOLANTE:

- definizione di 2 scenari di penetrazione degli EV sul parco circolante totale al 2030
- distribuzione EV per comune, provincia e regione sulla base di diversi fattori, tra cui: penetrazione EV attuale, reddito pro capite, qualità dell'aria e disponibilità di box
- suddivisione degli autoveicoli per segmento commerciale e definizione delle principali caratteristiche sulla base dei dati commerciali attuali e prospettici

SCENARIO BASE		Coerente con le politiche PNIEC		
[Mln]	AMBITO URBANO	AMBITO RURALE	TOTALE	
BEV	0.85	3.15	4	
PHEV	0.43	1.57	2	

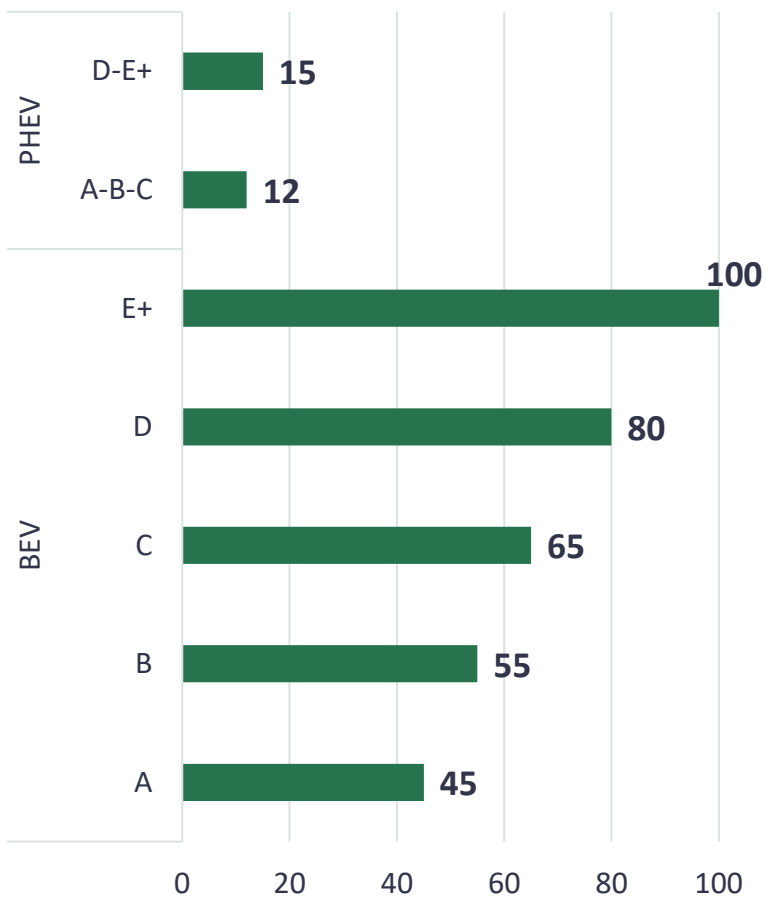
SCENARIO ACCELERATO		Coerente con le politiche Fit For 55		
[Mln]	AMBITO URBANO	AMBITO RURALE	TOTALE	
BEV	1.34	4.96	6.3	
PHEV	0.25	0.95	1.2	



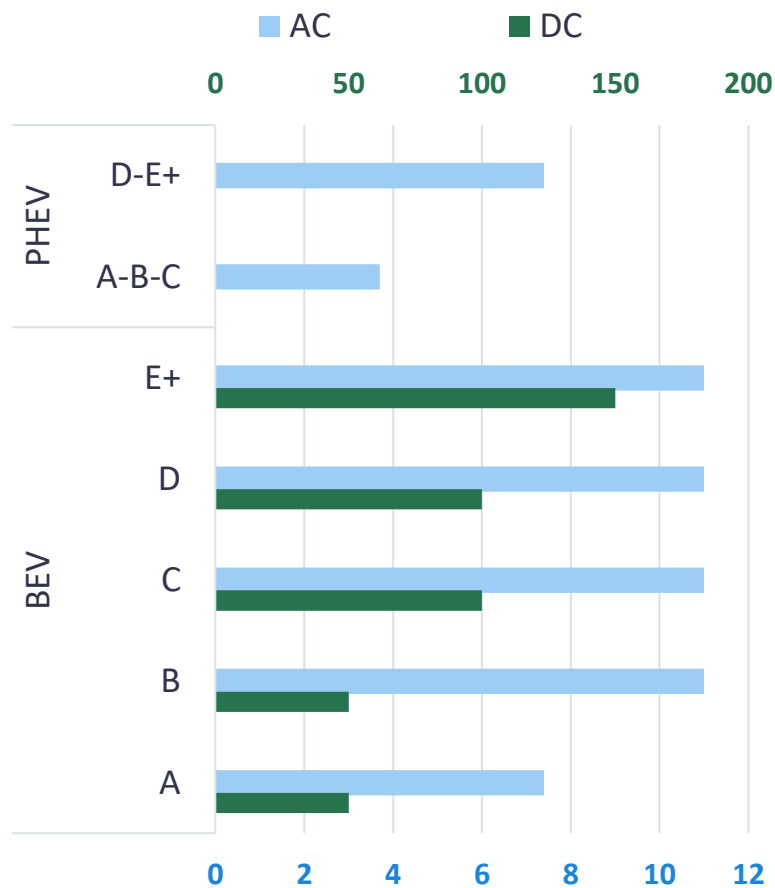
SEGMENTAZIONE E DIFFUSIONE VEICOLI ELETTRICI – AUTOVEICOLI AL 2030

Ulteriori ipotesi riguardano la capacità delle batterie, la potenza di ricarica e la segmentazione degli autoveicoli

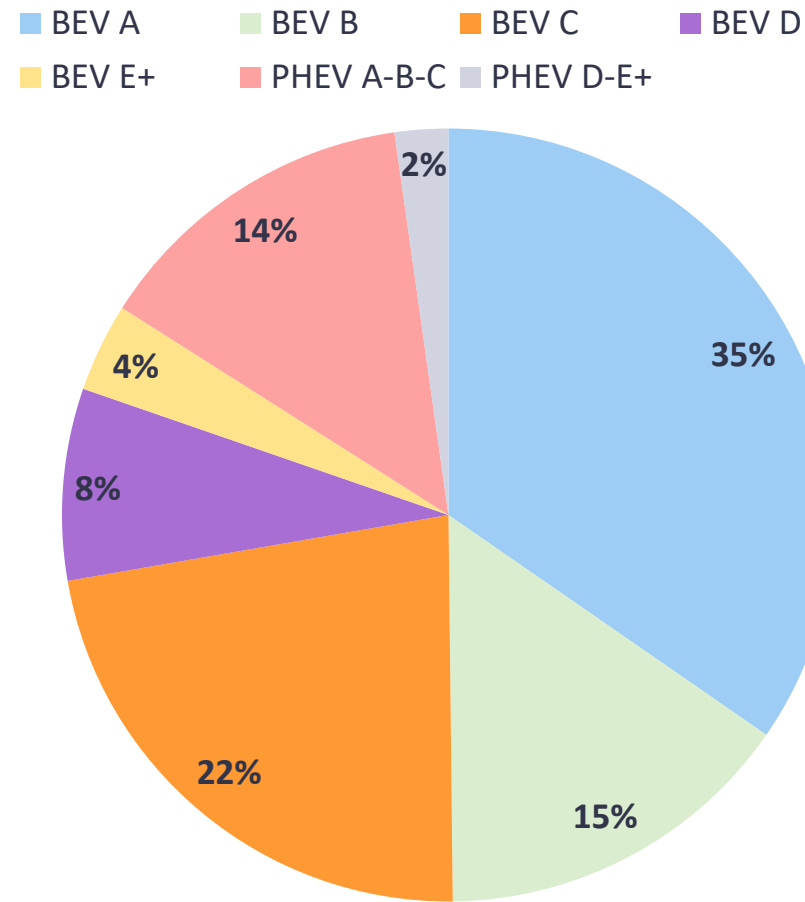
CAPACITÀ BATTERIA [kWh]



POTENZA RICARICA [kW]



DIFFUSIONE

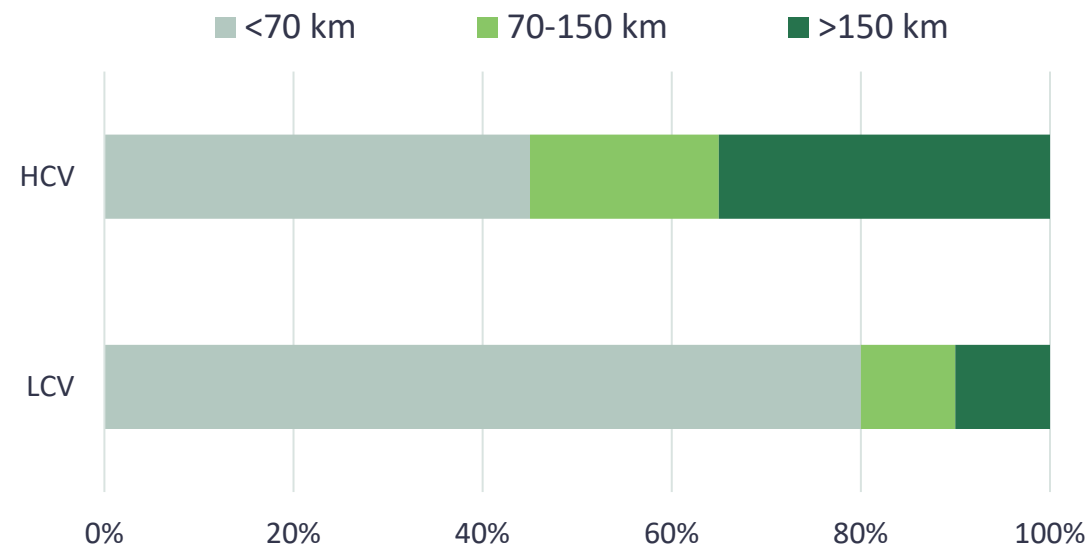


SEGMENTAZIONE E DIFFUSIONE VEICOLI ELETTRICI – TRASPORTO MERCI AL 2030

Il trasporto merci è stato distinto in LCV e HCV, definendone caratteristiche tecniche e condizioni di utilizzo

[Mln]	SCENARIO BASE	SCENARIO ACCELERATO
LCV	0.53	0.75
HCV	0.03	0.05

PERCORRENZA MEDIA [km]



DEFINIZIONE DEL PARCO MERCI CIRCOLANTE:

- definizione di 2 ipotesi di scenario di penetrazione al 2030
- distribuzione EV sul territorio nazionale sulla base dei dati ANFIA, con censimento del parco elettrico circolante attuale
- suddivisione tra *light commercial vehicles* (LCV <3.5 t) e *heavy commercial vehicles* (HCV), con censimento delle specialità di utilizzo

	CAPACITÀ [kWh]	RICARICA AC [kW]	RICARICA DC [kW]
LCV	75	22	150
HCV	400	22	350

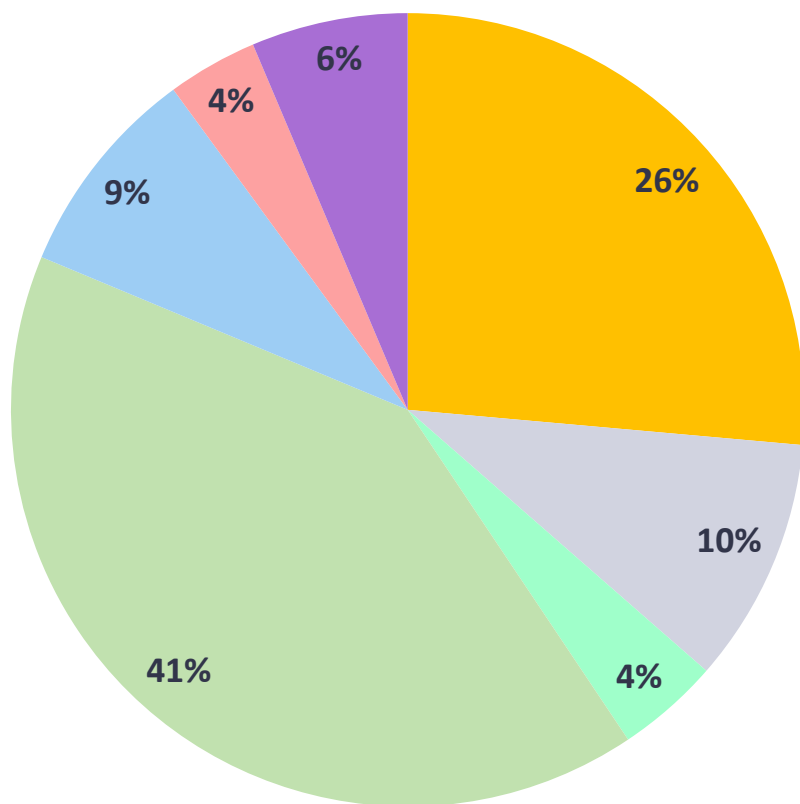
	CONSUMO [kWh/km]	CHILOMETRAGGIO [km/anno]
LCV	0.35	20 000
HCV	1.5	35 000

SEGMENTAZIONE E DIFFUSIONE VEICOLI ELETTRICI – TRASPORTO PUBBLICO LOCALE AL 2030

Sono state definite le principali ipotesi tecniche e di utilizzo anche per il trasporto pubblico locale (TPL)

DIFFUSIONE

CSUD SUD CALA NORD CNOR SARD SICI



DEFINIZIONE DEL PARCO TPL CIRCOLANTE:

- definizione di 2 ipotesi di scenario di penetrazione al 2030
- distribuzione TPL sul territorio nazionale sulla base dei dati ANFIA, con censimento del parco elettrico circolante attuale
- definizione delle caratteristiche tecniche principali

	[kilo]	SCENARIO BASE	SCENARIO ACCELERATO
TPL		5	7

	CONSUMO [kWh/km]	CHILOMETRAGGIO [km/anno]
TPL	1.5	45 000

	CAPACITÀ [kWh]	RICARICA AC [kW]	RICARICA DC [kW]
TPL	460	22	350

AGENDA

Il contesto di sistema e gli scenari di ricarica al 2030

- il sistema elettrico Italiano
- segmentazione e caratterizzazione del parco circolante
- modalità di ricarica e profili di flessibilità attesi

L'impatto della ricarica sul sistema elettrico

Stima dei potenziali benefici da soluzioni VGI

Le opportunità di business per il VGI

Principali evidenze dello studio e proposte di policy

CASI D'USO

Modalità di ricarica

Sono state suddivise le operazioni di ricarica in:

- 6 modalità tipiche degli autoveicoli,
- 3 modalità tipiche degli automezzi (LCV, HCV, TPL).

Per ognuna, è stato costruito un profilo orario:

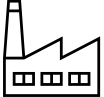
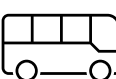
- di prelievo per la ricarica, utile a costruire il programma MGP del corrispondente aggregato,
- di flessibilità dalla ricarica, utile a definire le possibili offerte per servizi a salire e a scendere.

I profili di ricarica sono frutto di rielaborazioni e analisi dei dati provenienti da fonti di letteratura e da un'interlocuzione con gli stakeholder del settore.

La flessibilità disponibile dipende dalle potenze in gioco e dalla durata della sosta: una sosta più lunga e/o una potenza più elevata consentono una maggiore flessibilità della risorsa EV durante la carica.

La penetrazione V2G è stimata sulla base di interazioni con stakeholder e addetti ai lavori.

I profili orari presentati di seguito per ogni modalità di ricarica si riferiscono a un giorno feriale, in stagione calda, zona di mercato NORD e contesto extra-metropolitano. Successivamente verrà dettagliato il numero e la tipologia di sotto-casi elaborati per ogni modalità di ricarica.

	DENOMINAZIONE CASO D'USO	DURATA MEDIA DELLA SOSTA	RANGE DI POTENZA IdR	
	RICARICA IN AMBITO RESIDENZIALE	Lunga (> 10 ore)	3 – 6 kW	AUTOVEETTURE
	RICARICA AL LAVORO	Dipendenti: 8 ore Flotta: > 10 ore	7 – 22 kW	
	RICARICA PUBBLICA URBANA	Media (3 ore)	22 – 50 kW	
	RICARICA PUBBLICA AD ALTO SCORRIMENTO	Breve (<< 1 ora)	50 – 300 kW	
	RICARICA B2C – COMMERCIO E GDO	Breve (1 ora)	22 – 50 kW	
	RICARICA B2C – SITI DI INTERSCAMBIO	Lunga (6 ore)	7 – 22 kW	ALTRO
	RICARICA LCV + HCV NELLA LOGISTICA	LCV: 4 ore HCV: 6 ore	22 – 150 kW	
	RICARICA TPL	Lunga (6 ore)	22 – 150 kW	

DEFINIZIONE DEI PROFILI DI RICARICA E CALCOLO DELLA FLESSIBILITÀ DISPONIBILE

Data la diffusione e la segmentazione dei veicoli, i profili di ricarica e di flessibilità sono stati calcolati con un approccio probabilistico

LE IPOTESI su diffusione dei veicoli, segmentazione e modalità di ricarica permettono di definire un set di parametri di input, a ciascuno dei quali possiamo associare delle distribuzioni di probabilità: orario di arrivo/partenza, stato di carico in ingresso e target, capacità della batteria, potenza di ricarica AC e DC, ...

PER OGNI EVENTO DI RICARICA il valore di ciascun parametro di input viene campionato dalla rispettiva distribuzione di probabilità, definendo quindi il profilo di ricarica specifico dell'evento simulato.

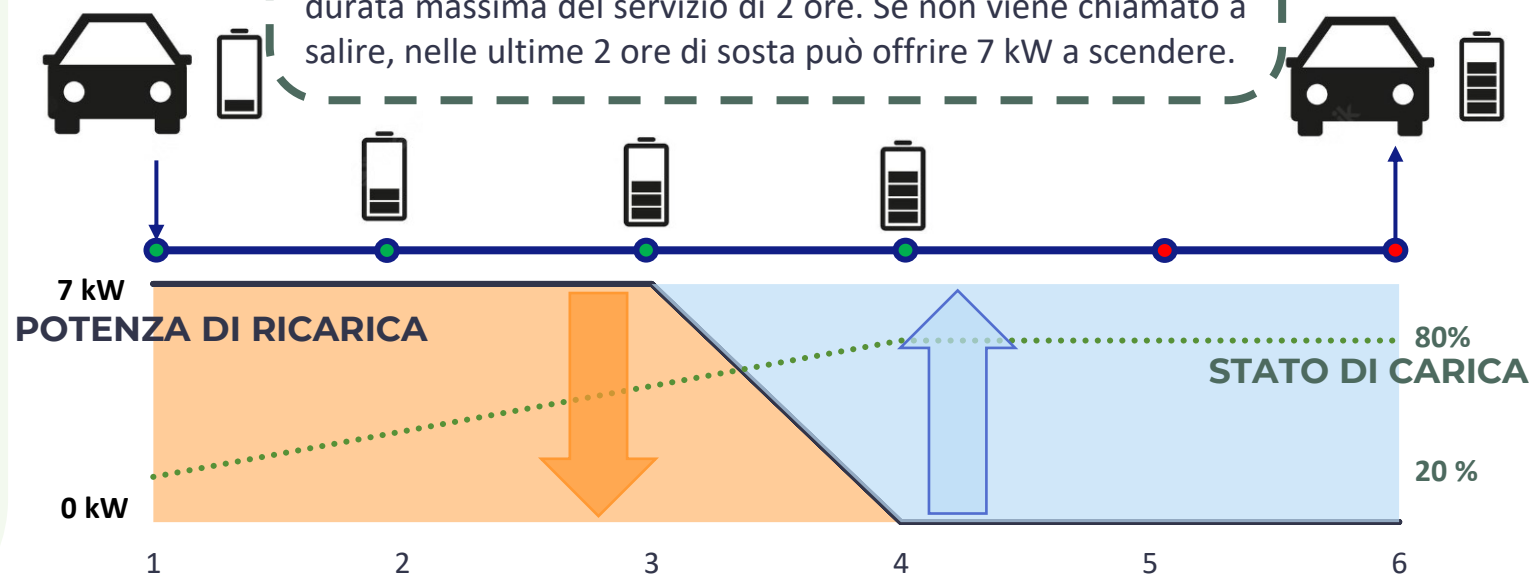
PROFILO DI RICARICA E DURATA DELLA SOSTA permettono quindi di definire la flessibilità disponibile per l'evento di ricarica specifico.

- **POTENZA FLESSIBILE:** pari alla potenza di ricarica
- **DURATA DEL SERVIZIO:** calcolata in modo da garantire nessun tipo di disservizio all'utente

SIMULAZIONE RIPETUTA PER OGNI EVENTO DI RICARICA APPLICANDO IL METODO MONTE CARLO

ESEMPIO

Il veicolo permane in sosta per 5 ore, caricandosi però solo nelle prime 3, passando da SoC_{iniz} di 20% a SoC_{target} di 80%. Può quindi offrire 7 kW a salire nelle prime 3 ore, con una durata massima del servizio di 2 ore. Se non viene chiamato a salire, nelle ultime 2 ore di sosta può offrire 7 kW a scendere.



Flessibilità disponibile a salire: l'interruzione della ricarica permette di diminuire il prelievo dalla rete, equivalente ad un aumento di una ipotetica immissione in rete di potenza.

Flessibilità disponibile a scendere: nel caso in cui venga attivata la ricarica a partire da uno stato di stand-by, il servizio consiste in un aumento del prelievo.

CASI D'USO – PROFILI DI RICARICA E FLESSIBILITÀ

L'ambito residenziale mostra un picco serale di prelievo e flessibilità

RICARICA IN AMBITO RESIDENZIALE

Il caso d'uso si riferisce a tutti i contesti di ricarica di ambito residenziale ad accesso privato.

Sono incluse quindi:

- ricarica domestica,
- ricarica condominiale,
- ricarica presso configurazioni in autoconsumo diffuso.

La ricarica è prevalentemente in bassa tensione e a bassa potenza, e il profilo mostra differenze sostanziali tra giornate feriali e festive (in figura profilo feriale).

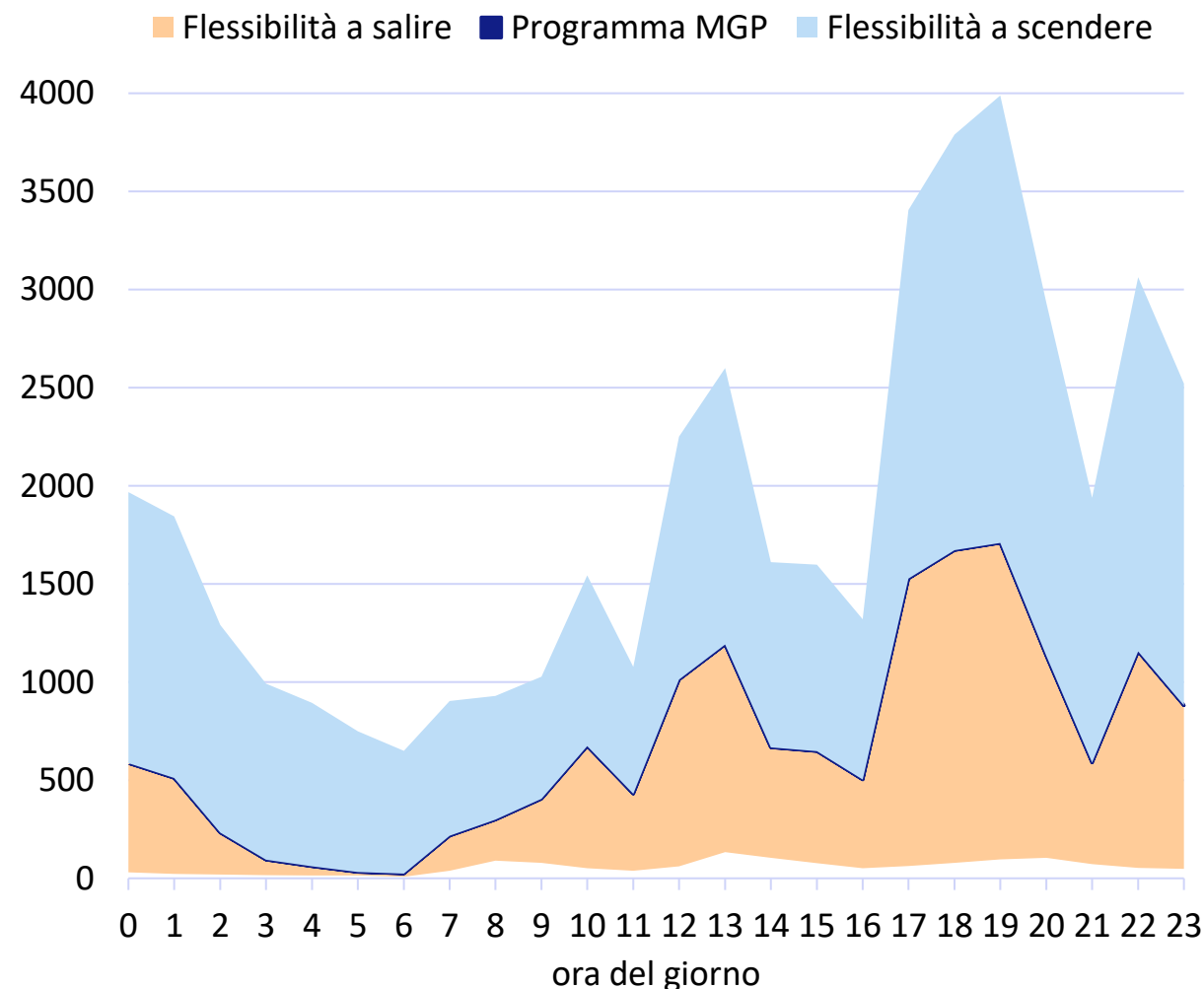
Potenze 3 – 6 kW AC

Durata sosta Lunga (> 10 ore)

Stato di carica (%)
entrata/uscita 30 – 60/80 – 100

Penetrazione V2G nulla/minima

POTENZA (AGGREGATO ITALIA) [MW]



CASI D'USO – PROFILI DI RICARICA E FLESSIBILITÀ

L'ambito lavorativo presenta un picco diurno di prelievo e flessibilità

RICARICA PRESSO LUOGO DI LAVORO

Il caso d'uso si riferisce a tutti i contesti di ricarica presso luogo di lavoro ad accesso limitato.

Sono quindi incluse:

- ricarica delle auto dei dipendenti,
- ricarica della flotta aziendale.

La ricarica delle auto dei dipendenti è prevalente (75%) e si svolge nell'arco della giornata lavorativa. La flotta (25%) si ricarica anche durante le ore notturne.

La ricarica si concentra prevalentemente nei giorni feriali.

Potenze 7 – 22 kW AC

Durata sosta

Dipendenti: 8 ore
Flotta: > 10 ore

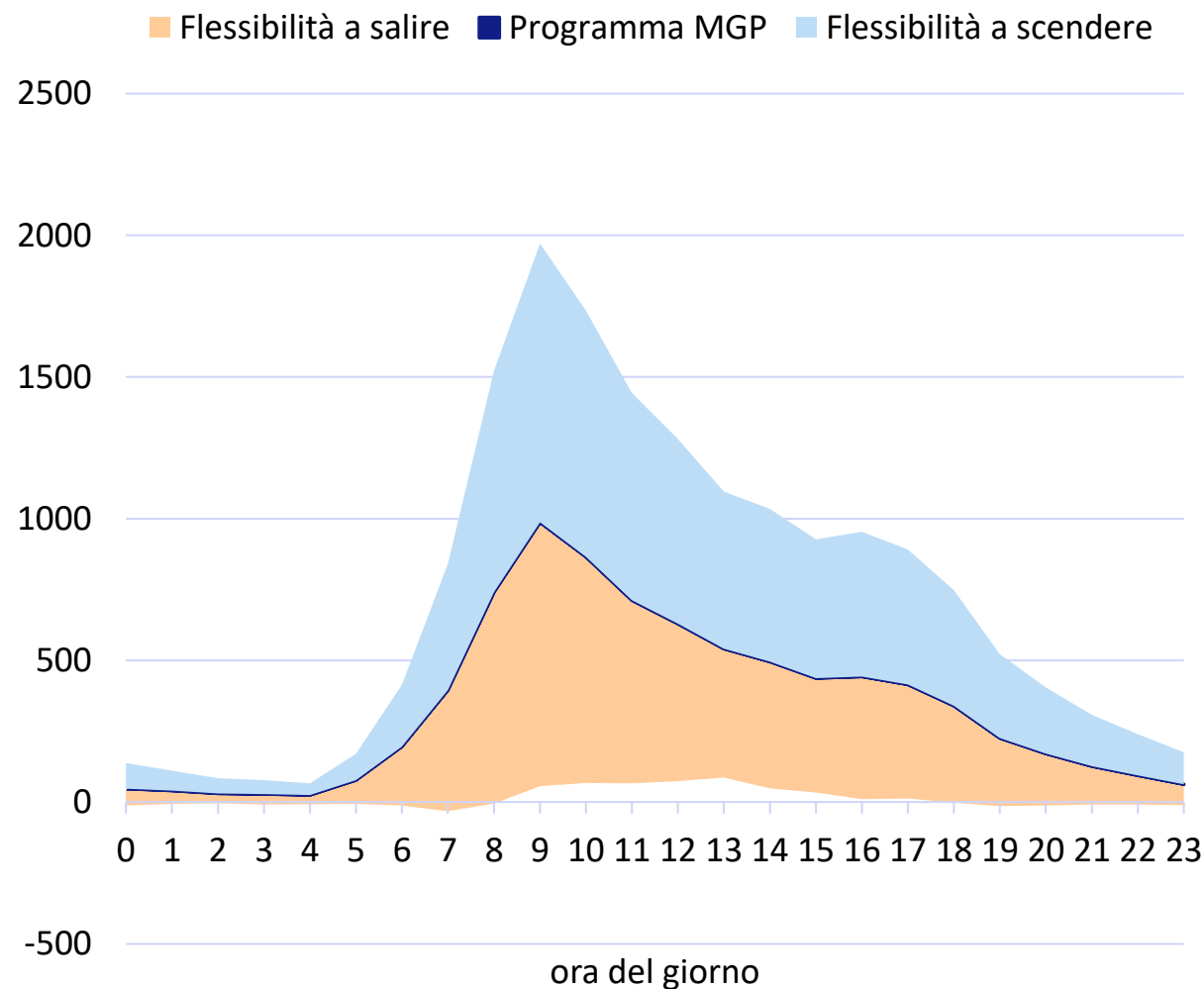
Stato di carica (%)
entrata/uscita

30 – 70/80 – 100

Penetrazione V2G

Media (30%)

POTENZA (AGGREGATO ITALIA) [MW]



CASI D'USO – PROFILI DI RICARICA E FLESSIBILITÀ

Ricarica pubblica: soste di media durata e picco mattutino

RICARICA PUBBLICA URBANA

Il caso d'uso si riferisce a tutti i contesti di ricarica ad accesso pubblico, escludendo la ricarica su vie ad alto scorrimento e la ricarica alle destinazioni (B2C).

La ricarica si concentra nelle ore diurne e ha durata media dipendente dalle condizioni di utilizzo del guidatore.

Potenze

7 – 22 kW AC (70%)
50 kW DC (30%)

Durata sosta

Media (3 ore)

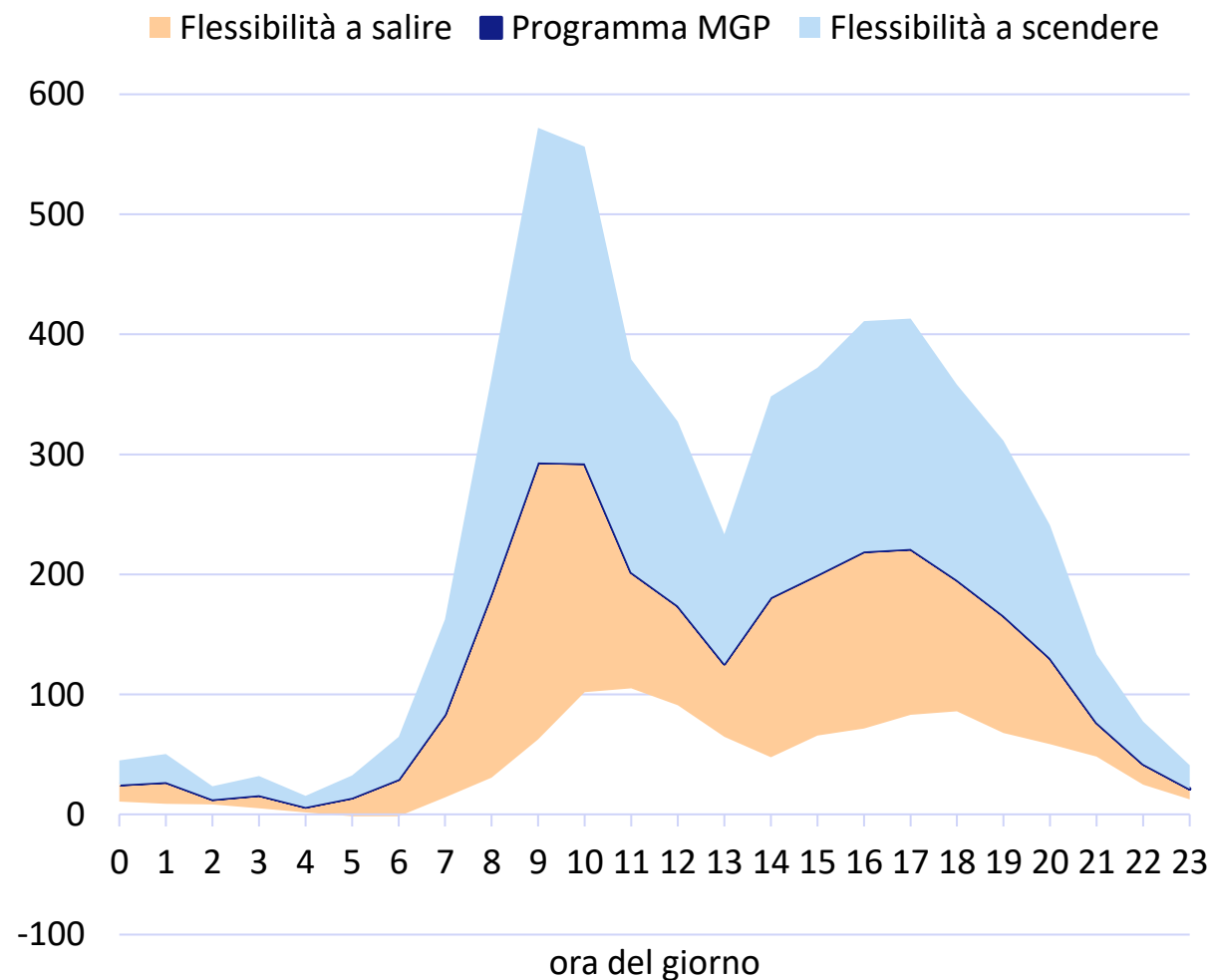
Stato di carica (%)
entrata/uscita

10 – 40/50 – 80

Penetrazione V2G

Limitata (20%)

POTENZA (AGGREGATO ITALIA) [MW]



CASI D'USO – PROFILI DI RICARICA E FLESSIBILITÀ

Ricarica sulle arterie di scorrimento: flessibilità nelle ore dei pasti

RICARICA PUBBLICA SU VIE AD ALTO SCORRIMENTO

Il caso d'uso si riferisce ai contesti di ricarica ad accesso pubblico localizzati su vie ad alto scorrimento e caratterizzate da soste brevi, dedicate al rifornimento.

Sono incluse:

- ricarica su autostrade, superstrade e tangenziali,
- ricarica su vie urbane ad elevato scorrimento.

La ricarica si concentra nelle ore diurne e ha durata in genere molto breve. Fanno eccezione le ore pasti: in questi casi la durata maggiore della sosta permette una buona disponibilità per la fornitura di flessibilità.

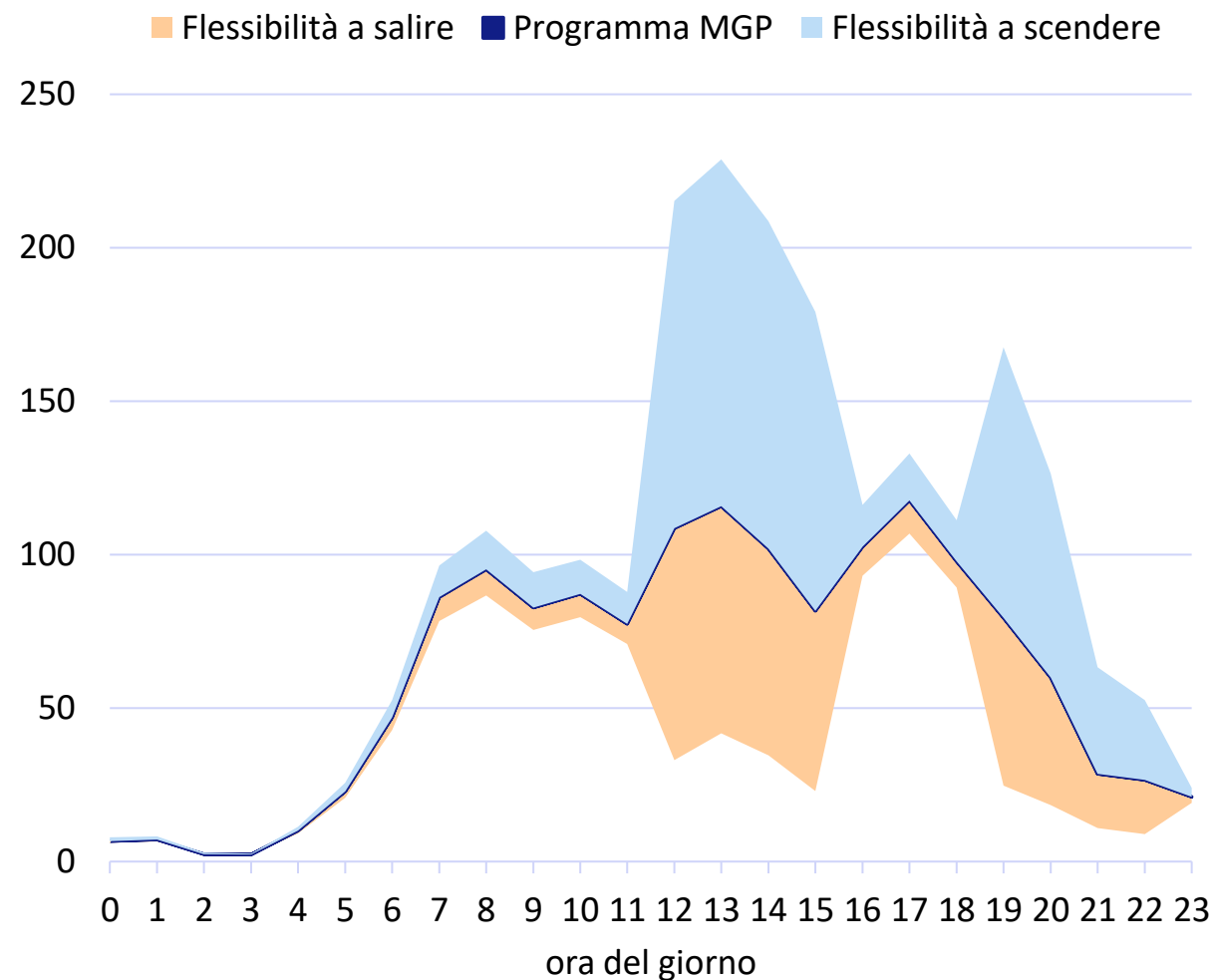
Potenze 50 – 300 kW DC

Durata sosta Breve (<< 1 ora)
Ore pasti: 1 ora

Stato di carica (%)
entrata/uscita 20 – 50/50 – 80

Penetrazione V2G Nulla/minima

POTENZA (AGGREGATO ITALIA) [MW]



CASI D'USO – PROFILI DI RICARICA E FLESSIBILITÀ

La ricarica alle destinazioni segue i profili di frequentazione

RICARICA B2C PRESSO ESERCIZI COMMERCIALI E GDO

Il caso d'uso si riferisce ai contesti di ricarica ad accesso pubblico localizzati presso destinazioni commerciali e GDO, accessibili ai clienti.

Sono incluse:

- ricarica presso centri commerciali,
- ricarica presso esercizi commerciali di prossimità.

La ricarica si concentra nelle ore diurne, segue il profilo di frequentazione degli esercizi e ha durata in genere breve, coincidente con la sosta presso l'esercizio.

Potenze

22 kW AC (50%)
50 kW DC (50%)

Durata sosta

Breve (1 ora)

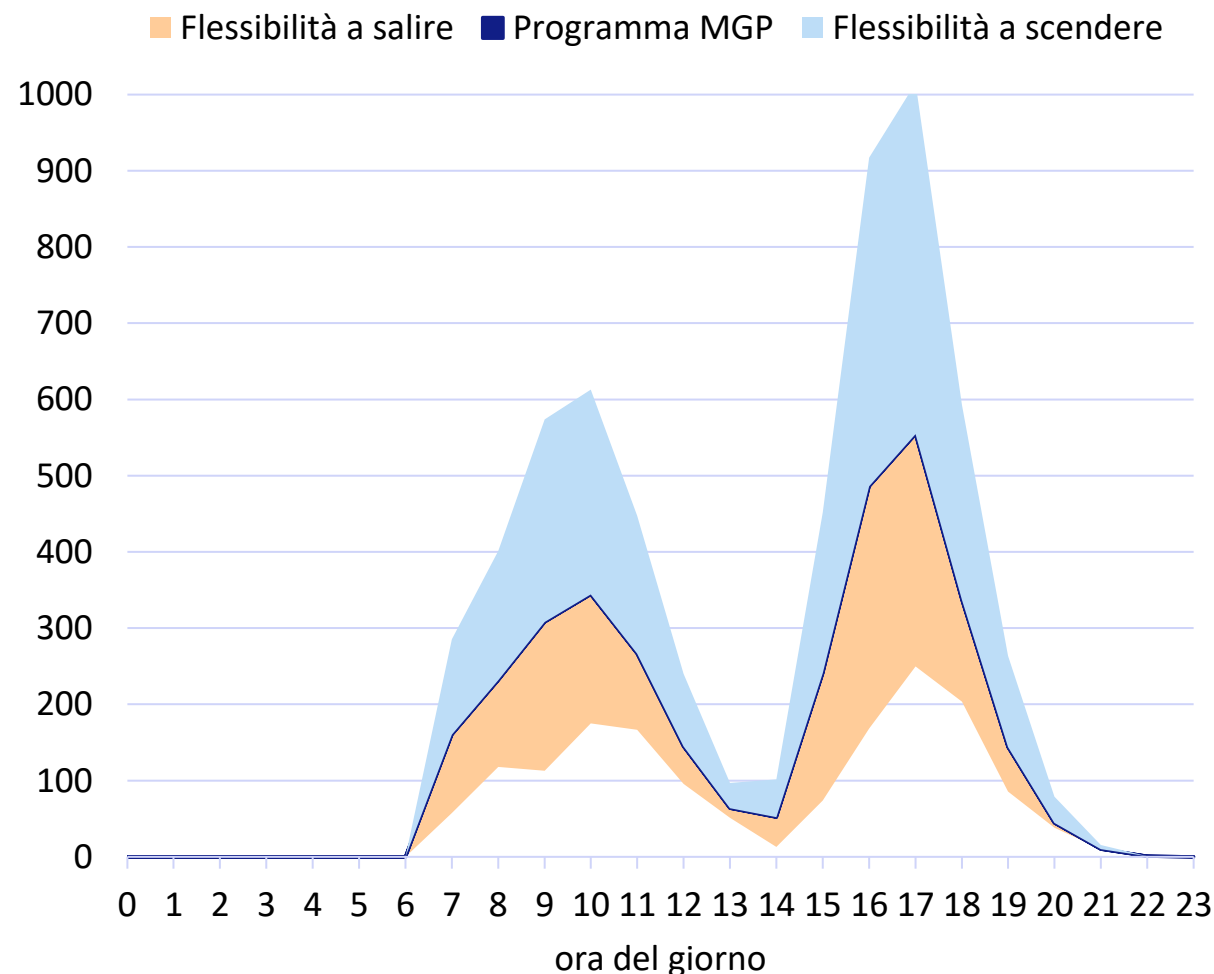
Stato di carica (%)
entrata/uscita

30 – 70/40 – 100

Penetrazione V2G

Limitata (20%)

POTENZA (AGGREGATO ITALIA) [MW]



CASI D'USO – PROFILI DI RICARICA E FLESSIBILITÀ

L'intermodalità offre opportunità specialmente durante la mattina

RICARICA B2C PRESSO PARCHEGGI O ALTRI SITI DI INTERSCAMBIO

Il caso d'uso si riferisce ai contesti di ricarica ad accesso pubblico localizzati prevalentemente presso parcheggi di stazioni del TPL.

La ricarica si concentra nelle ore diurne, segue il profilo di frequentazione del parcheggio, solitamente frequentato da pendolari.

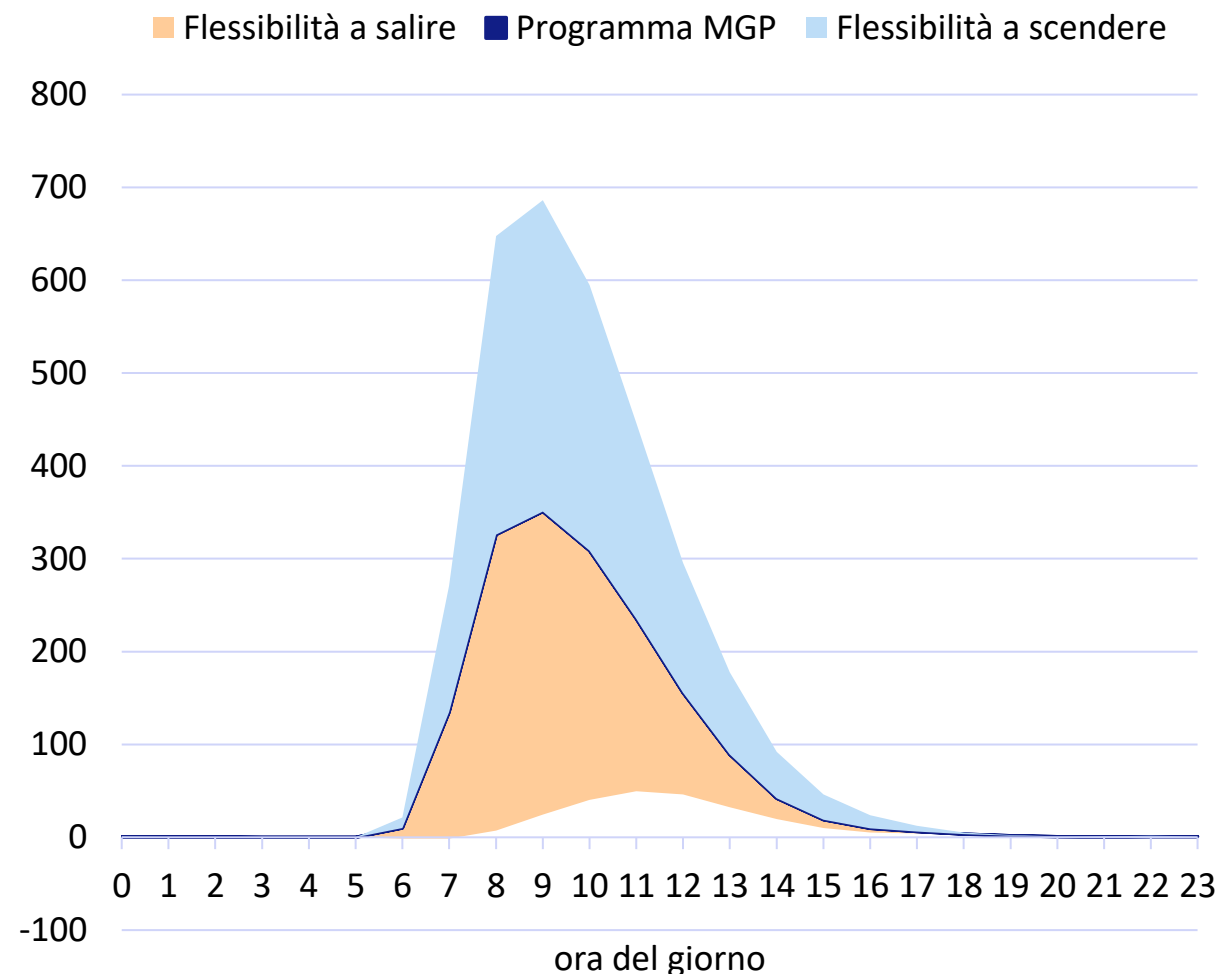
Potenze 7 – 22 kW AC

Durata sosta Lunga (6 ore)

Stato di carica (%)
entrata/uscita 30 – 70/90 – 100

Penetrazione V2G Limitata (20%)

POTENZA (AGGREGATO ITALIA) [MW]



CASI D'USO – PROFILI DI RICARICA E FLESSIBILITÀ

La logistica ha un peso rilevante su domanda energetica e flessibilità

RICARICA LCV E HCV

Il caso d'uso si riferisce a tutte le attività di ricarica che riguardano veicoli commerciali leggeri (< 3,5 t) o pesanti. Si adotta come modello quello dei poli logistici in quanto rappresentativi dei profili orari di attività di questa categoria di mezzi.

I LCV concentrano le ricariche dopo la fine della giornata lavorativa o durante la pausa pranzo.

Gli HCV concentrano la ricarica nel periodo notturno.

Potenze

22 kW AC (50%)
50 – 150 kW DC (50%)

Durata sosta

LCV: 4 ore
HCV: 6 ore

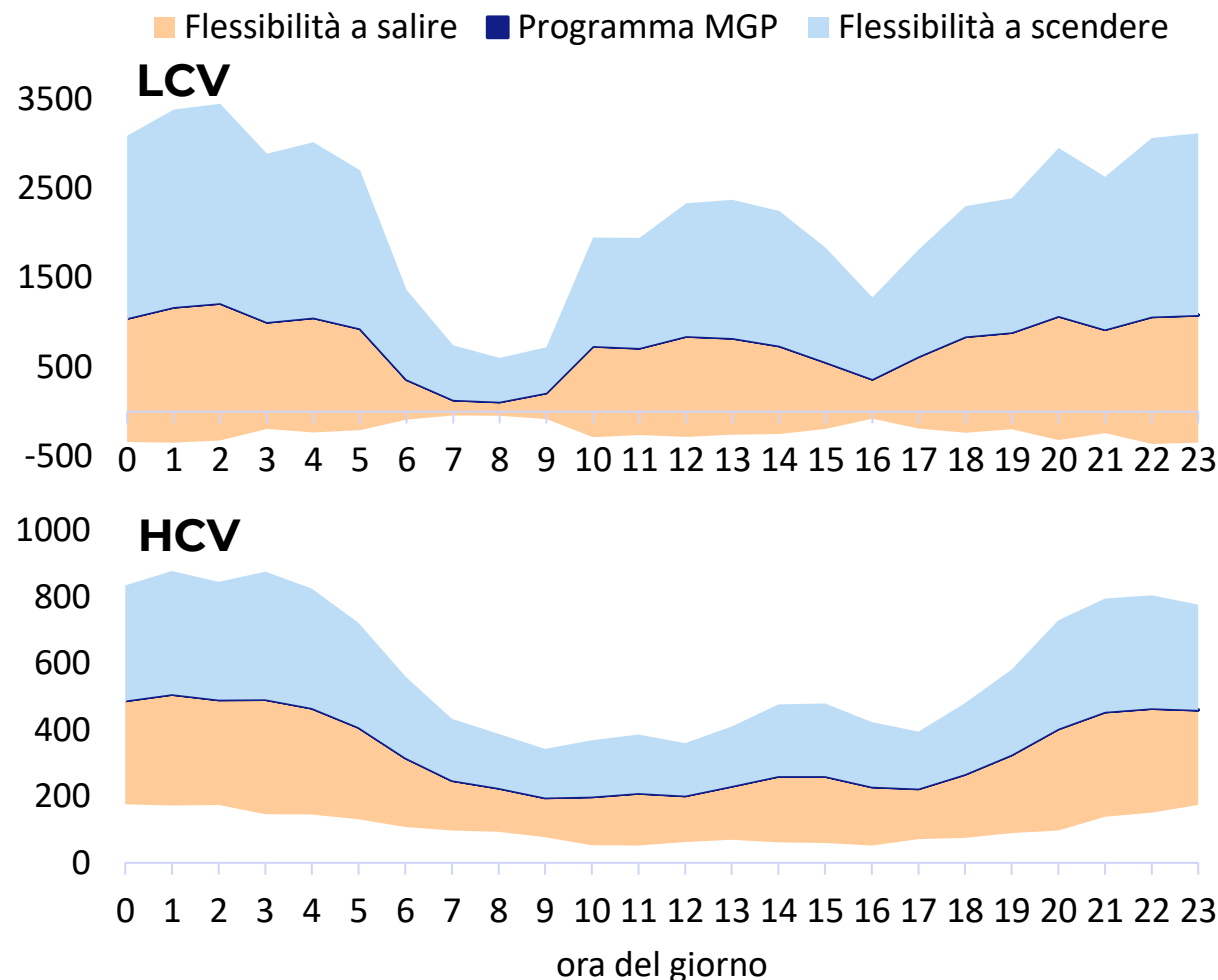
Stato di carica (%)
entrata/uscita

LCV: 40 – 70/60 – 100
HCV: 10 – 40/80 – 100

Penetrazione V2G

Elevata (50%)

POTENZA (AGGREGATO ITALIA) [MW]



CASI D'USO – PROFILI DI RICARICA E FLESSIBILITÀ

TPL: domanda elettrica marginale e a prevalenza notturna

RICARICA TPL

Il caso d'uso si riferisce a tutte le attività di ricarica che riguardano autobus e altri mezzi pesanti del trasporto pubblico. La ricarica è prettamente notturna e si svolge prevalentemente al capolinea.

Potenze

22 kW AC (40%)
50 – 150 kW DC (60%)

Durata sosta

Lunga (6 ore)

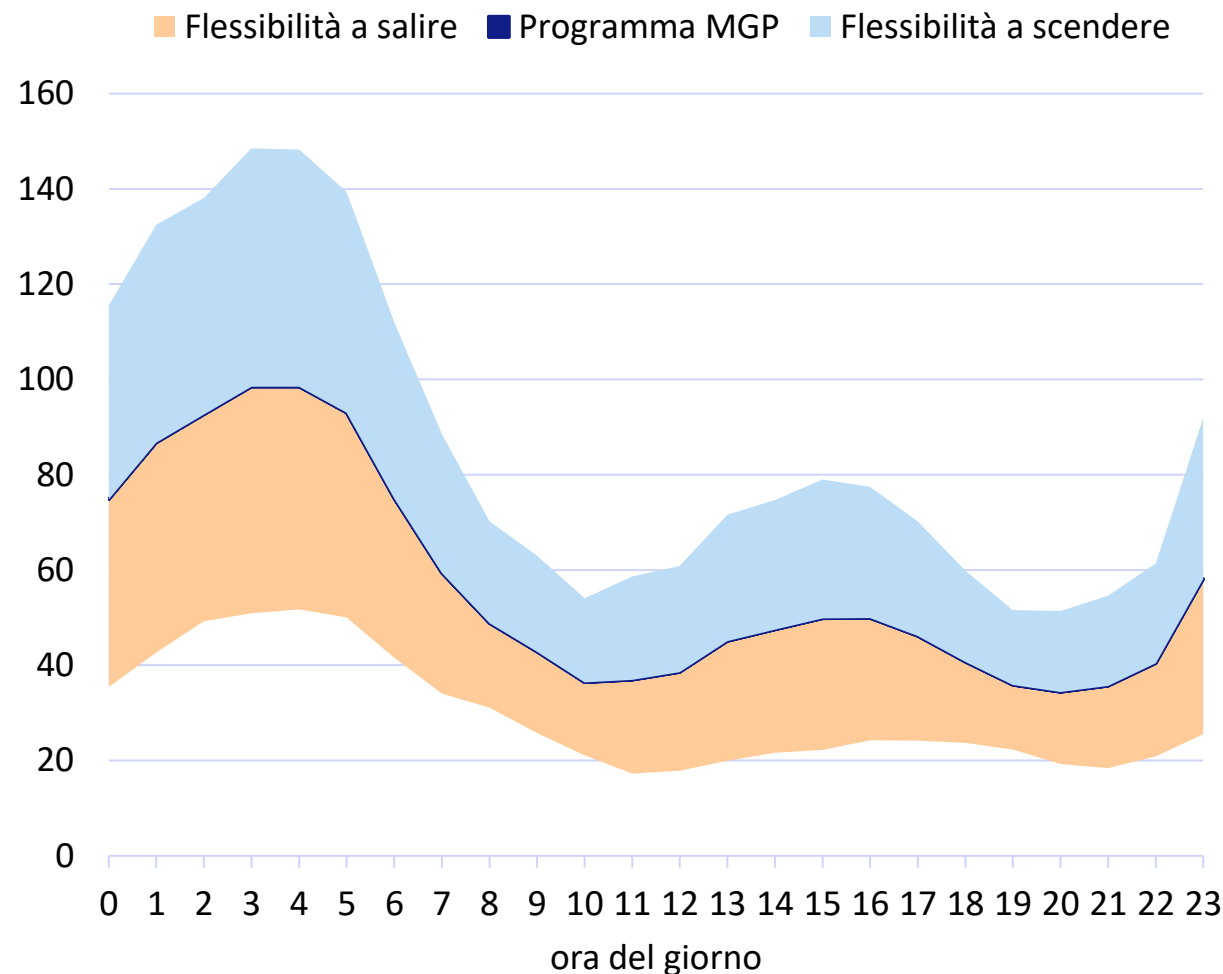
Stato di carica (%)
entrata/uscita

10 – 20/90 – 100

Penetrazione V2G

Elevata (50%)

POTENZA (AGGREGATO ITALIA) [MW]



CASI D'USO – PROFILO TIPICO DI PRELIEVO TOTALE ITALIA

SCENARIO ACCELERATO

Il profilo di prelievo previsto presenta un picco diurno e uno serale

La precedente elaborazione dei profili di ricarica per ogni caso d'uso permette di ricostruire un profilo di ricarica totale, pesando il contributo di ciascuna modalità di ricarica in base alla sua penetrazione (vedi slide successive)

Esso definisce il programma commerciale di compravendita di energia sul Mercato del Giorno Prima (MGP) associabile alla ricarica elettrica nel 2030 per ogni zona di mercato.

Il profilo di prelievo totale per il sistema Italia, in un giorno feriale e tipico della stagione fredda (riportato in figura), presenta due picchi da 3 GW (uno intorno a mezzogiorno, l'altro nel periodo serale) e due depressioni, la prima intorno a 1.5 GW di prima mattina, la seconda da 2.4 GW nel primo pomeriggio.

Infine, il prelievo notturno (22:00-5:00) risulta lentamente decrescente, partendo da 2.5 GW per arrivare intorno a 2.2 GW.

PESO RICARICA EV SU TOTALE (2030):

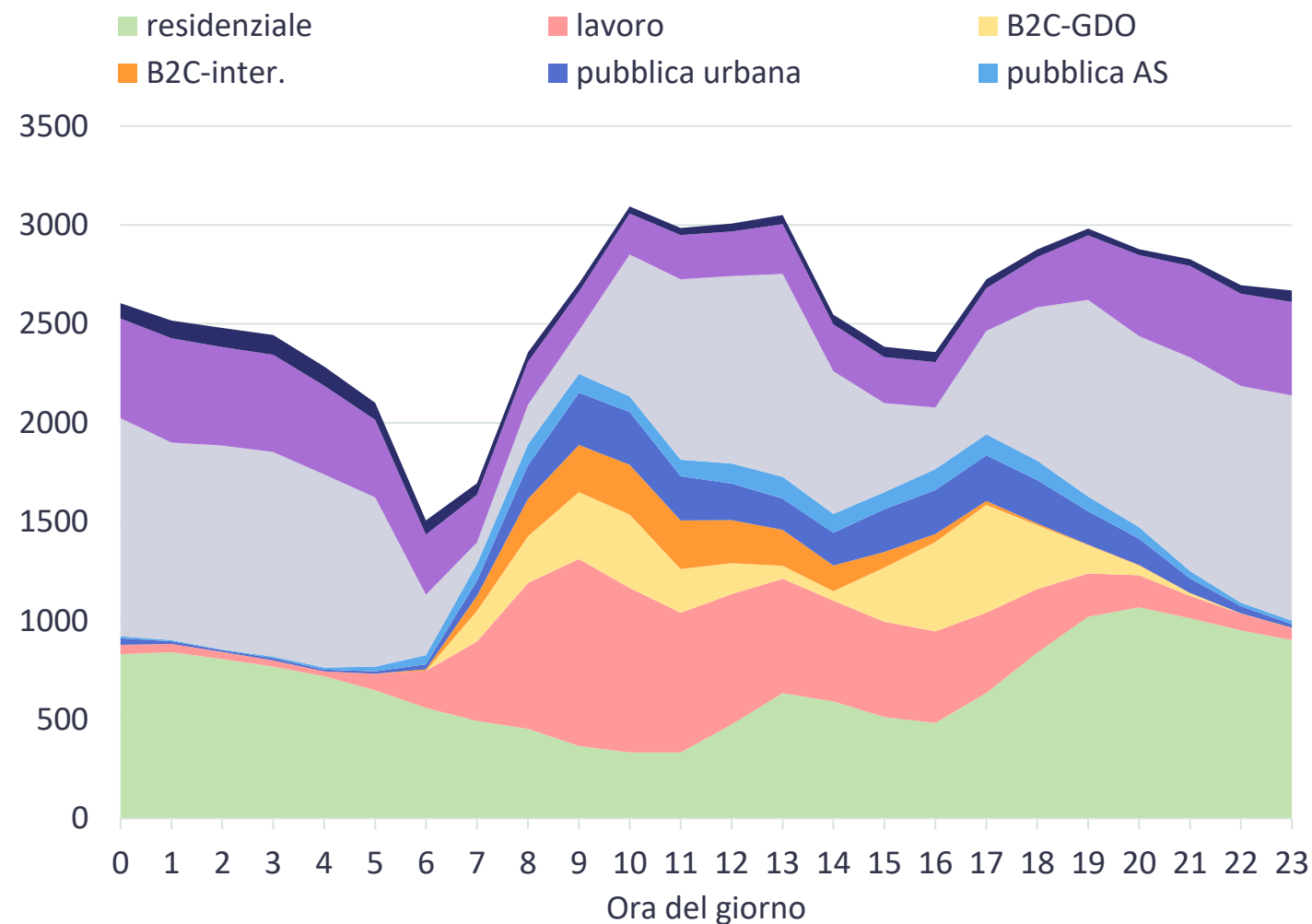
DOMANDA DI ENERGIA:

15,5 TWhsu 366 TWh sistema Italia
(4,2%)

PICCO DI PRELIEVO:

3,1 GWsu ca. 60 GW sistema Italia
(5,2%)

PROGRAMMA MGP (ITALIA, FERIALE, INVERNALE) [MW]



CASI D'USO – SOTTOCASI

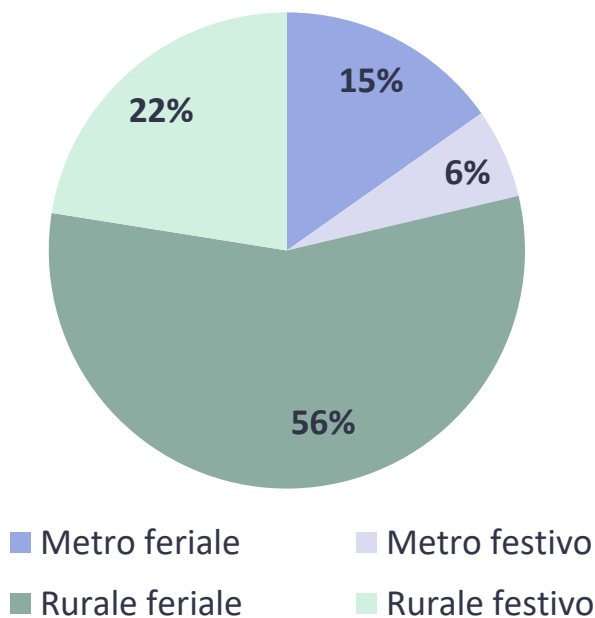
I profili di ricarica sono ulteriormente elaborati in base al contesto geografico, calendariale e stagionale in cui avviene la ricarica

GEOGRAFICO

Le modalità di ricarica sono diverse nelle grandi città rispetto al resto del territorio (capillarità TPL, presenza box privati, distanza media percorsa).

Definizione di due sotto-casi:

- sotto-caso **metropolitano**
- sotto-caso **rurale**

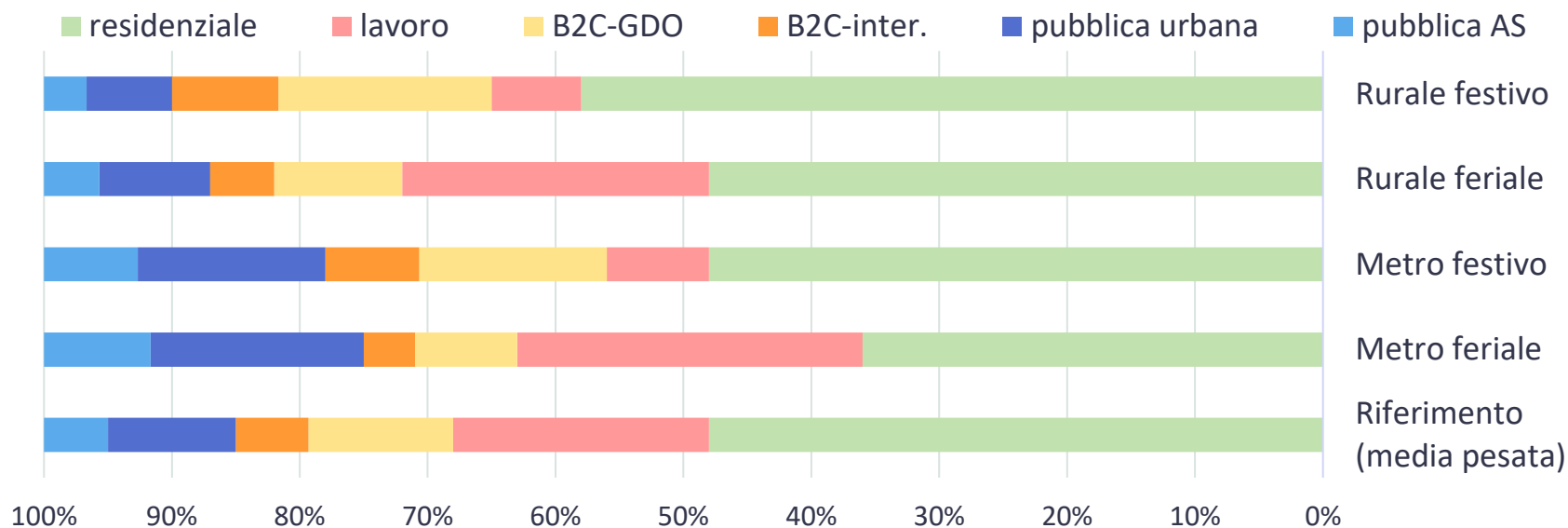


CALENDARIALE

Le modalità di ricarica differiscono tra giorni feriali e festivi, sia per un peso diverso dei vari casi d'uso, ma anche per un diverso profilo di ricarica atteso.

Definizione di due sotto-casi:

- sotto-caso **feriale**
- sotto-caso **festivo**



STAGIONALE

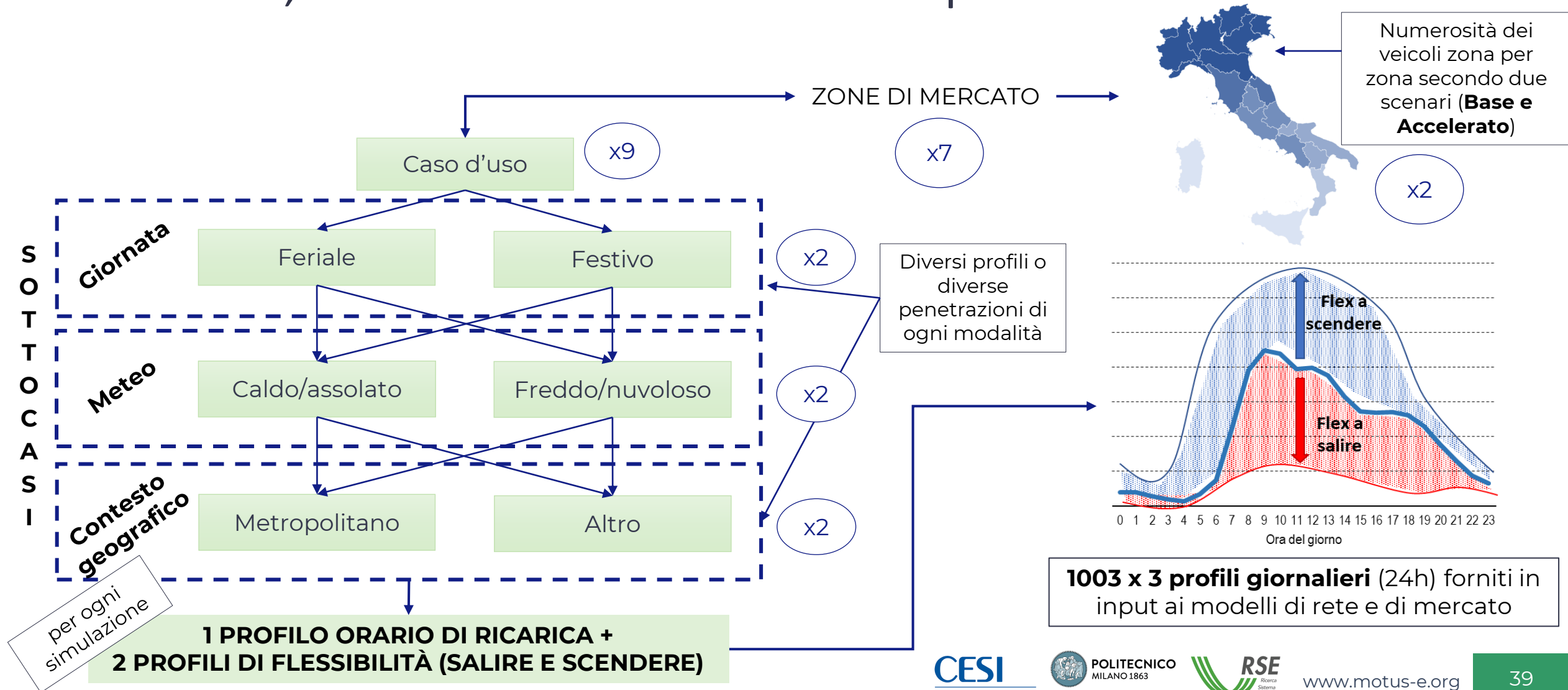
Il consumo di energia è in genere più elevato nella stagione fredda a causa della necessità di riscaldamento dell'abitacolo e del veicolo.

Definizione di due sotto-casi:

- sotto-caso **stagione calda**
- sotto-caso **stagione fredda**

CASI D'USO – SOTTOCASI

Sono stati definiti un profilo di prelievo e uno di flessibilità per ogni sotto-caso, zona di mercato e scenario di penetrazione



CASI D'USO – SOTTOCASI

Come esemplificazione della procedura è possibile osservare la distinzione fatta tra sotto-casi nella modalità di ricarica residenziale

GEOGRAFICO

L'ambito metropolitano (città sopra i 100mila abitanti) ha un peso inferiore rispetto a quello rurale.

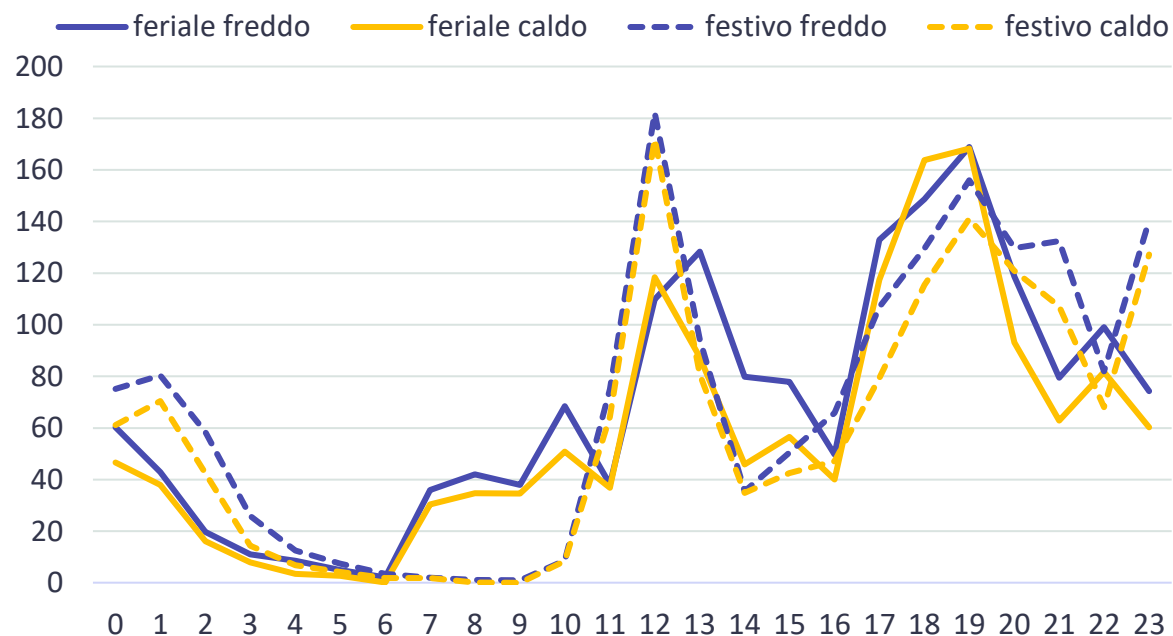
CALENDARIALE

I giorni feriali presentano un picco serale più pronunciato, mentre quelli festivi mostrano un picco a mezzogiorno.

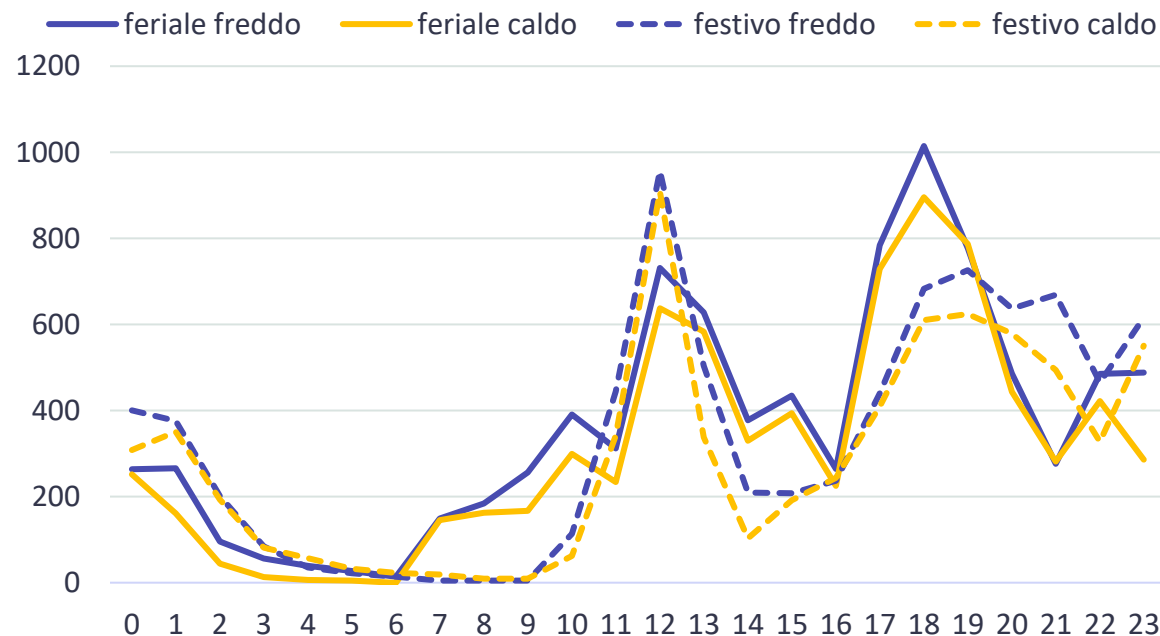
STAGIONALE

Il profilo della stagione fredda presenta potenze lievemente più elevate rispetto al profilo della stagione calda.

PROGRAMMA MGP (METRO) [MW]



PROGRAMMA MGP (RURALE) [MW]



AGENDA

Il contesto di sistema e gli scenari di ricarica al 2030

L'impatto della ricarica sul sistema elettrico:

- contributo alla necessità di potenziamento delle reti di distribuzione
- analisi dei costi legati al dispacciamento elettrico

Stima dei potenziali benefici da soluzioni VGI

Le opportunità di business per il VGI

Principali evidenze dello studio e proposte di policy

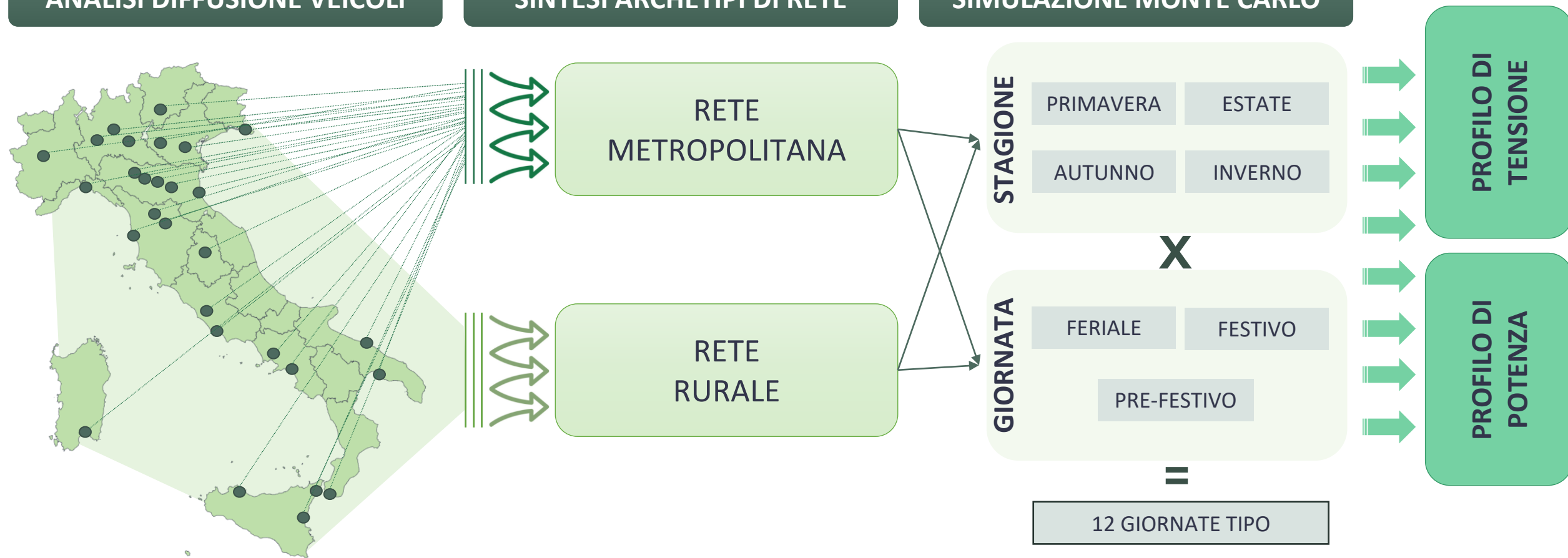
SVILUPPO RETI MT/BT – PROCEDURA DI SIMULAZIONE

Sono stati sintetizzati due archetipi di reti, inserendo casualmente i punti di ricarica in base alla tipologia e al volume di utenti da servire

ANALISI DIFFUSIONE VEICOLI

SINTESI ARCHETIPI DI RETE

SIMULAZIONE MONTE CARLO

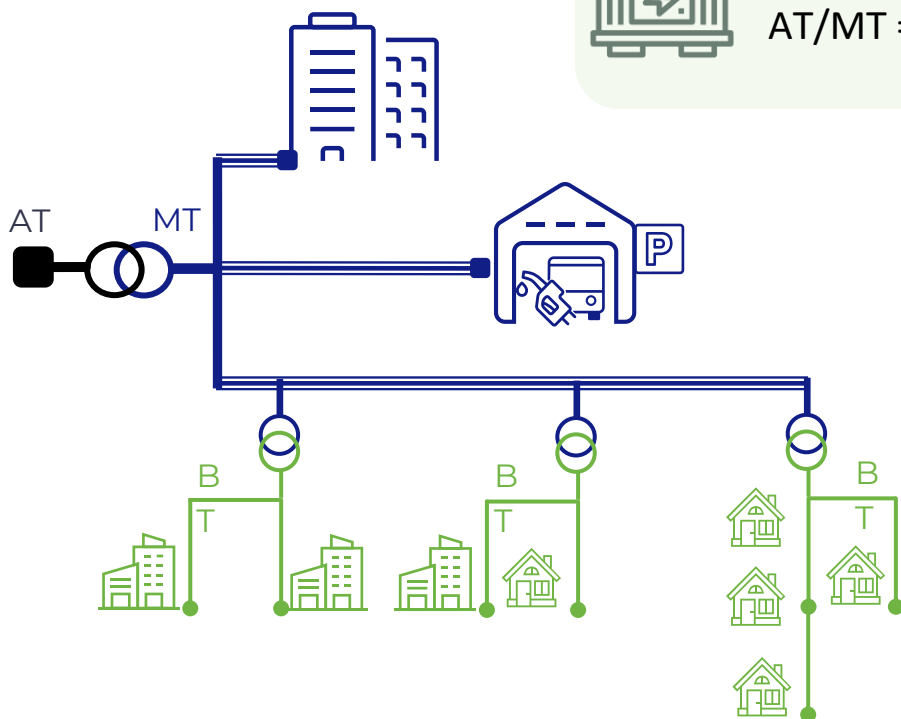


SVILUPPO RETI MT/BT – EVOLUZIONE DELLE RETI METROPOLITANE

La rete metropolitana è caratterizzata da linee corte ed elevata densità di carico, con alte potenze di trasformazione (AT/MT 63 MVA)

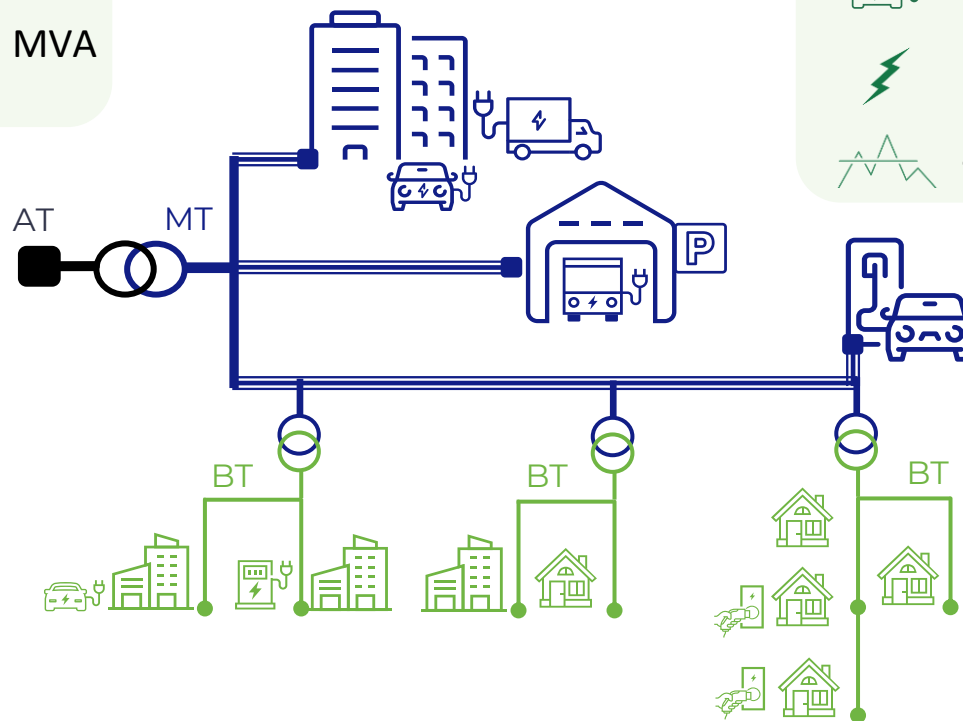
RETE METROPOLITANA ODIERNA

2022 – REF

 $MT/BT \geq 400 \text{ kVA}$ $AT/MT = 63 \text{ MVA}$ 

PROLIFERAZIONE DEI PUNTI DI RICARICA PER VE

2030 – EV



IMPATTO EV SU RETE METROPOLITANA

 4,000 veicoli elettrici 35 MWh/gg assorbiti 4 MW di picco

2.000 PdR:

SLOW → 85%

QUICK → 12%

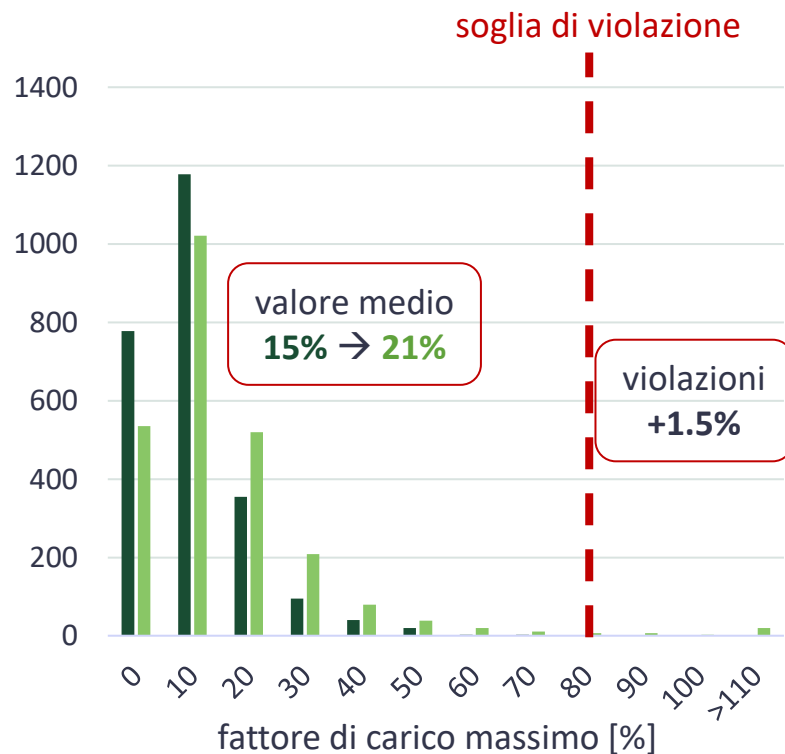
FAST → 3%

SVILUPPO RETI MT/BT – IMPATTO DELLA RICARICA SULLA RETE METROPOLITANA

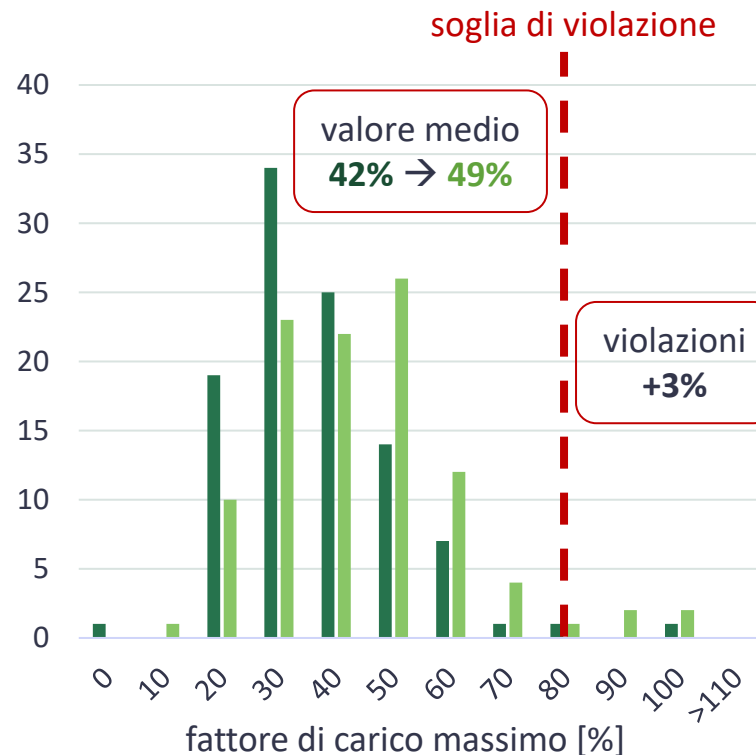
La ricarica di veicoli elettrici aumenta i fattori di carico in maniera generalizzata, incrementando il numero di elementi in violazione

2022 – REF 2030 – EV

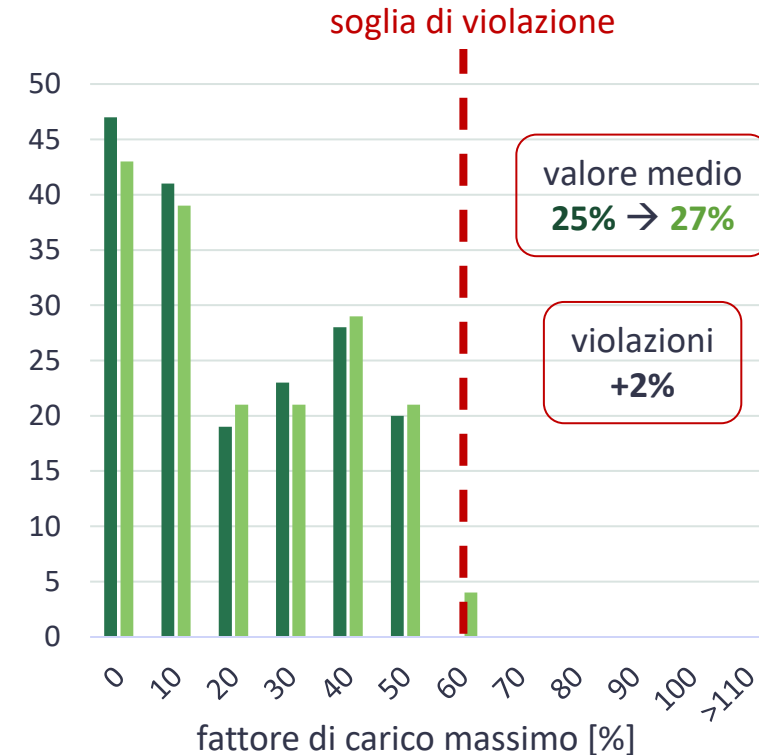
LINEE DI BASSA TENSIONE



TRASFORMATORI MT/BT



LINEE DI MEDIA TENSIONE



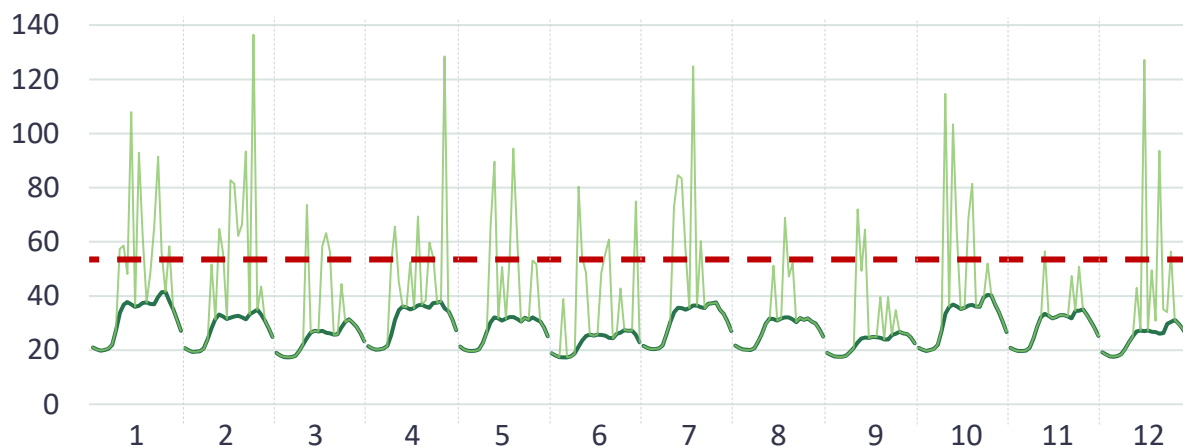
SVILUPPO RETI MT/BT – IMPATTO DELLA RICARICA SULLA RETE METROPOLITANA

I tratti di rete in bassa tensione soffrono per sovraccarichi di breve durata ma elevata intensità rispetto alle soglie di violazione

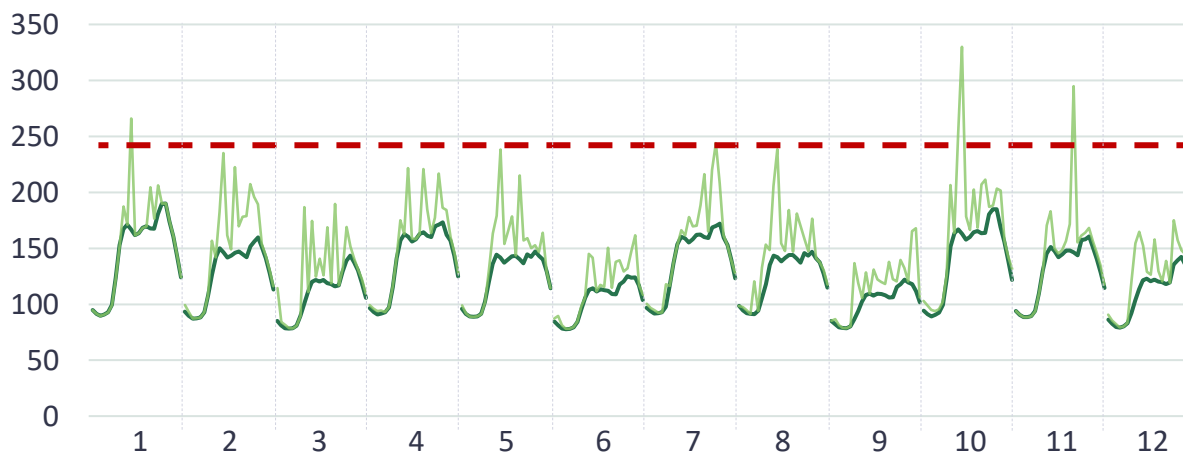
LINEE DI BASSA TENSIONE [kW]

2022 – REF

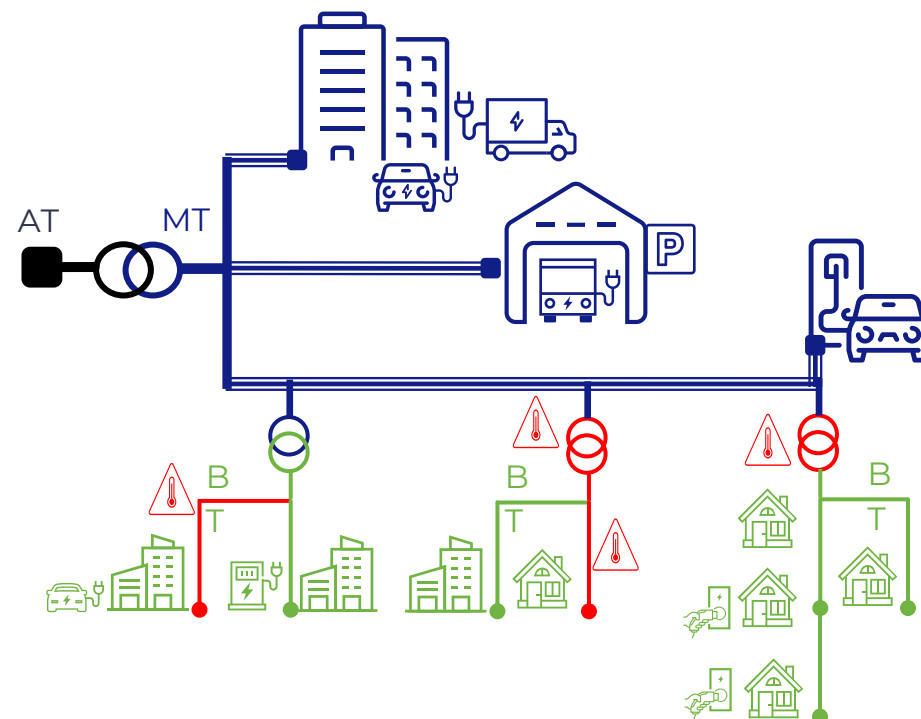
2030 – EV



TRASFORMATORI MT/BT [kW]

**! Necessità di sviluppo rete !**

- posa nuove linee BT per PoD dedicati alla ricarica
- potenziamento rete per IdR su PoD esistenti



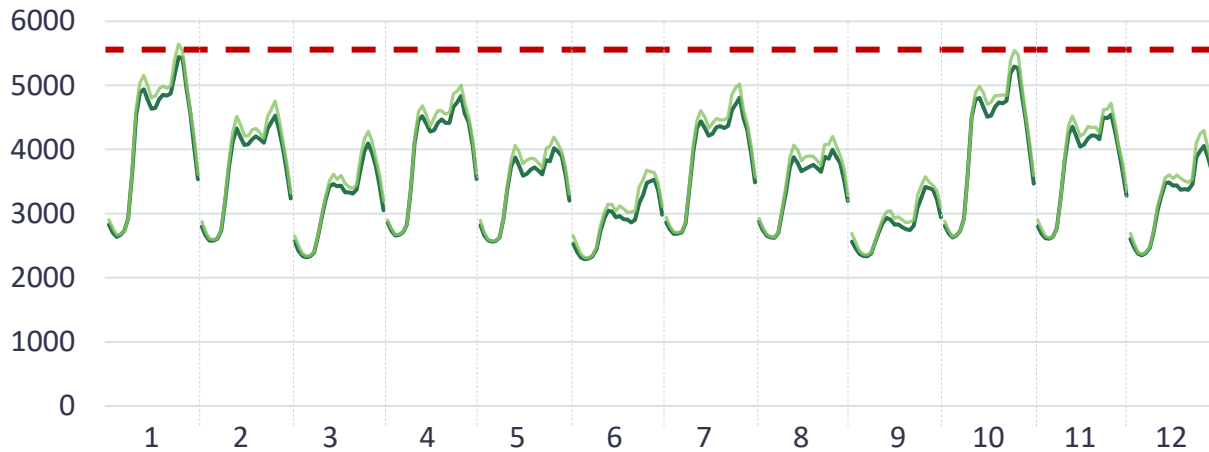
SVILUPPO RETI MT/BT – IMPATTO DELLA RICARICA SULLA RETE METROPOLITANA

I tratti di rete media tensione soffrono di sovraccarichi lunghi per la sovrapposizione tra la ricarica VE e un carico di base già elevato

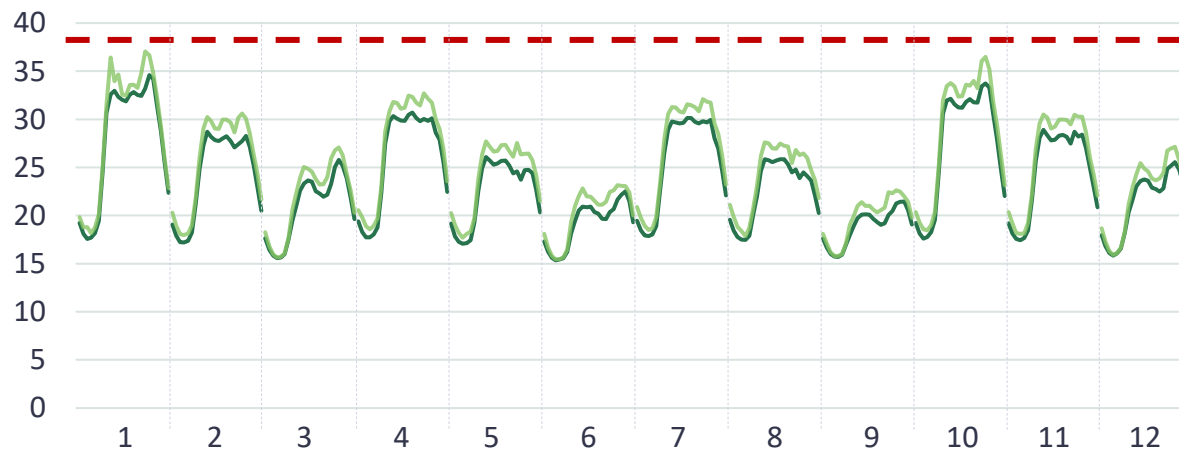
LINEE DI MEDIA TENSIONE [kW]

2022 – REF

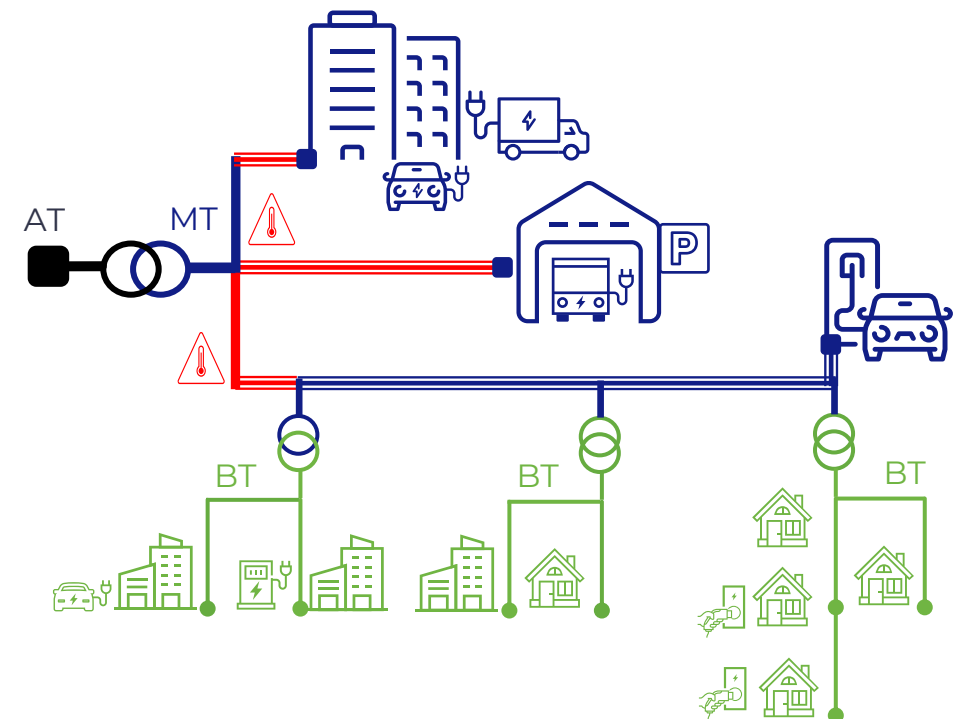
2030 – EV



TRASFORMATORI AT/MT [MW]

**! Necessità di sviluppo rete !**

- potenziamento rete su cluster ad alta densità

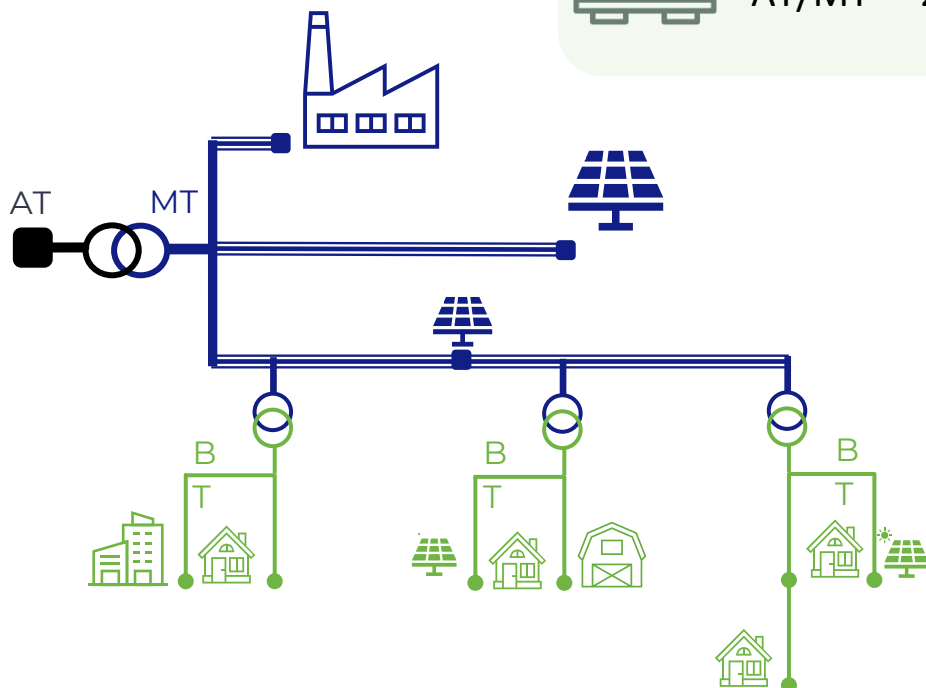


SVILUPPO RETI MT/BT – EVOLUZIONE DELLE RETI RURALI

La rete rurale è caratterizzata da linee lunghe con bassa densità di carico ed alta penetrazione di generazione distribuita da FER-NP

RETE RURALE ODIERNA

2022 – REF

 $MT/BT \leq 250 \text{ kVA}$ $AT/MT = 25 \text{ MVA}$ 

PROLIFERAZIONE DEI PUNTI DI RICARICA PER VE

2030 – EV

IMPATTO VE SU RETE RURALE



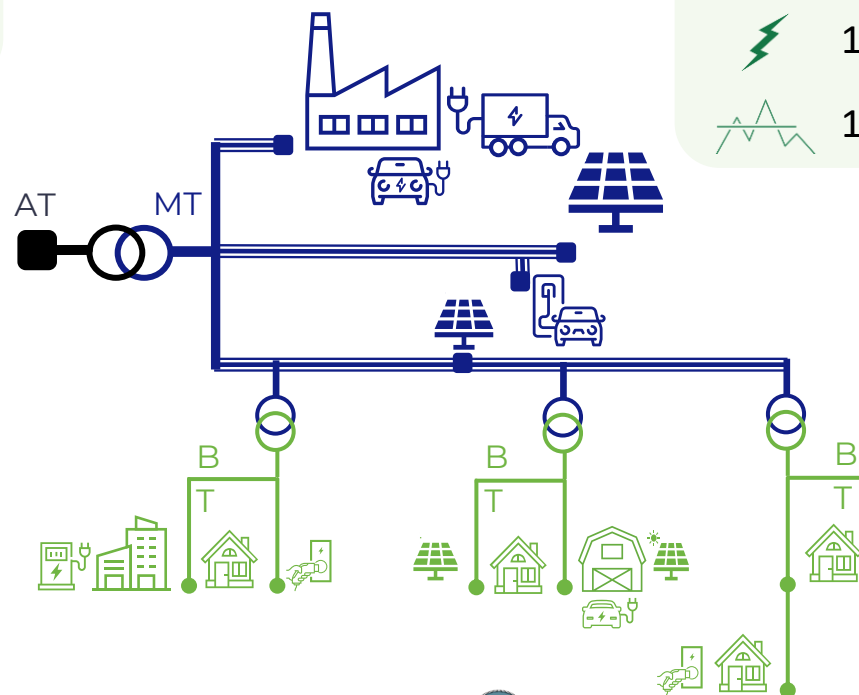
1,500 veicoli elettrici



13 MWh/gg assorbiti



1.6 MW di picco



800 PdR:

SLOW → 87%

QUICK → 10%

FAST → 3%

SVILUPPO RETI MT/BT – IMPATTO DELLA RICARICA SULLA RETE RURALE

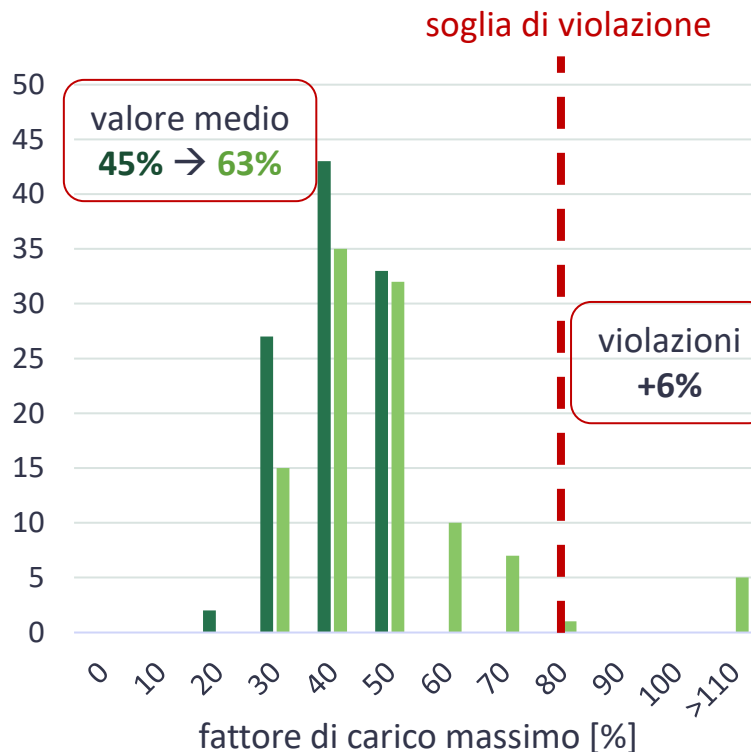
La ricarica di veicoli elettrici aumenta le violazioni sugli elementi già critici solo quando non viene compensata da generazione locale

■ 2022 – REF ■ 2030 – EV

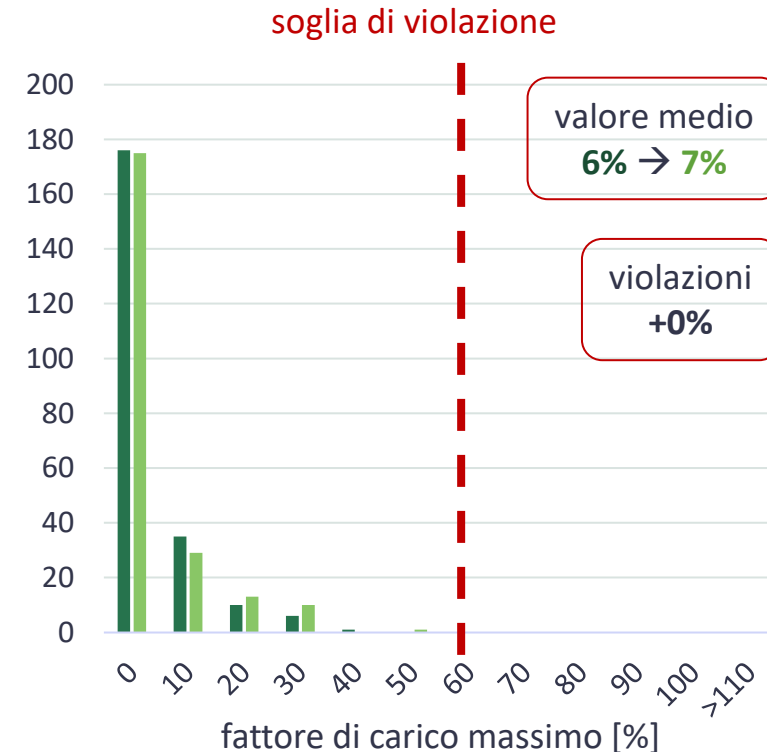
LINEE DI BASSA TENSIONE



TRASFORMATORI MT/BT



LINEE DI MEDIA TENSIONE

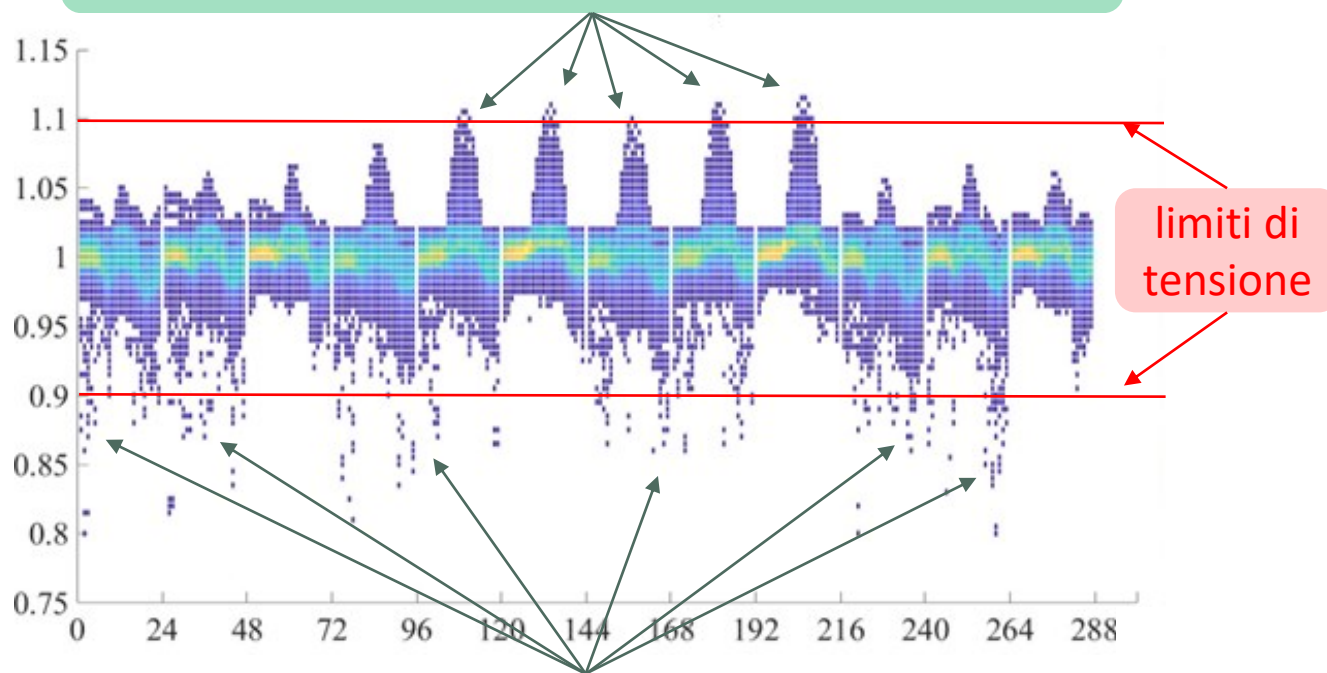


SVILUPPO RETI MT/BT – IMPATTO DELLA RICARICA SULLA RETE RURALE

Le reti rurali mostrano problemi legati al profilo della tensione che possono essere risolti sincronizzando produzione FER-NP e consumi

PROFILO ORARIO DI TENSIONE [p.u. di V_n]

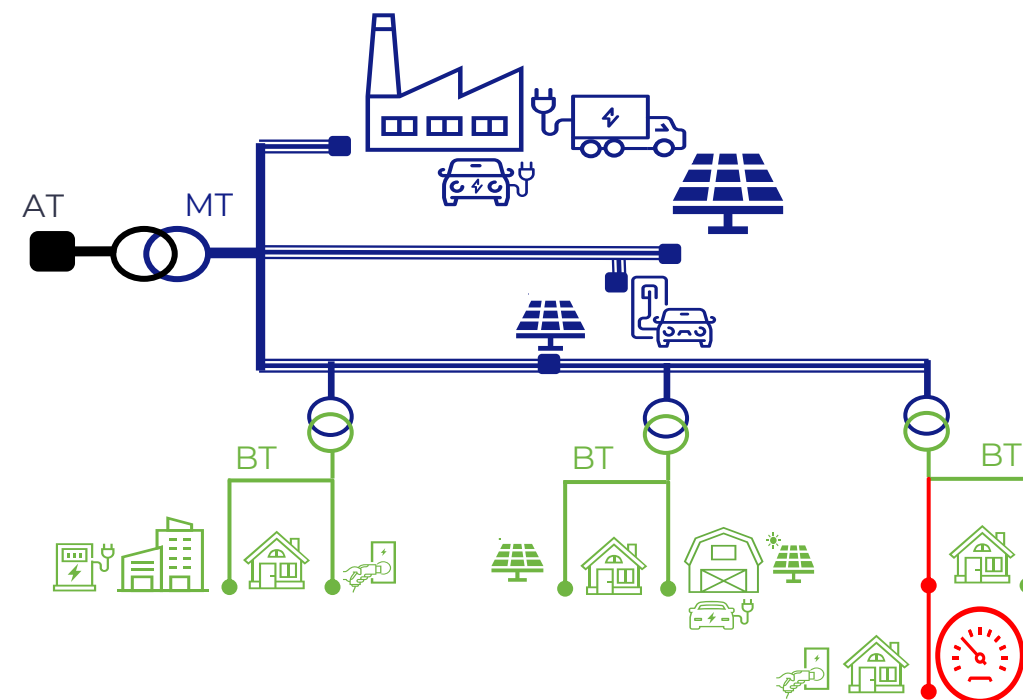
sovra-tensioni per eccessiva produzione da FV



sotto-tensioni causate da picchi di prelievo sulla rete periferica

! Necessità di sviluppo rete !

- installazione di banchi di compensazione in CP/CS



AGENDA

Il contesto di sistema e gli scenari di ricarica al 2030

L'impatto della ricarica sul sistema elettrico:

- contributo alla necessità di potenziamento delle reti di distribuzione
- **analisi dei costi legati al dispacciamento elettrico**

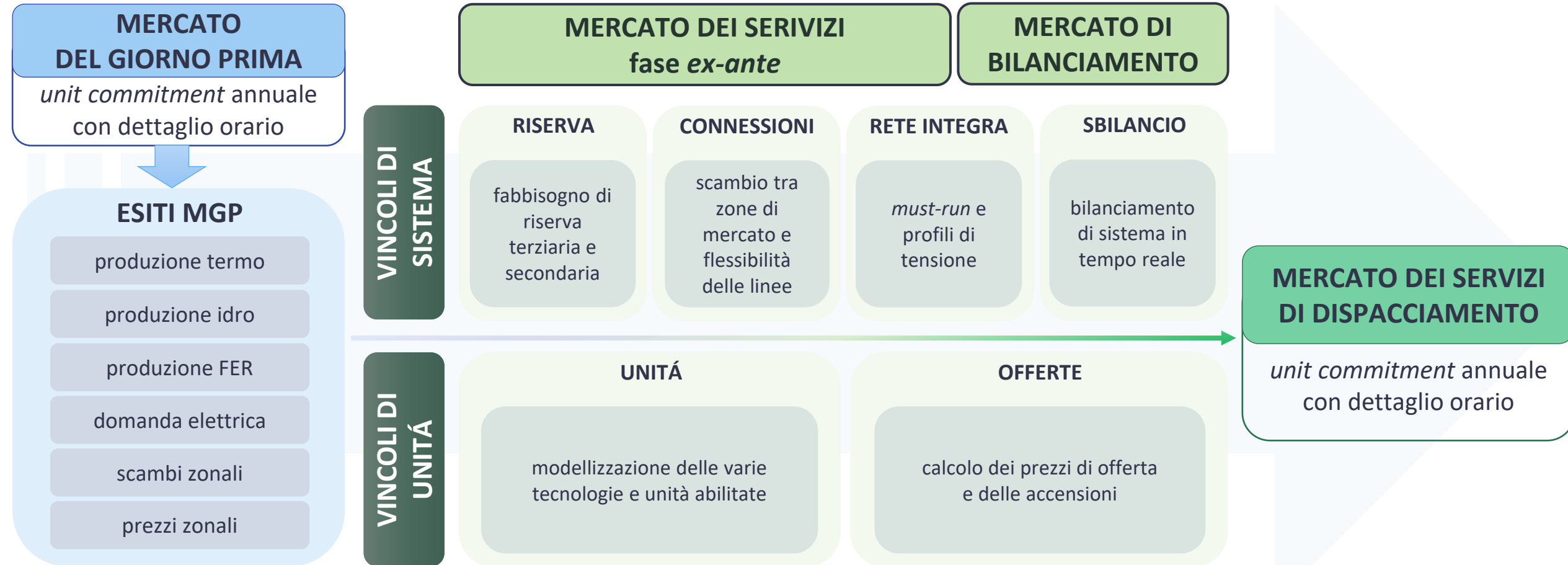
Stima dei potenziali benefici da soluzioni VGI

Le opportunità di business per il VGI

Principali evidenze dello studio e proposte di policy

COSTI DI DISPACCIAMENTO – PROCEDURA DI SIMULAZIONE

La simulazione comprende i vincoli della fase *ex-ante* e di quella *real-time* di MSD, più i vincoli tecnico-economici delle unità

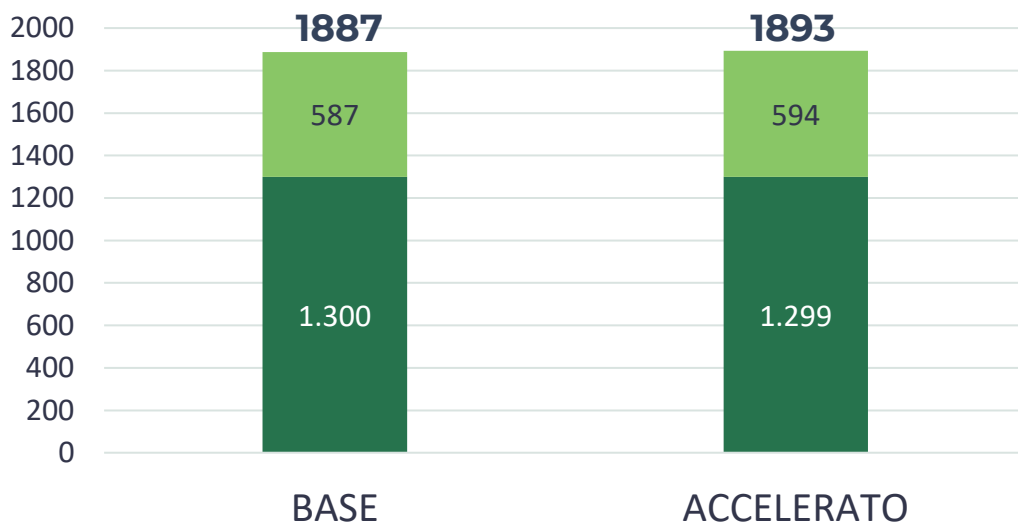


COSTI DI DISPACCIAMENTO – COSTO TOTALE E OVERGENERATION INDOTTA

La stima dei costi MSD è 1.9 MLD€, con *overgeneration* a 5.5 TWh
I risultati non variano tra scenario base e accelerato

■ MSD *ex-ante* ■ MB

ESBORSO SYSTEM OPERATOR [M€]



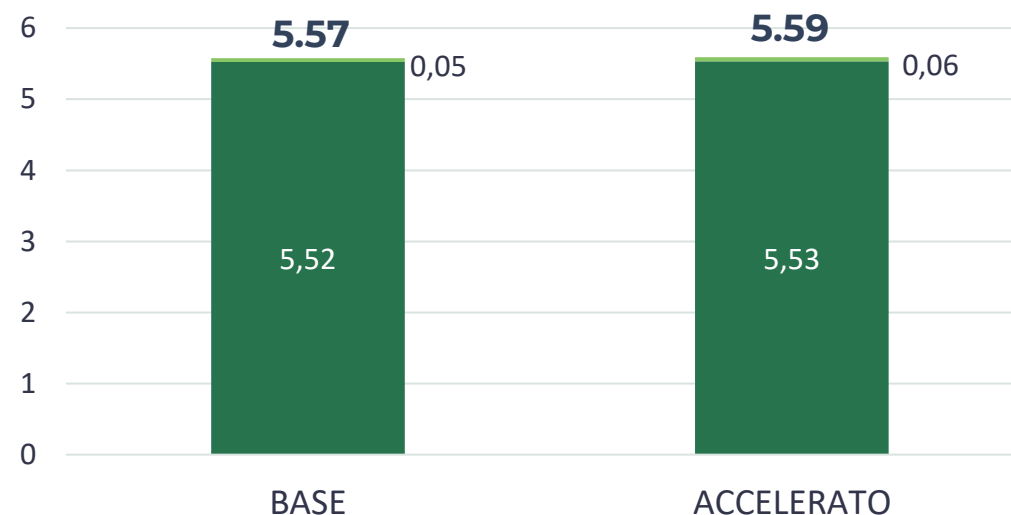
MSD
ex-ante

Nella fase di *scheduling* è necessario predisporre il sistema per l'esercizio secondo i criteri di sicurezza stabiliti nel codice di rete Italiano e in quelli Europei

MB

Nella fase di esercizio è necessario garantire la sicurezza e il bilanciamento del sistema in tempo reale

OVERGENERATION [TWh]



Le movimentazioni necessarie durante la fase di *scheduling* per garantire la sicurezza del sistema (margini di riserva e VRI) possono comportare l'accensione dei gruppi termoelettrici in sostituzione di una quota di generazione da FER-NP (*overgeneration*), che non verrebbe così utilizzata

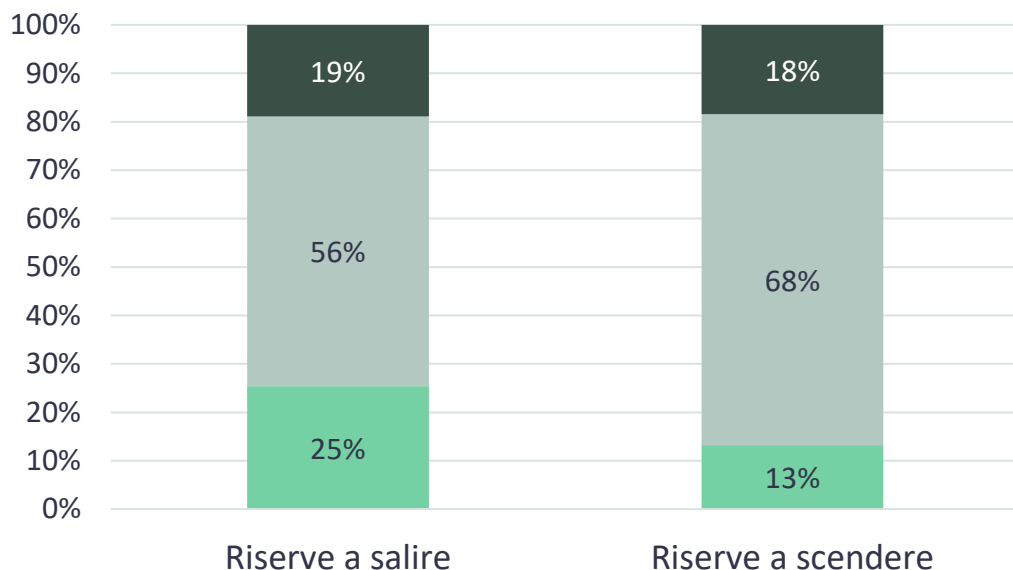
COSTI DI DISPACCIAMENTO – ALLOCAZIONE DELLE RISERVE E MOVIMENTAZIONI *EX-ANTE*

Per procurare i margini di riserva necessari al sistema è necessario movimentare molto i termoelettrici nella fase *ex-ante* di MSD

Domanda Flessibile (salire) e FER (scendere) Accumuli Termoelettrici

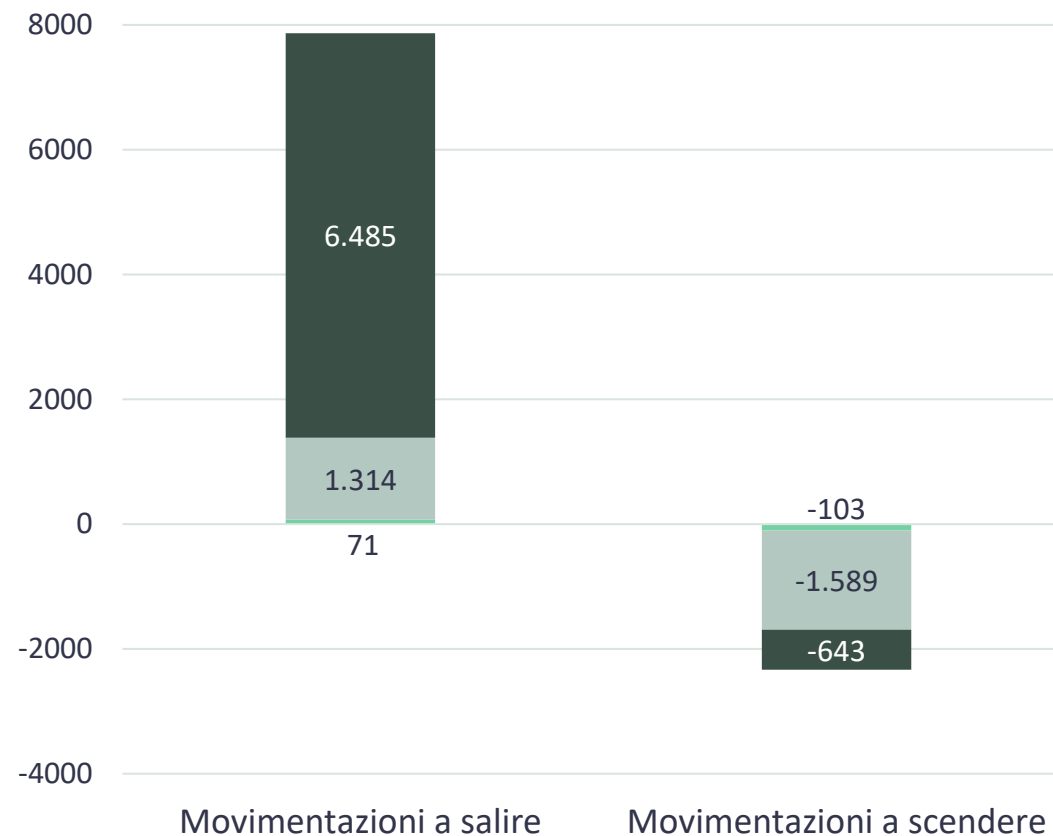
SCENARIO ACCELERATO
risultati analoghi per base

ALLOCAZIONE DELLE RISERVE



Durante la fase di *scheduling* di MSD è necessario procurare gli opportuni margini di riserva anche attraverso la movimentazione di alcuni impianti, cambiando il loro programma vincolante.

Accumuli, domanda flessibile e FER sono dotate di maggiore flessibilità e quindi forniscono riserva senza dover essere molto movimentate in *ex-ante*.

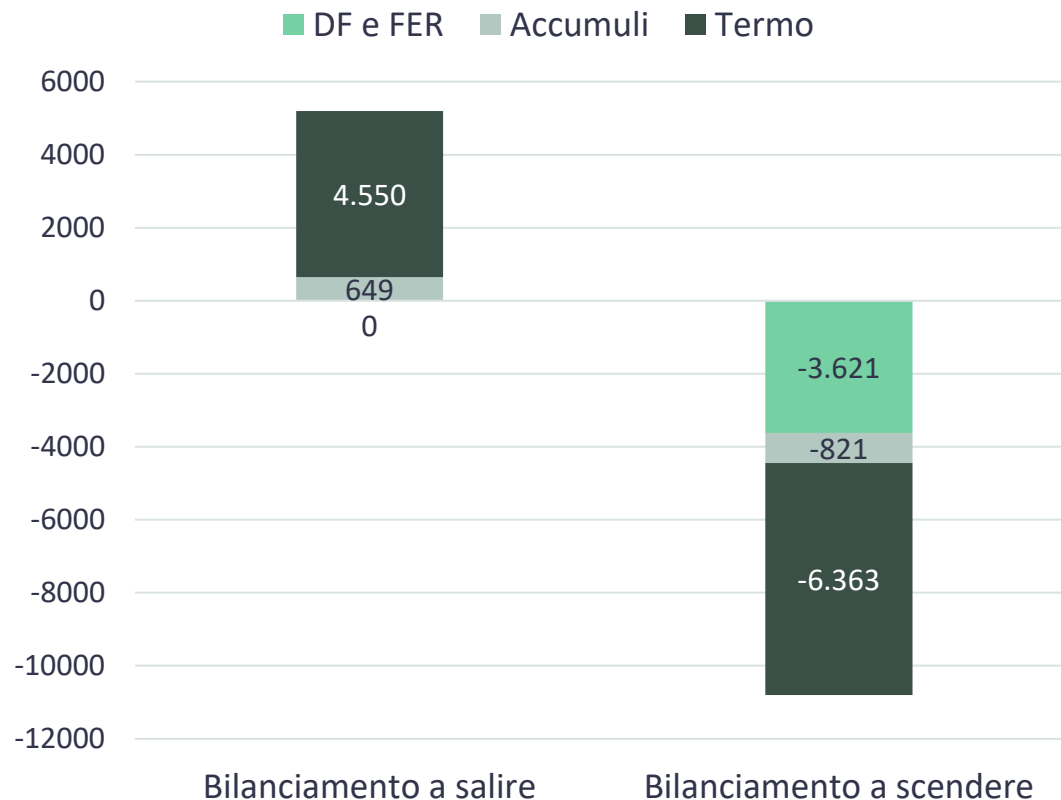
MOVIMENTAZIONI IN MSD *ex-ante* [GWh]

COSTI DI DISPACCIAMENTO – VOLUMI E PREZZI NEL MERCATO DI BILANCIAMENTO

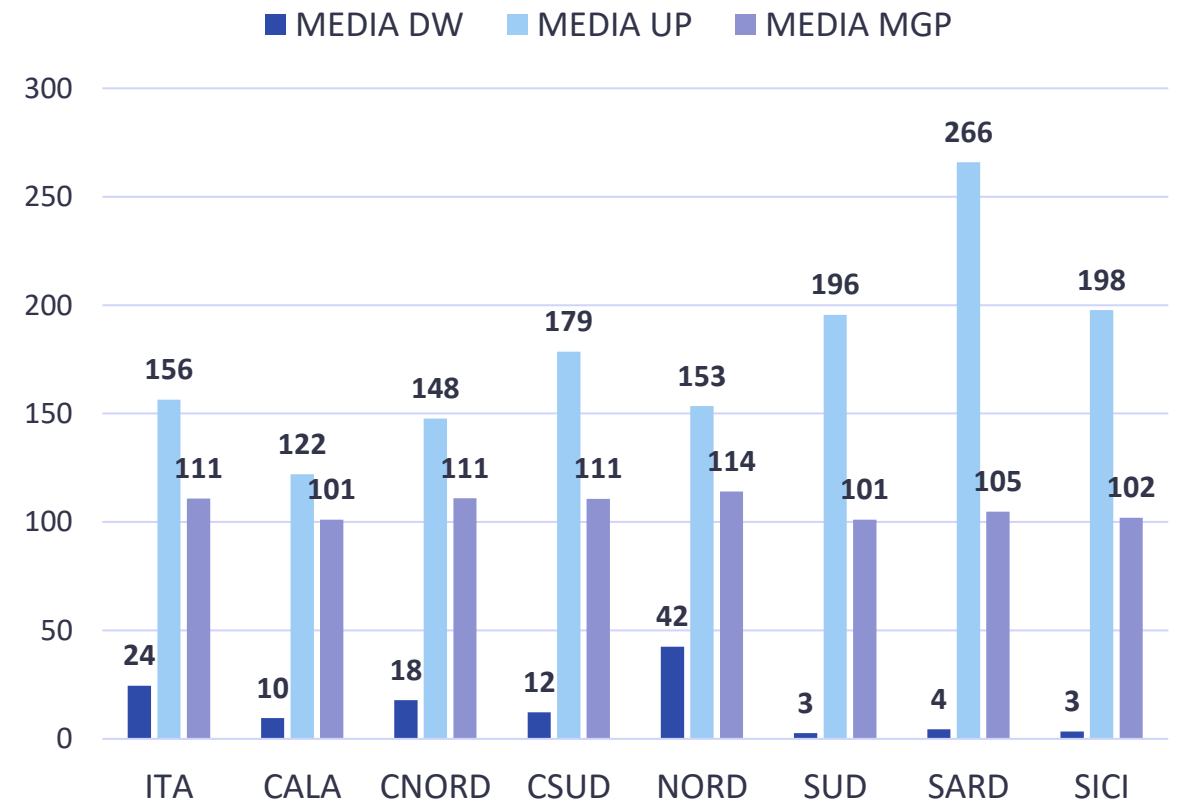
Viene compensato lo sbilanciamento di sistema in tempo reale e i prezzi medi riflettono i costi marginali delle unità chiamate

SCENARIO ACCELERATO
risultati analoghi per base

MOVIMENTAZIONI IN MB [GWh]



PREZZI ZONALI [€/MWh]



AGENDA

Il contesto di sistema e gli scenari di ricarica al 2030

L'impatto della ricarica sul sistema elettrico

Stima dei potenziali benefici da soluzioni VGI:

- **soluzioni VGI per ridurre l'impatto della ricarica sulle reti di distribuzione**
- i benefici del VGI sui costi del dispacciamento elettrico

Le opportunità di business per il VGI

Principali evidenze dello studio e proposte di policy

SOLUZIONI VGI PER LE RETI MT/BT

Le possibili soluzioni VGI contemplano pratiche di *smart charging* e opportuno sincronismo tra generazione, accumulo e ricarica



RICARICA INTELLIGENTE (*SMART CHARGING*)



CONDIVISIONE LOCALE DELL'ENERGIA

CONTROLLO DELLA RICARICA

Ricaricare un veicolo a potenza ridotta permette, soprattutto nelle soste di lunga durata, di ridurre l'impatto sulla rete elettrica a parità di energia totale ricaricata, quindi senza danneggiare l'utente finale.

Sono di particolare interesse le modalità di ricarica residenziale, di interscambio e al lavoro per l'elevato rapporto tra tempo di sosta ed energia ricaricata.

UTILIZZO DI ACCUMULI

L'utilizzo di sistemi di accumulo di energia associati a punti di ricarica ad alta potenza (>50 kW) permette di ridurre i picchi di richiesta alla rete e quindi anche il numero di elementi potenzialmente soggetti a violazione delle soglie di sicurezza di esercizio.

L'utilizzo di accumuli riduce le violazioni dovute a fenomeni di breve durata ma elevata intensità.

CONDIVISIONE DI ENERGIA LOCALE

La condivisione di energia prodotta localmente da FER-NP comporta una vicinanza spaziale e un sincronismo temporale tra immissione e prelievo di energia attraverso rete elettrica.

Per questo motivo, ricaricare i veicoli elettrici vicino a impianti FER-NP distribuiti e quando questi impianti producono comporta un alleggerimento del carico a cui la rete è sottoposta.

SOLUZIONI VGI PER LE RETI MT/BT – SMART CHARGING SU RETE METROPOLITANA

La ricarica intelligente riduce le criticità osservate sulla rete lungo i tratti di bassa tensione della rete metropolitana

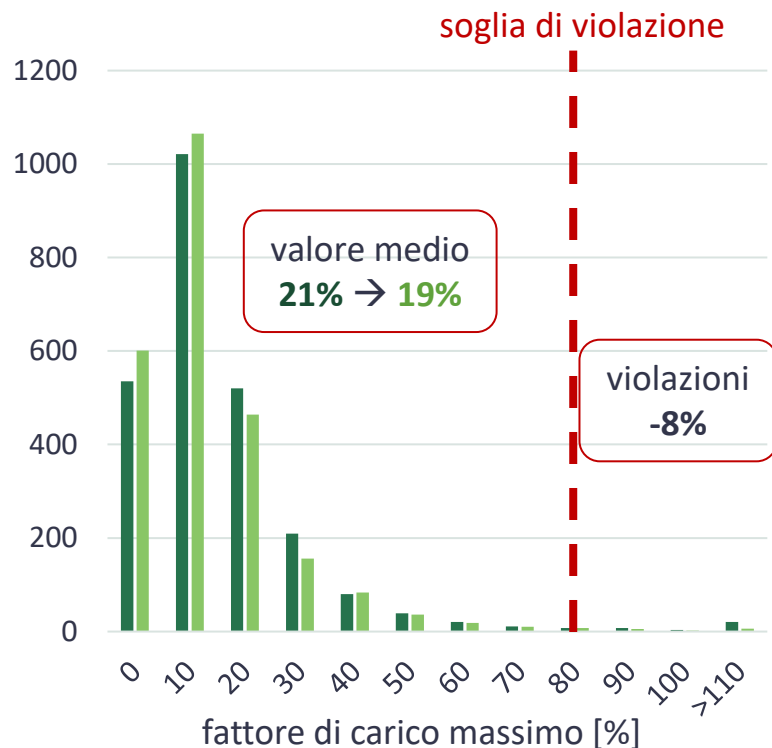


INCONTROLLATA

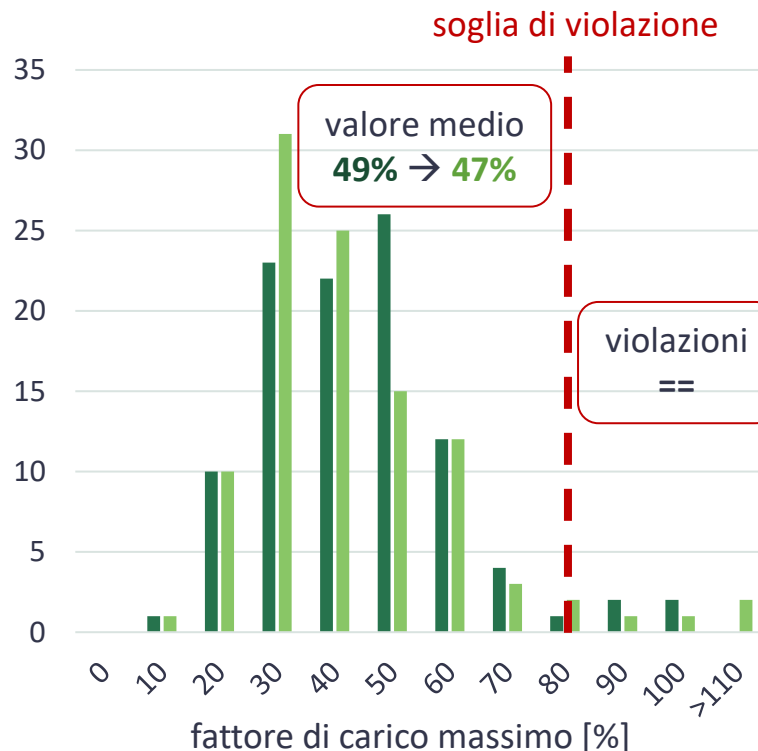


SMART

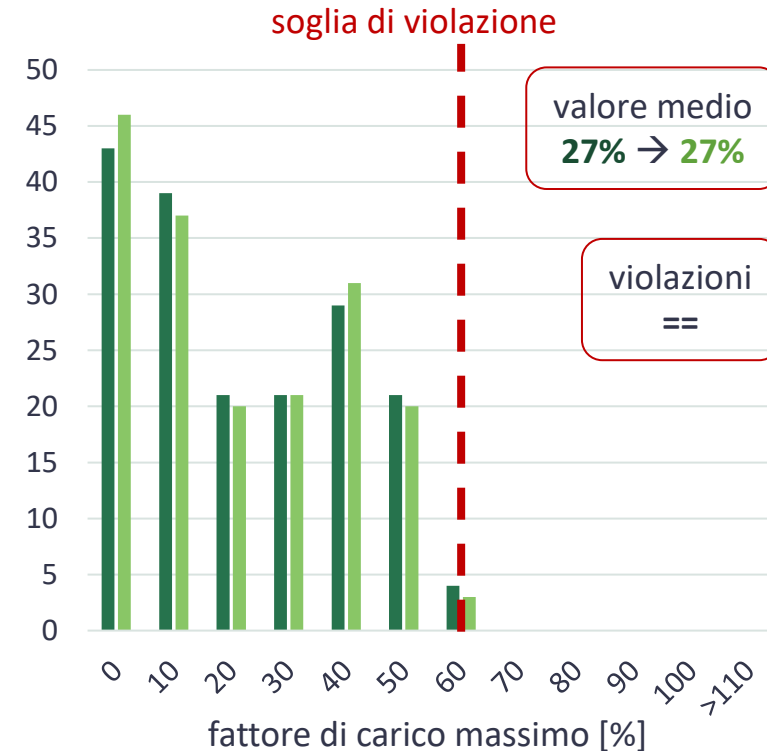
LINEE DI BASSA TENSIONE



TRASFORMATORI MT/BT



LINEE DI MEDIA TENSIONE



SOLUZIONI VGI PER LE RETI MT/BT – SMART CHARGING SU RETE RURALE

La ricarica intelligente riduce le criticità osservate sulla rete lungo i tratti di bassa tensione della rete rurale

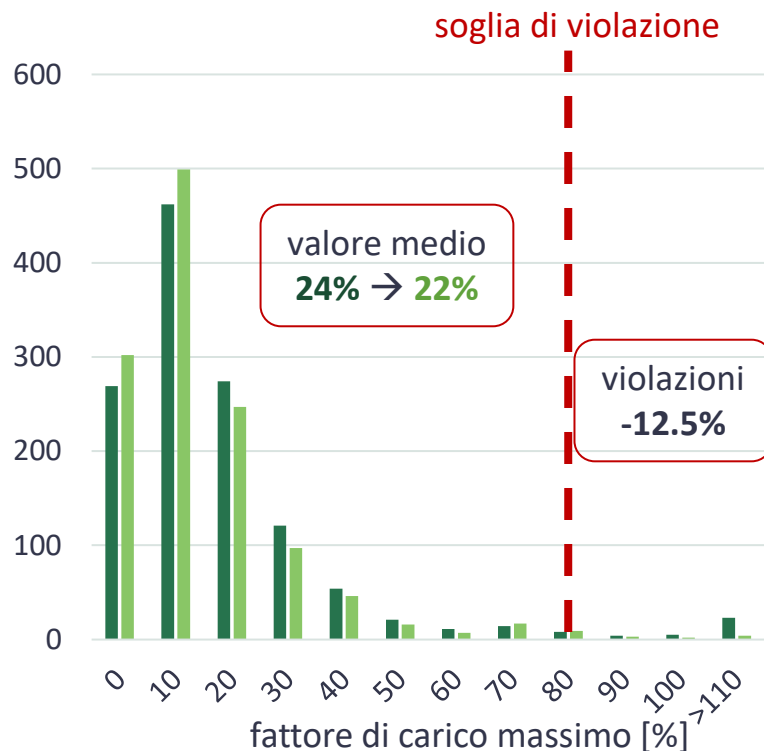


INCONTROLLATA

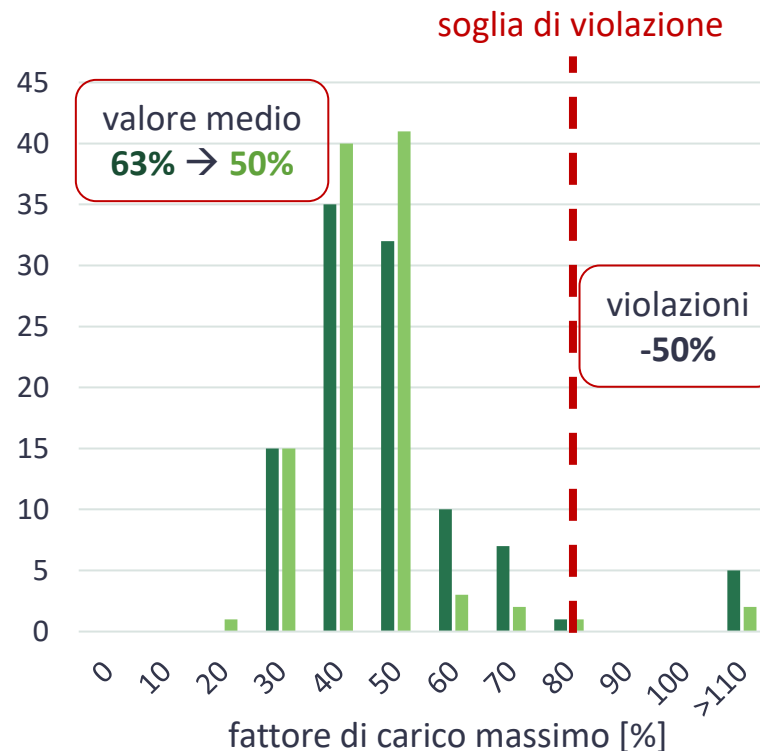


SMART

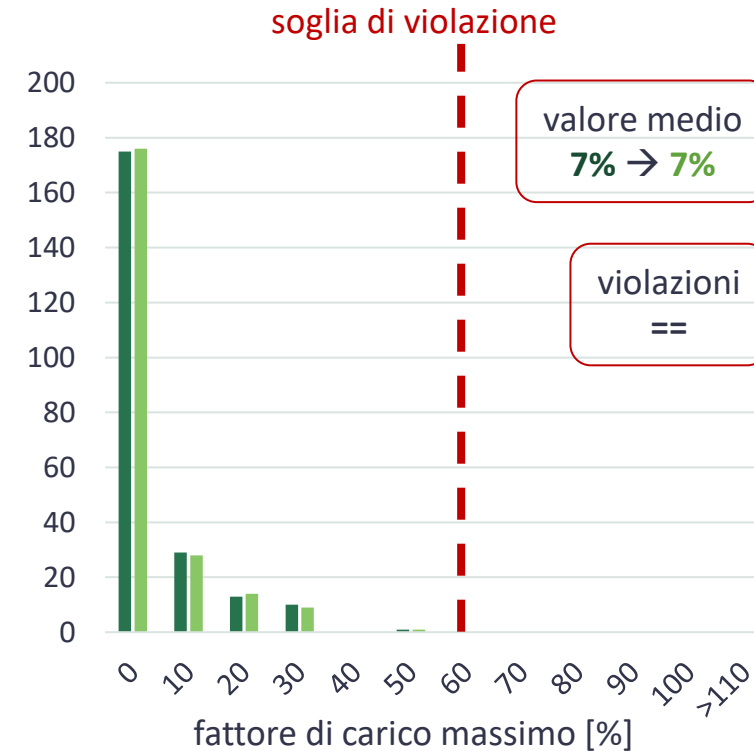
LINEE DI BASSA TENSIONE



TRASFORMATORI MT/BT

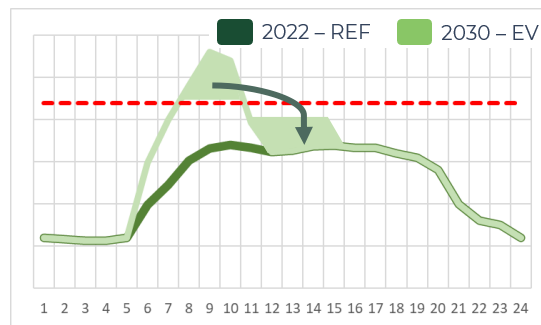
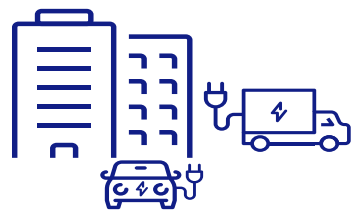
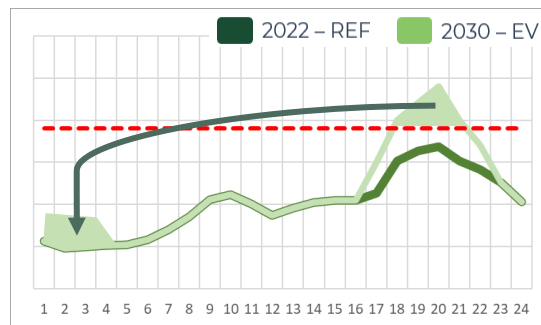


LINEE DI MEDIA TENSIONE



SOLUZIONI VGI PER LE RETI MT/BT – SUMMARY SMART CHARGING

La ricarica smart permette di ridurre mediamente il profilo di potenza sugli elementi di rete

RETE METROPOLITANA
risultati analoghi per rurale

La ricarica smart permette di ridurre il picco serale in prossimità delle utenze domestiche e quello mattutino/pomeridiano in prossimità delle utenze commerciali e industriali.

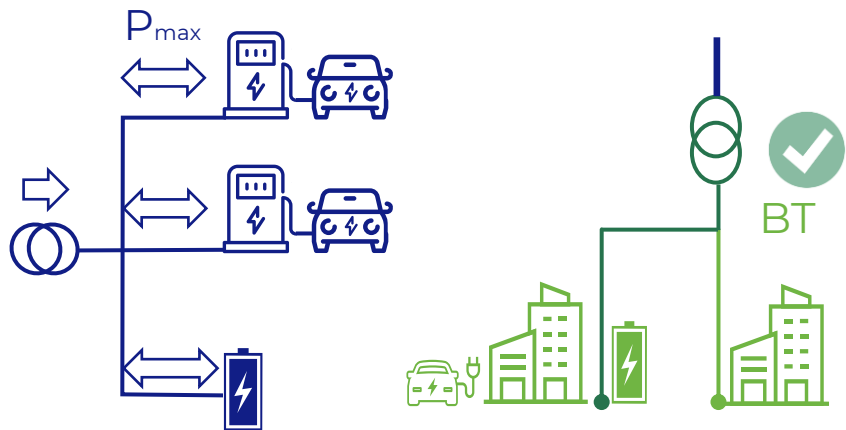
L'appiattimento del profilo di assorbimento porta benefici generalizzati al sistema soprattutto in termini di fattori di carico ed energie in violazione.



	FATTORE DI CARICO	ENERGIA IN VIOLAZIONE [MWh]
LINEE BT	20.6% → 19%	205 → 107
TRAFO MT/BT	49.4% → 47%	169 → 95
LINEE MT	26.8% → 26.5%	16 → 16

SOLUZIONI VGI PER LE RETI MT/BT – UTILIZZO DI SISTEMI DI ACCUMULO

L'utilizzo di sistemi di accumulo riduce il numero di violazioni dovute a soste di breve durata ma elevata potenza

RETE METROPOLITANA
risultati analoghi per rurale

L'utilizzo di un sistema di accumulo associato ad un'infrastruttura di ricarica è particolarmente utile quando la potenza di ricarica non può essere modulata (sosta breve) o nei casi in cui le violazioni sono determinate da picchi di breve durata ma elevata intensità, come accade per i tratti di rete in bassa tensione.

Associando un sistema di accumulo alle infrastrutture di ricarica ad alta potenza è possibile ridurre i costi e i tempi di connessione passando dalla media (>100 kW) alla bassa tensione (<100kW).

UTILIZZO DI UN SISTEMA DI ACCUMULO

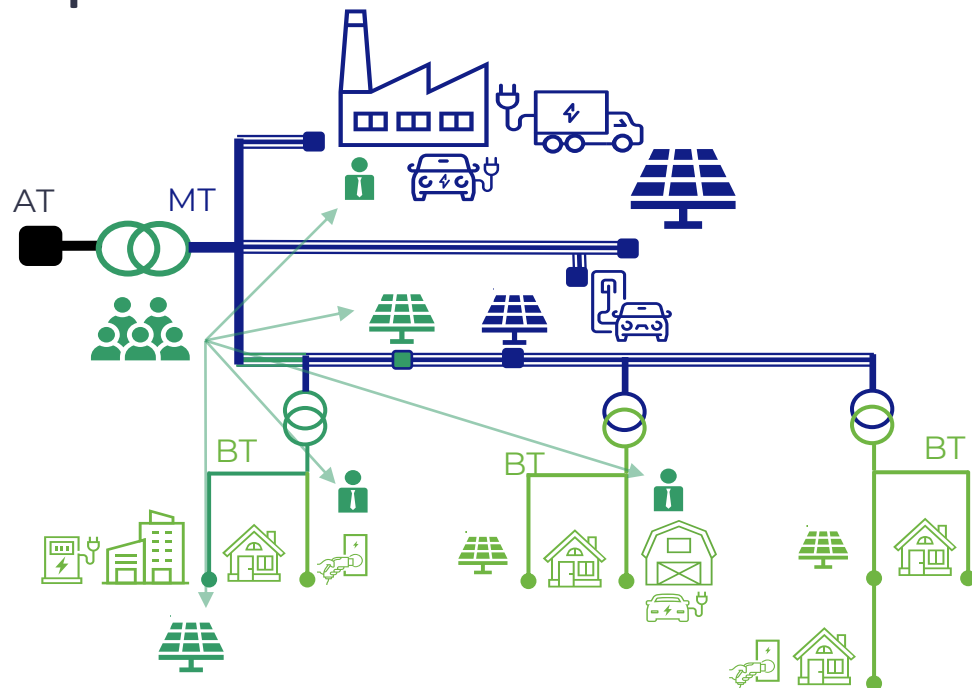
	FATTORE DI CARICO	ELEMENTI IN VIOLAZIONE
LINEE BT	20.6% → 20%	1.5% → 1%
TRAFO MT/BT	49.4% → 48.5%	2.9% → 1.9%
LINEE MT	26.8% → 26.7%	2.3% → 2.2%

SOLUZIONI VGI PER LE RETI MT/BT – CONDIVISIONE LOCALE DELL'ENERGIA

La condivisione di energia prodotta localmente da FER riduce la frequenza e l'intensità delle violazioni

RETE METROPOLITANA

CONDIVISIONE LOCALE DELL'ENERGIA



L'utilizzo locale di energia prodotta da FER contemporaneamente alla sua immissione sulla rete di distribuzione riduce fino al 70% l'energia scambiata durante eventi di violazione delle soglie di sicurezza, grazie ad una minore frequenza ed intensità degli stessi. I vantaggi sono particolarmente importanti sulle reti metropolitane, mentre sono minori per le reti rurali.

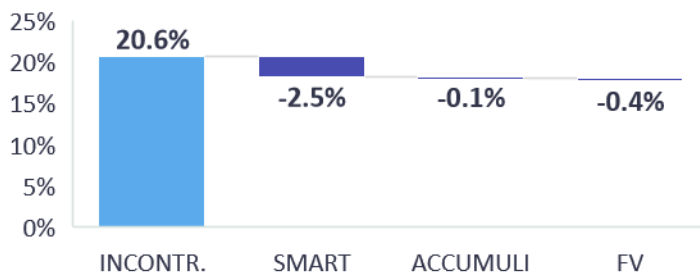
	FATTORE DI CARICO	ENERGIA IN VIOLAZIONE [MWh]
LINEE BT	20.6% → 20.1%	205 → 132
TRAFO MT/BT	49.4% → 48.9%	169 → 48
LINEE MT	26.8% → 26.7%	16 → 5

SOLUZIONI VGI PER LE RETI MT/BT – IMPATTO GLOBALE DELLE SOLUZIONI VGI

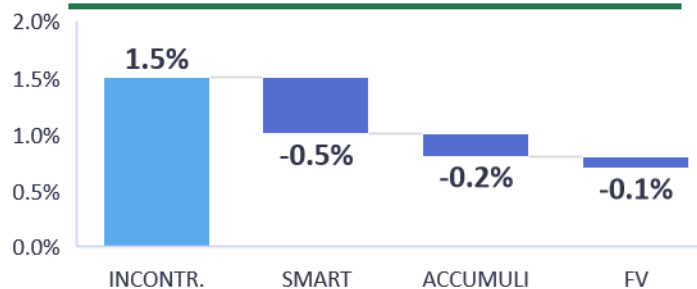
Cumulando l'utilizzo di soluzioni VGI si osserva un beneficio globale particolarmente positivo per i tratti in bassa tensione

RETE METROPOLITANA

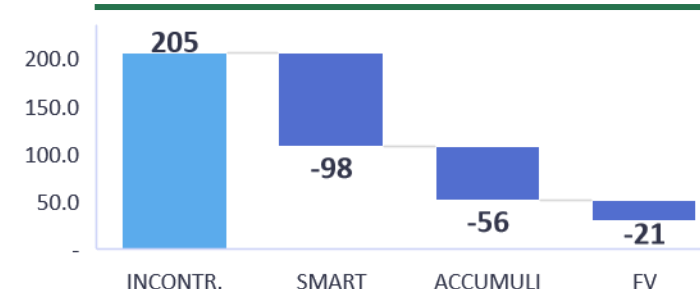
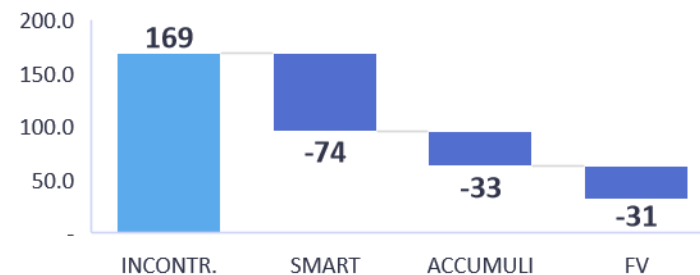
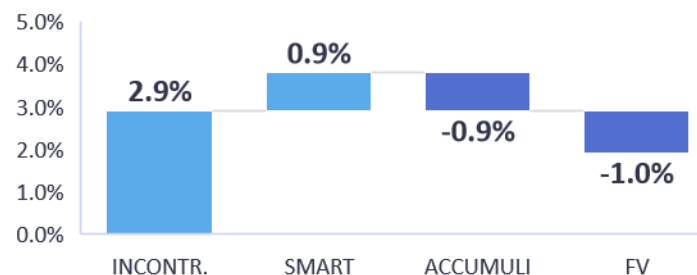
FATTORE DI CARICO MASSIMO



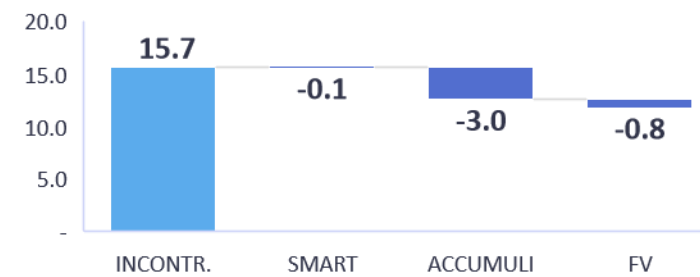
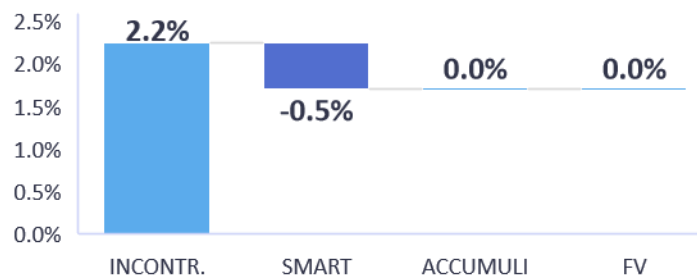
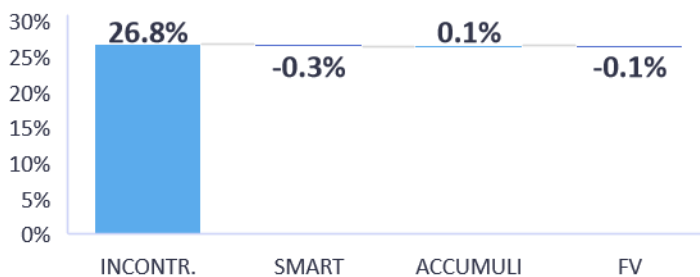
ELEMENTI IN VIOLAZIONE



ENERGIA IN VIOLAZIONE [MWh]

TRAFO
MT/BT

LINEE MT

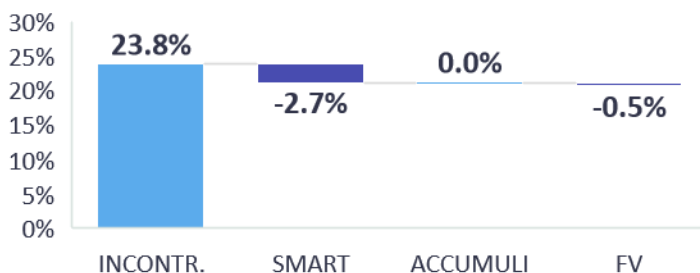


SOLUZIONI VGI PER LE RETI MT/BT – IMPATTO GLOBALE DELLE SOLUZIONI VGI

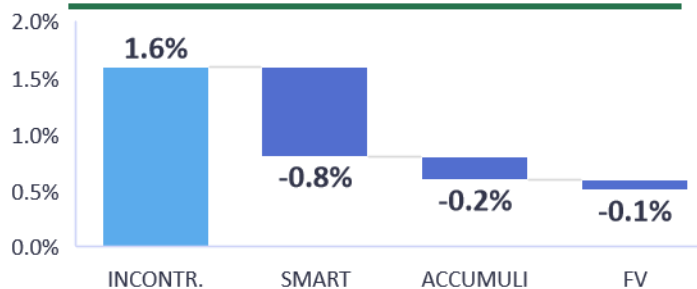
Cumulando l'utilizzo di soluzioni VGI si osserva un beneficio globale particolarmente positivo per i tratti in bassa tensione

RETE RURALE

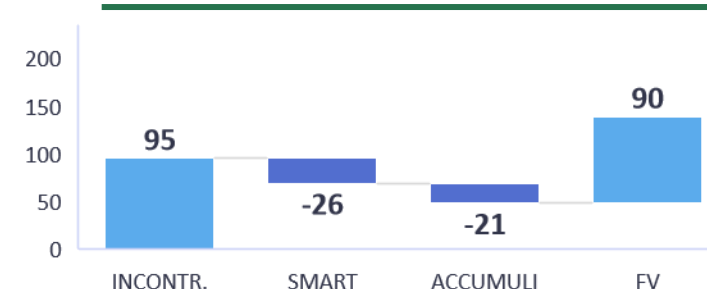
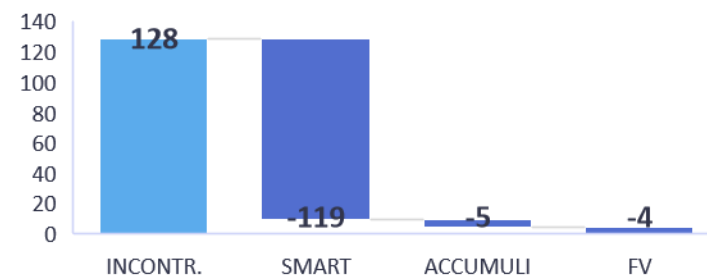
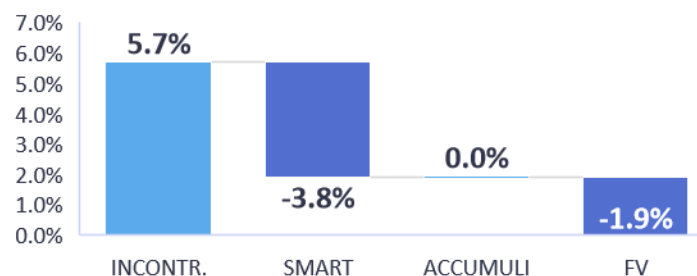
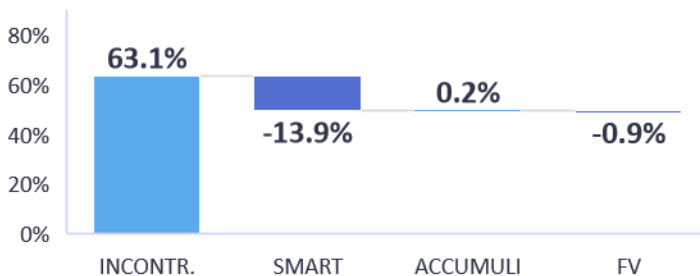
FATTORE DI CARICO MASSIMO



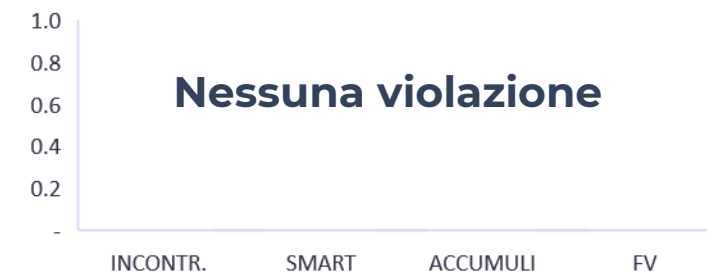
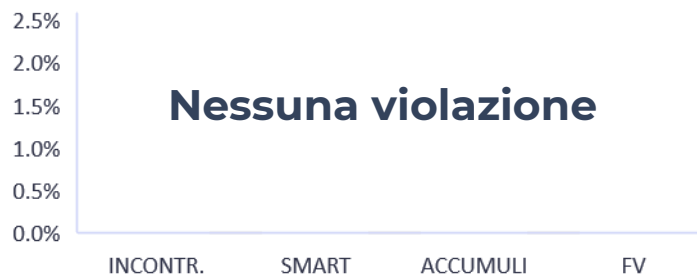
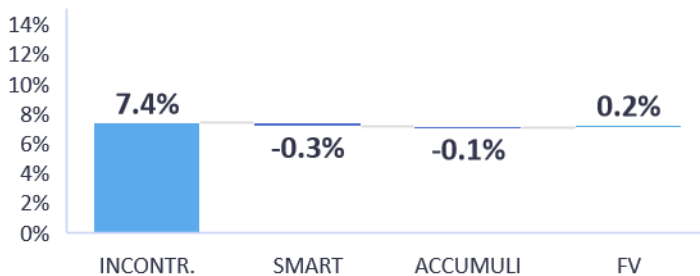
ELEMENTI IN VIOLAZIONE



ENERGIA IN VIOLAZIONE [MWh]

TRAFO
MT/BT

LINEE MT



AGENDA

Il contesto di sistema e gli scenari di ricarica al 2030

L'impatto della ricarica sul sistema elettrico

Stima dei potenziali benefici da soluzioni VGI:

- soluzioni VGI per ridurre l'impatto della ricarica sulle reti di distribuzione
- **i benefici del VGI sui costi del dispacciamento elettrico**

Le opportunità di business per il VGI

Principali evidenze dello studio e proposte di policy

SOLUZIONI VGI PER IL DISPACCIAMENTO

Per simulare l'abilitazione dei veicoli elettrici a MSD è necessario effettuare alcune ipotesi sulla loro modalità di partecipazione

PRINCIPALI IPOTESI PER LA SIMULAZIONE DELLA PARTECIPAZIONE DI VEICOLI ELETTRICI A MSD



PROFILI DI RICARICA

Il profilo di ricarica viene utilizzato come esito di MGP e, insieme al profilo di flessibilità, permette di valutare SoC e potenza disponibile per ogni veicolo



PERIMETRO DI AGGREGAZIONE

Per la partecipazione a MSD vengono considerati 63 aggregati, uno per ogni zona di mercato e per ogni modalità di ricarica



PREZZI DI OFFERTA

Nella simulazione di riferimento i prezzi di offerta sono fissati a 115 €/MWh a salire e 55 €/MWh a scendere, prezzi competitivi sulla base dei prezzi MGP



PARAMETRI TECNICI

Per le fasi di carica e scarica dei veicoli viene considerata un'efficienza di *round-trip* pari a 80%, con efficienze parziali (carica o scarica) uguali tra loro



VINCOLI DI DURATA

Viene considerato un vincolo di durata minima dell'erogazione richiesta pari a 1 ora per tutte le tecnologie di accumulo e per tutte le tipologie di riserva



INDISPONIBILITÀ

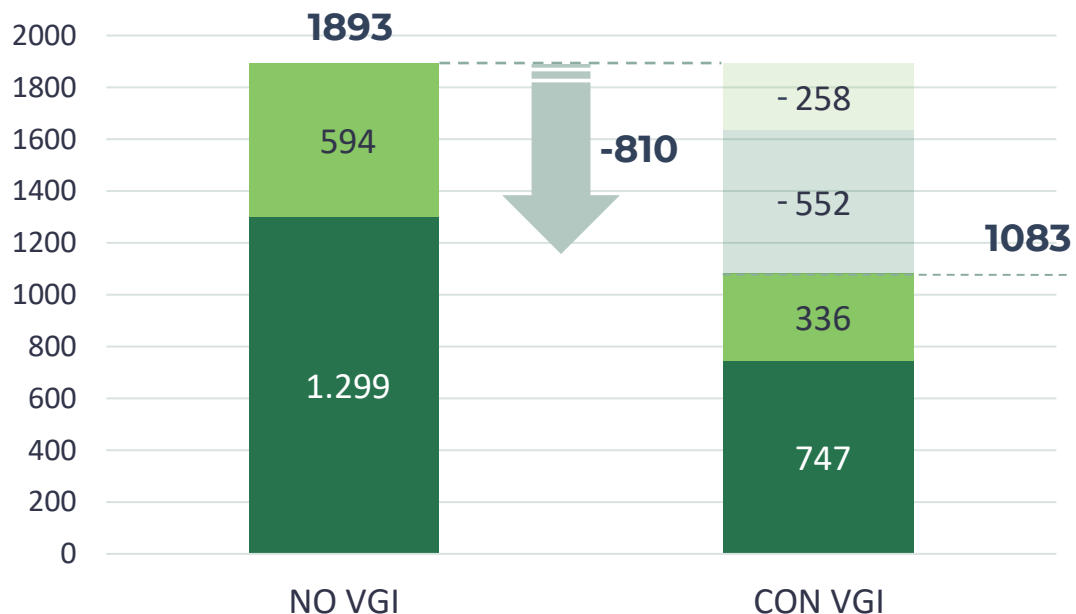
Ipotesi conservativa di indisponibilità con un fattore correttivo pari a 1.5%. Inoltre, è impostata una massima banda per la regolazione secondaria (per EV = 15%)

SOLUZIONI VGI PER IL DISPACCIAMENTO – BENEFICI COMPLESSIVI SUL DISPACCIAMENTO

L'abilitazione dei veicoli elettrici nello scenario accelerato riduce del 40% i costi di MSD e dimezza l'overgeneration

■ MSD *ex-ante* ■ MB

RIDUZIONE COSTI MSD [M€]

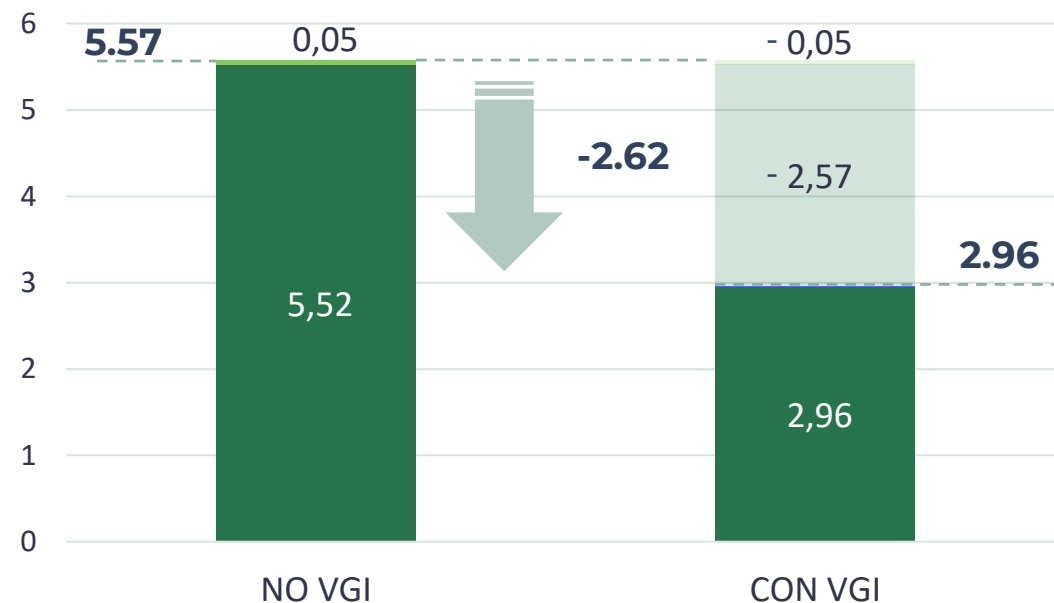


I risparmi complessivi sul dispacciamento del sistema elettrico dall'abilitazione dei veicoli elettrici ammontano a 800 Mln€. Essi sono la somma di mancate movimentazioni *ex-ante* (riserva gratuita) e minori costi di bilanciamento.

■ MSD *ex-ante* ■ MB

SCENARIO ACCELERATO
risultati analoghi per base

BENEFICI OVERGENERATION [TWh]



Grazie all'abilitazione dei veicoli elettrici a MSD è possibile utilizzare i margini di riserva messi a disposizione da questi ultimi, evitando di tagliare la produzione FER accendendo unità termoelettriche, con conseguenti benefici economici e ambientali.

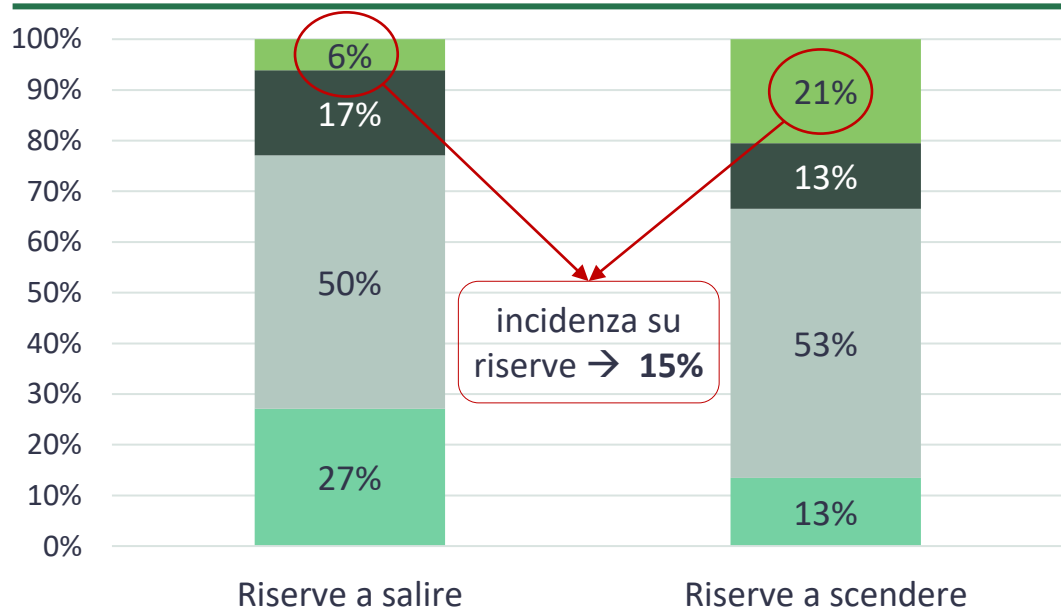
SOLUZIONI VGI PER IL DISPACCIAMENTO – CONTRIBUTO AL FABBISOGNO DI RISERVE

I veicoli elettrici contribuiscono al 15% delle riserve, non chiedono molte movimentazioni *ex-ante* e riducono la produzione fossile

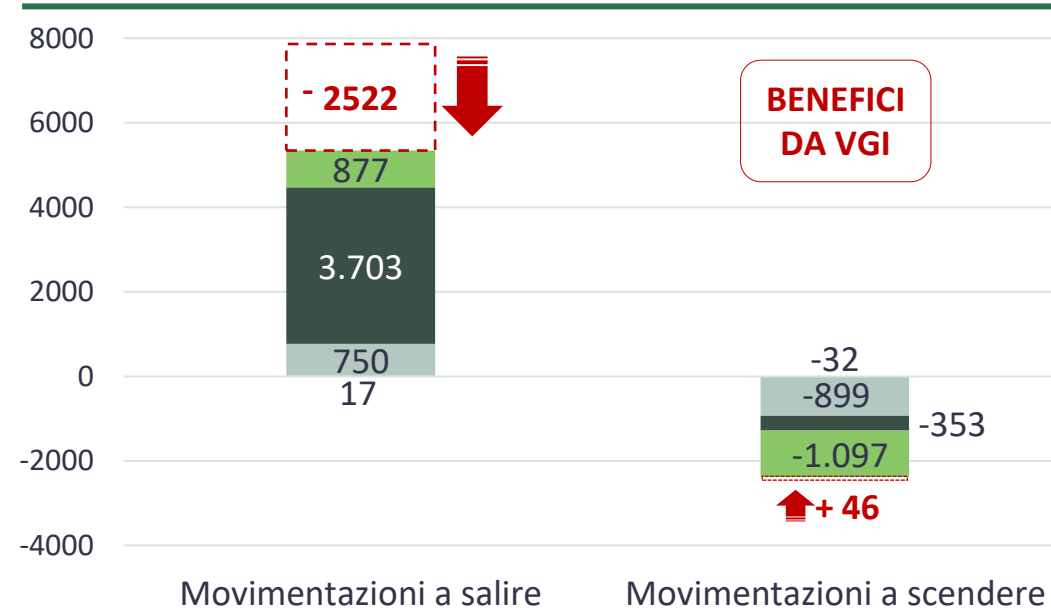
■ Veicoli Elettrici
 ■ DF (salire) e FER (scendere)
 ■ Accumuli
 ■ Termoelettrici

SCENARIO ACCELERATO
risultati analoghi per base

RISERVE PROCURATE



I veicoli elettrici contribuiscono in modo sostanziale al fabbisogno di riserva, spiazzando le unità termoelettriche e in parte le altre forme di accumulo grazie alla loro maggiore convenienza.

MOVIMENTAZIONI IN MSD *ex-ante* [GWh]

L'abilitazione dei veicoli elettrici riduce le movimentazioni complessive *ex-ante* di 2.5 TWh. Inoltre riduce le movimentazioni di unità termoelettriche a salire di quasi 3 TWh, dimezzando anche quelle a scendere sia dei termo sia degli accumuli.

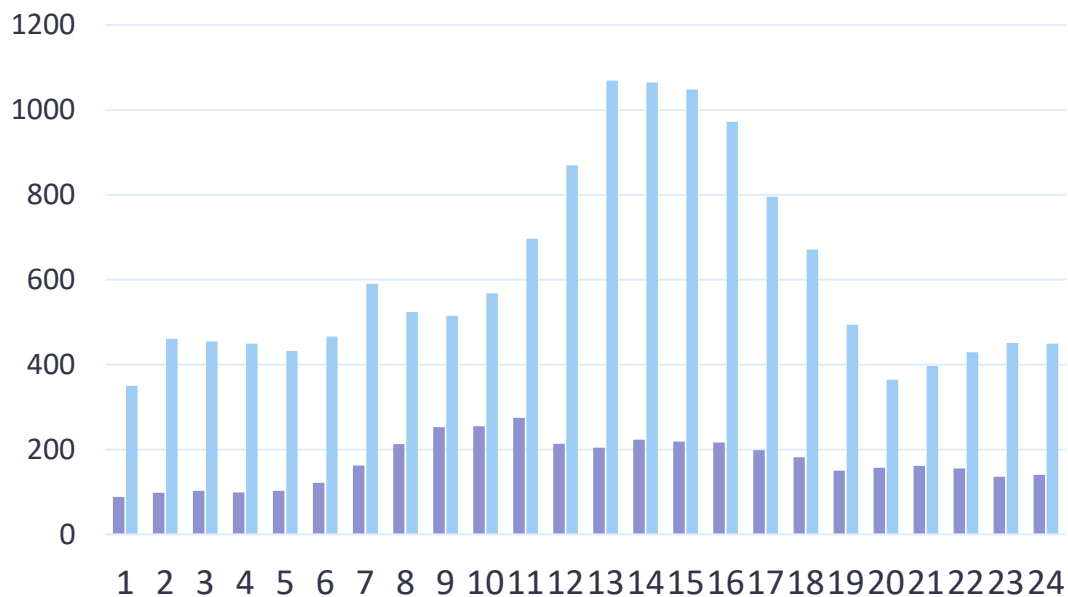
SOLUZIONI VGI PER IL DISPACCIAMENTO – PROFILO ORARIO DELLE RISERVE

Le movimentazioni *ex-ante* sui VE sono in prevalenza durante il giorno, come anche il picco di allocazione della riserva a salire

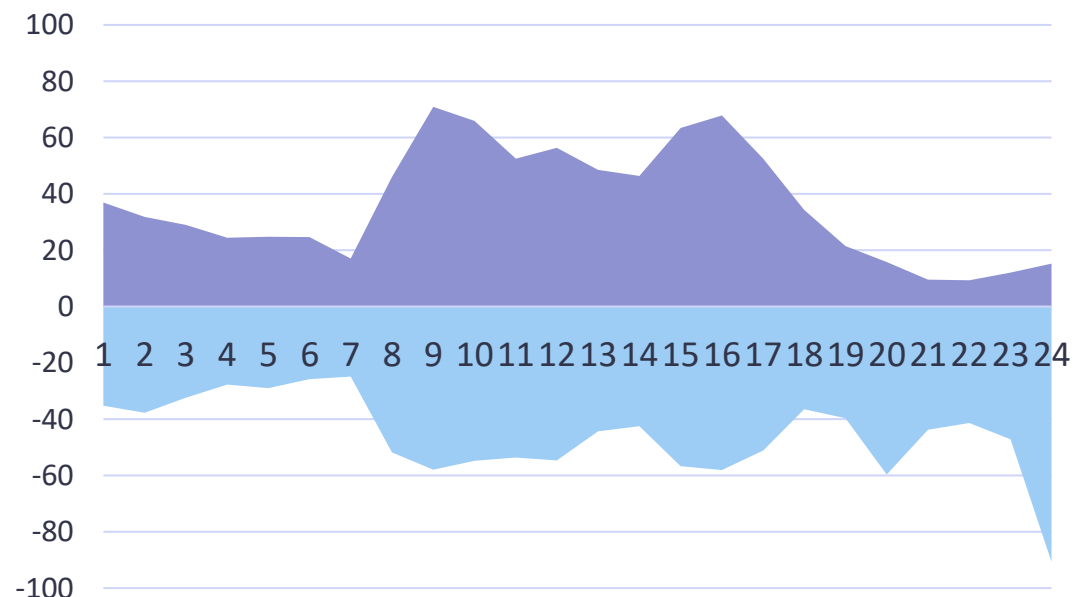
 Scendere Salire

SCENARIO ACCELERATO
risultati analoghi per base

PROFILO ORARIO DI RISERVA [GWh totali]



La somma annua del profilo orario per la riserva allocata a salire sui veicoli elettrici presenta un massimo di prima mattina, mentre quello per la riserva a scendere lo presenta nel primo pomeriggio, con la massima produzione fotovoltaica.

PROFILO MOVIMENTAZIONI *ex-ante* [GWh totali]

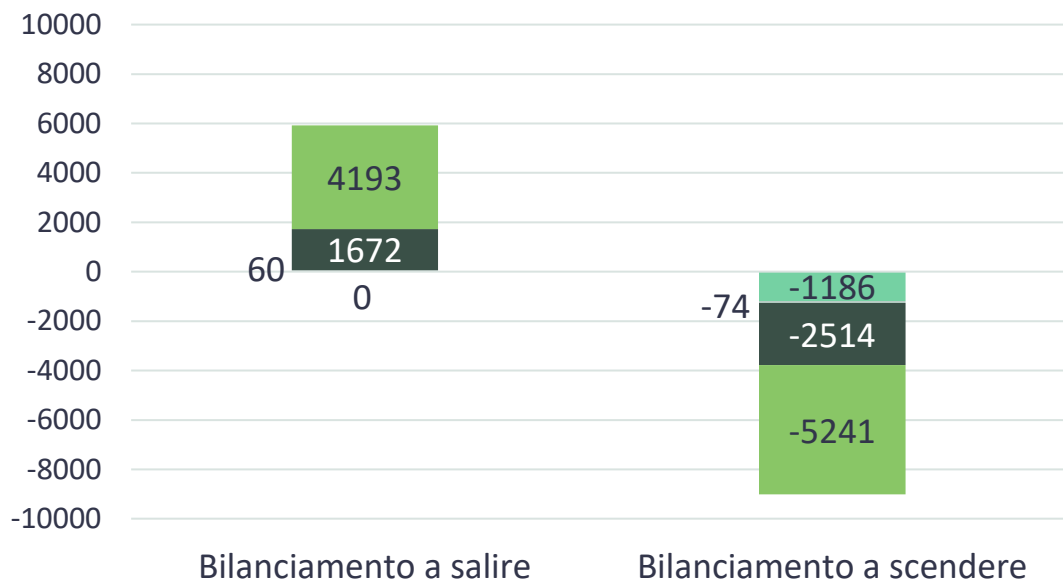
Le somme annue delle movimentazioni *ex-ante* sui veicoli elettrici a salire e a scendere sono quasi simmetriche, con un valor medio maggiore durante le ore diurne e una maggiore necessità di movimentare a scendere di notte.

SOLUZIONI VGI PER IL DISPACCIAMENTO – BILANCIAMENTO DEL SISTEMA ELETTRICO

I veicoli elettrici contribuiscono al 63% del bilanciamento elettrico, con un volume ampio di regolazione a scendere nel pomeriggio



MOVIMENTAZIONI IN MB [GWh]

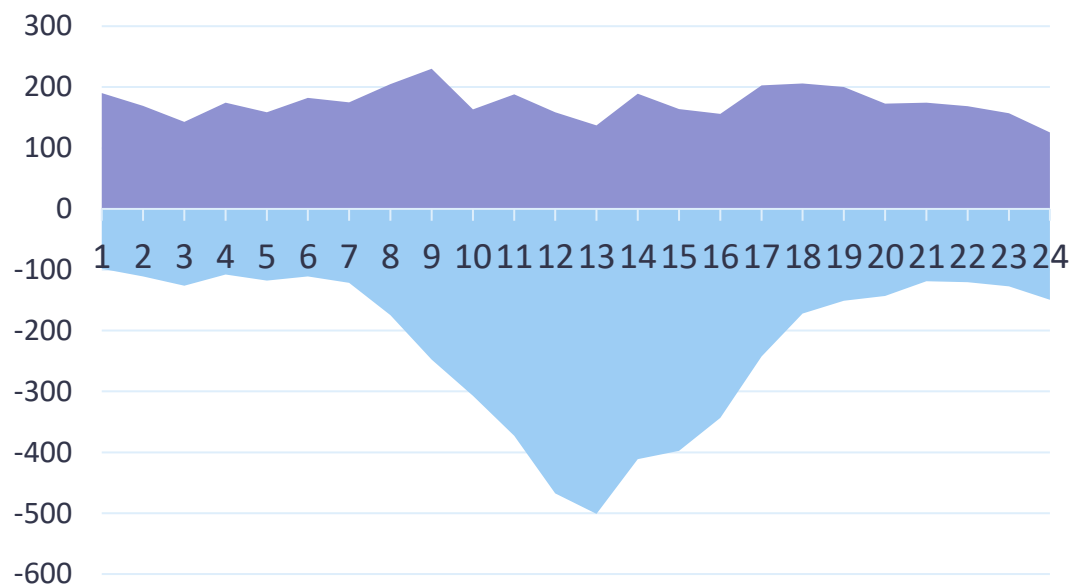


I veicoli elettrici contribuiscono al bilanciamento del sistema elettrico fornendo 4 TWh di regolazione a salire e 5 TWh di regolazione a scendere.



SCENARIO ACCELERATO
risultati analoghi per base

PROFILO MOVIMENTAZIONI IN MB [GWh totali]



Osservando la somma annua delle chiamate per il bilanciamento è possibile osservare una concentrazione di regolazione a scendere nel primo pomeriggio, dove i veicoli elettrici sono utilizzati per assorbire la maggiore produzione da fonte fotovoltaica.

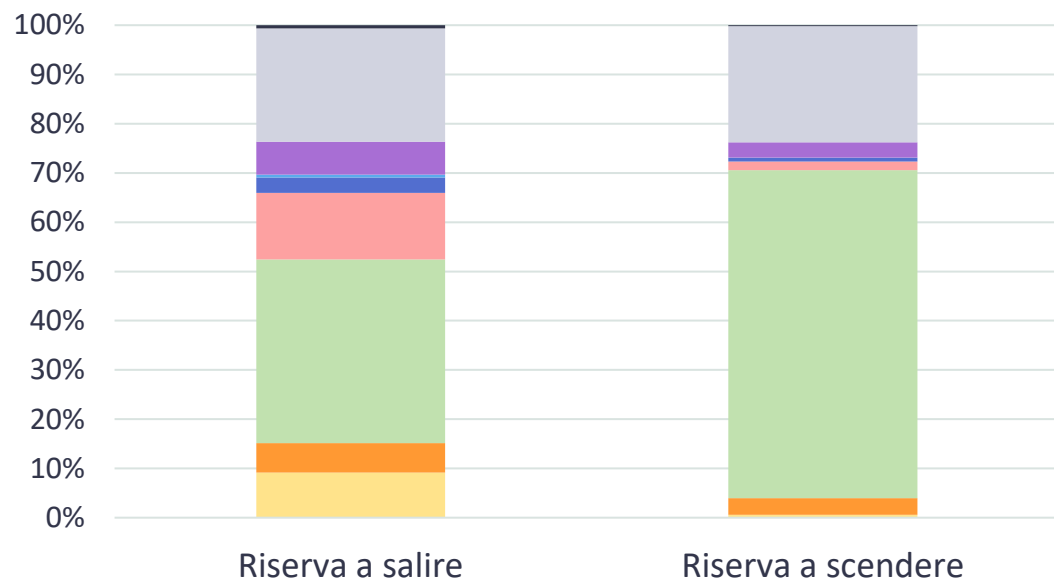
SOLUZIONI VGI PER IL DISPACCIAMENTO – CONTRIBUTO DELLE DIVERSE MODALITÀ DI RICARICA

Il contributo maggiore al dispacciamento arriva dalle ricariche di lunga durata e prevalenti rispetto all'energia ricaricata in totale

B2C-GDO B2C-Inter residenziale lavoro pubblica urbana pubblica AS LCV HCV TPL

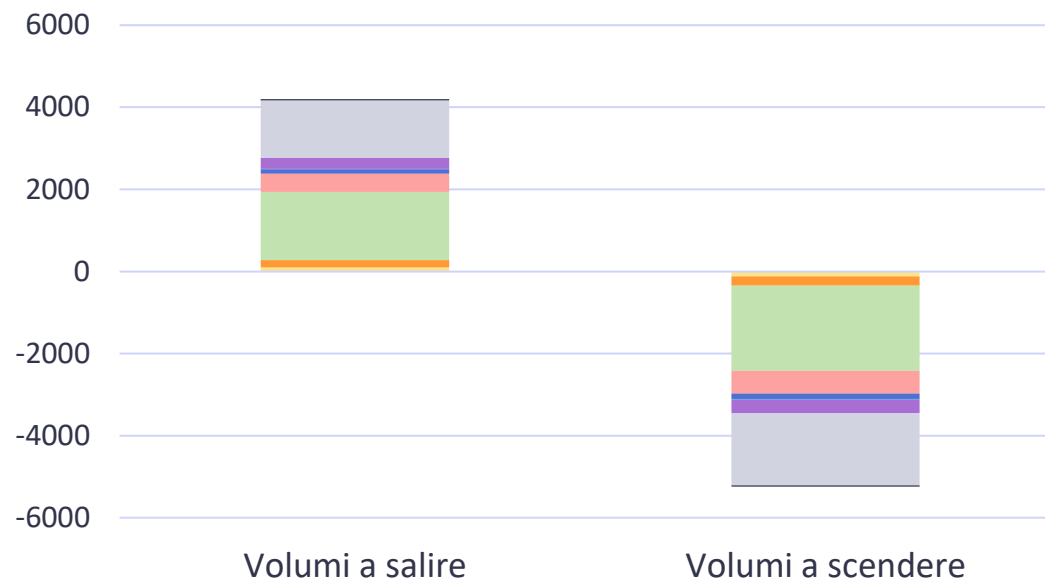
SCENARIO ACCELERATO
risultati analoghi per base

RISERVE PROCURATE



Risulta prevalente nella fornitura di riserva il contributo delle modalità dove viene caricata la maggior parte dell'energia (residenziale e LCV), caratterizzate anche da soste di lunga durata (lavoro, B2C-Inter, HCV).

MOVIMENTAZIONI IN MB [GWh]



Nella fornitura di regolazione per il bilanciamento è importante il contributo della ricarica residenziale e dei *Light Commercial Vehicles*.

SOLUZIONI VGI PER IL DISPACCIAMENTO – IMPATTO DEL DISPACCIAMENTO SUI VEICOLI ELETTRICI

La possibilità di aggregare molti punti di ricarica riduce il contributo richiesto al singolo veicolo per la fornitura di servizi

SCENARIO ACCELERATO
risultati analoghi per base

Rapporto tra potenza massima richiesta e numero di veicoli

Autoveicoli	Batteria [kWh/EV]	#N veicoli	Riserva a salire [kW picco/EV]	Riserva a scendere [kW picco/EV]	Movimentazioni MSD [kW picco/EV]	Volumi MB [kW picco/EV]
BEV+PHEV	53	7 500 000	0.36	0.74	0.67	0.80
LCV	75	750 000	1.95	3.70	4.27	4.46
HCV	400	50 000	3.96	3.32	5.76	6.81
TPL	460	7 000	3.47	3.13	4.18	5.02

Rapporto tra energia richiesta e numero di veicoli

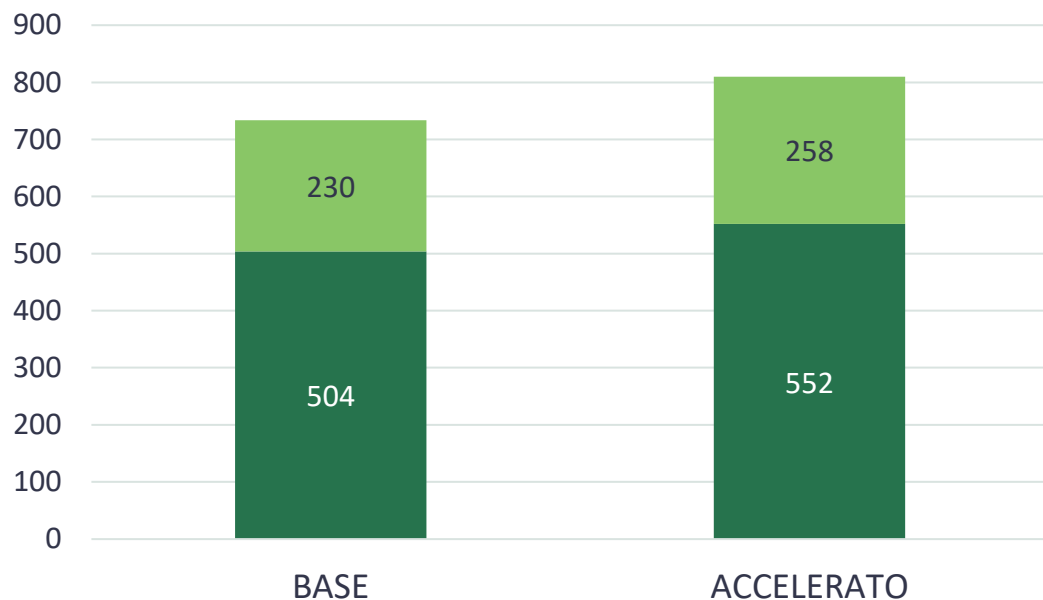
Autoveicoli	Batteria [kWh/EV]	#N veicoli	Riserva a salire [kWh/EV giorno]	Riserva a scendere [kWh/EV giorno]	Movimentazioni MSD [kWh/EV giorno]	Volumi MB [kWh/EV giorno]
BEV+PHEV	53	7 500 000	1.05	3.89	0.44	2.06
LCV	75	750 000	3.46	12.58	2.45	11.54
HCV	400	50 000	15.08	24.42	5.04	32.53
TPL	460	7 000	10.96	11.78	2.90	21.76

SOLUZIONI VGI PER IL DISPACCIAMENTO – POTENZIALI RICAVI PER I VEICOLI ELETTRICI

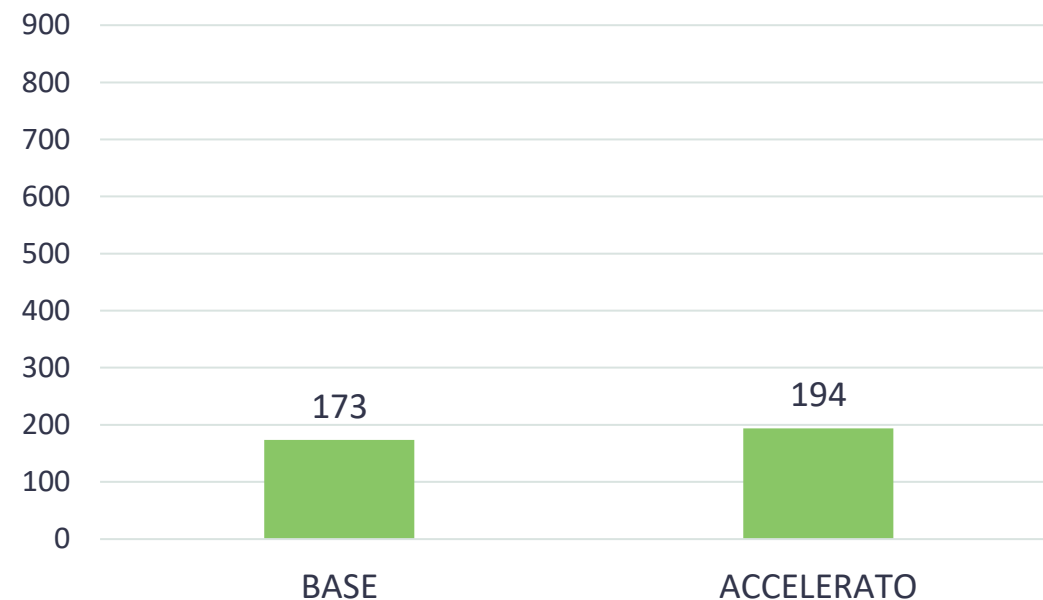
Nel rapporto tra benefici economici di sistema e ricavi per veicoli elettrici, i primi risultano di gran lunga superiori ai secondi

■ MSD *ex-ante* ■ MB

BENEFICI PER IL SISTEMA [M€ risparmiati]



RICAVI VEICOLI ELETTRICI [M€]

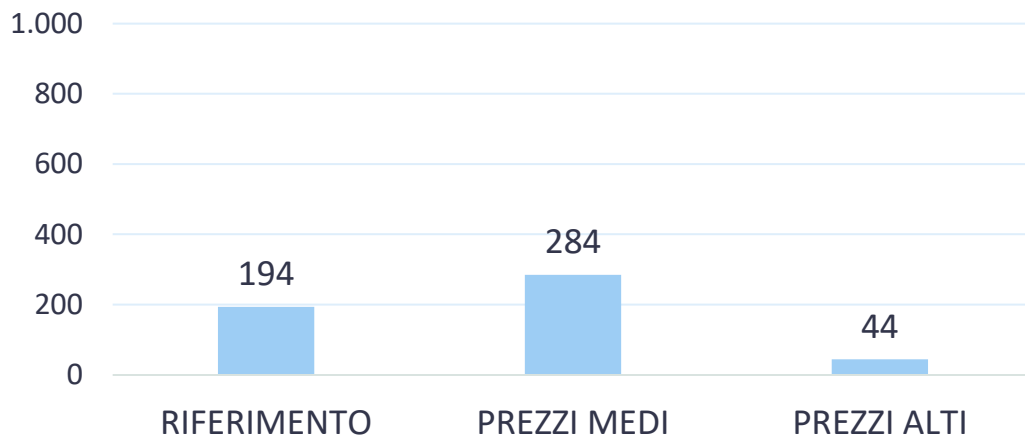


A fronte di un beneficio economico complessivo per il sistema compreso tra 700 e 800 Mln di euro in base allo scenario di penetrazione dei veicoli elettrici considerato, i ricavi per i fornitori dei servizi sono compresi tra 170 e 195 Mln di euro. Si può quindi ipotizzare di trasferire parte dei benefici sui veicoli elettrici a fronte della loro disponibilità a fornire riserva dalla fase di programmazione senza bisogno di essere movimentati (pagamento in €/MW). Il rapporto tra ricavi riconosciuti ai veicoli elettrici e benefici economici per il sistema rimarrebbe comunque basso.

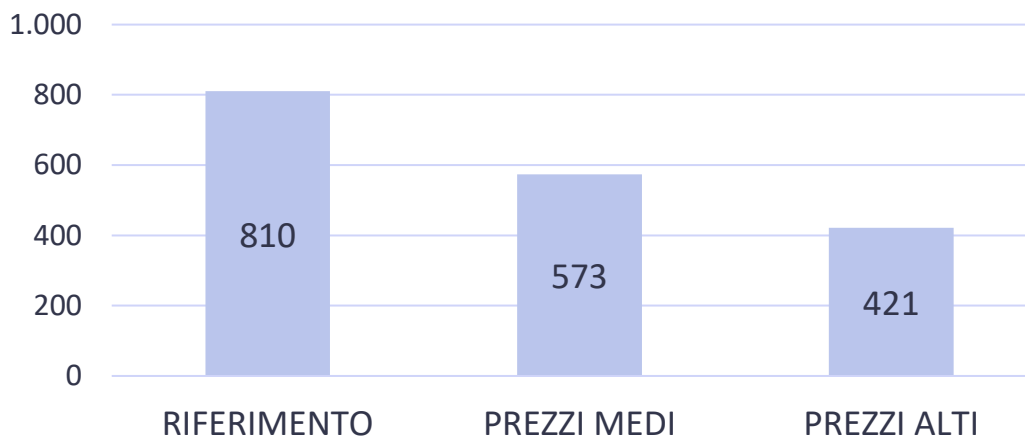
SOLUZIONI VGI PER IL DISPACCIAMENTO – SENSITIVITÀ SUI PREZZI DI OFFERTA DEI VEICOLI ELETTRICI

Un'analisi di sensitività rispetto ai prezzi di offerta rivela come si possano massimizzare i ricavi a scapito dei benefici di sistema

RICAVI VEICOLI ELETTRICI [M€]



BENEFICI PER IL SISTEMA [M€]



SCENARIO ACCELERATO
risultati analoghi per base

ANALISI DI SENSITIVITÀ SUI PREZZI

PREZZI DI RIFERIMENTO

Nello scenario di riferimento i prezzi di offerta sono competitivi rispetto ai prezzi registrati su MGP e sono fissati pari a 115 €/MWh a salire e 55 €/MWh a scendere.

PREZZI MEDI

Una prima sensitività fissa i prezzi ad un livello vicino alla media delle offerte accettate su MSD e MB, pari a 155 €/MWh a salire e 30 €/MWh a scendere.

PREZZI ALTI

Un terzo scenario fissa i prezzi di offerta ad un livello non concorrenziale rispetto ai prezzi di mercato, pari a 270 €/MWh a salire e 15 €/MWh a scendere.

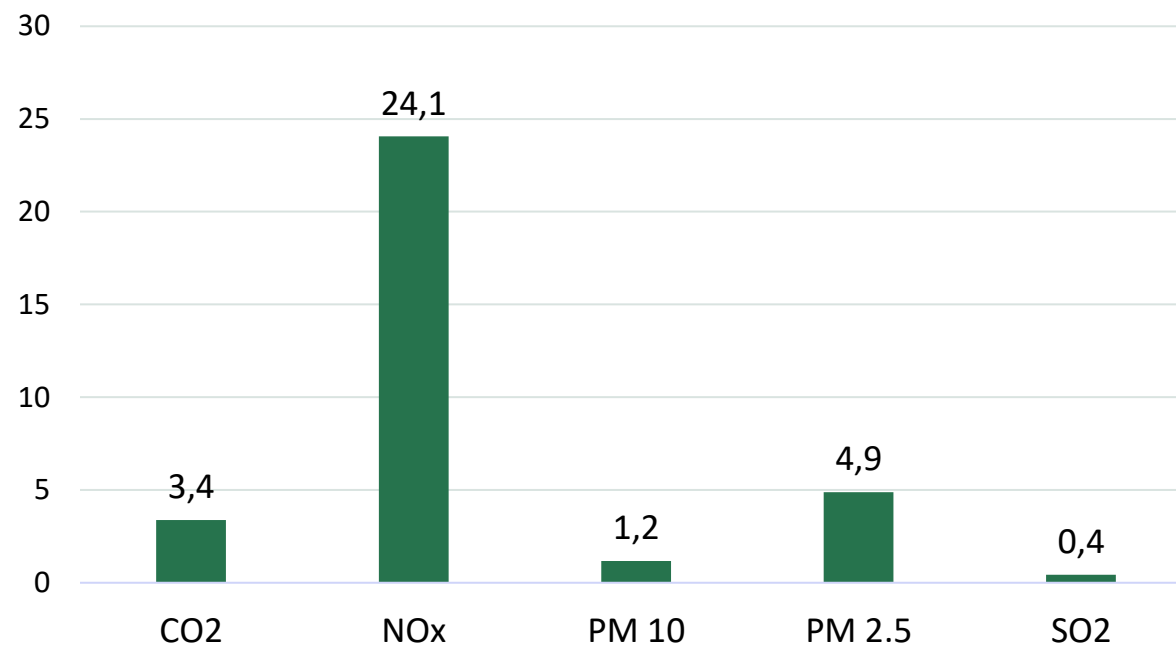
SOLUZIONI VGI PER IL DISPACCIAMENTO – BENEFICI AMBIENTALI PER IL SISTEMA

L'abilitazione dei veicoli elettrici riduce del 41% le emissioni di CO₂ e altri gas inquinanti, grazie alla produzione fossile evitata

EMISSIONI DI CO₂ E ALTRI GHG

Emissioni	NO VGI	CON VGI
CO ₂ [kton]	1633	958
NO _x [ton]	1473	864
SO ₂ [ton]	75	44
PM 2.5 [ton]	118	69
PM 10 [ton]	41	24

COSTI SOCIALI EVITATI IN MSD [M€]



Le emissioni evitate grazie ai veicoli elettrici sono monetizzate valutando la riduzione dei costi sociali delle esternalità per il sistema. Il costo sociale, espresso in €/tonnellata, rappresenta il danno totale netto sulla società di un extra tonnellata di emissioni del gas in questione. Al costo sociale così definito viene sottratto il costo della CO₂ esplicitamente pagato dagli impianti di generazione all'interno del meccanismo ETS, al fine di evitare forme di *double counting*.

AGENDA

Il contesto di sistema e gli scenari di ricarica al 2030

L'impatto della ricarica sul sistema elettrico

Stima dei potenziali benefici da soluzioni VGI

Le opportunità di business per il VGI:

- analisi delle potenzialità economiche, delle dotazioni tecniche abilitanti e delle potenziali criticità di una soluzione VGI per un caso studio

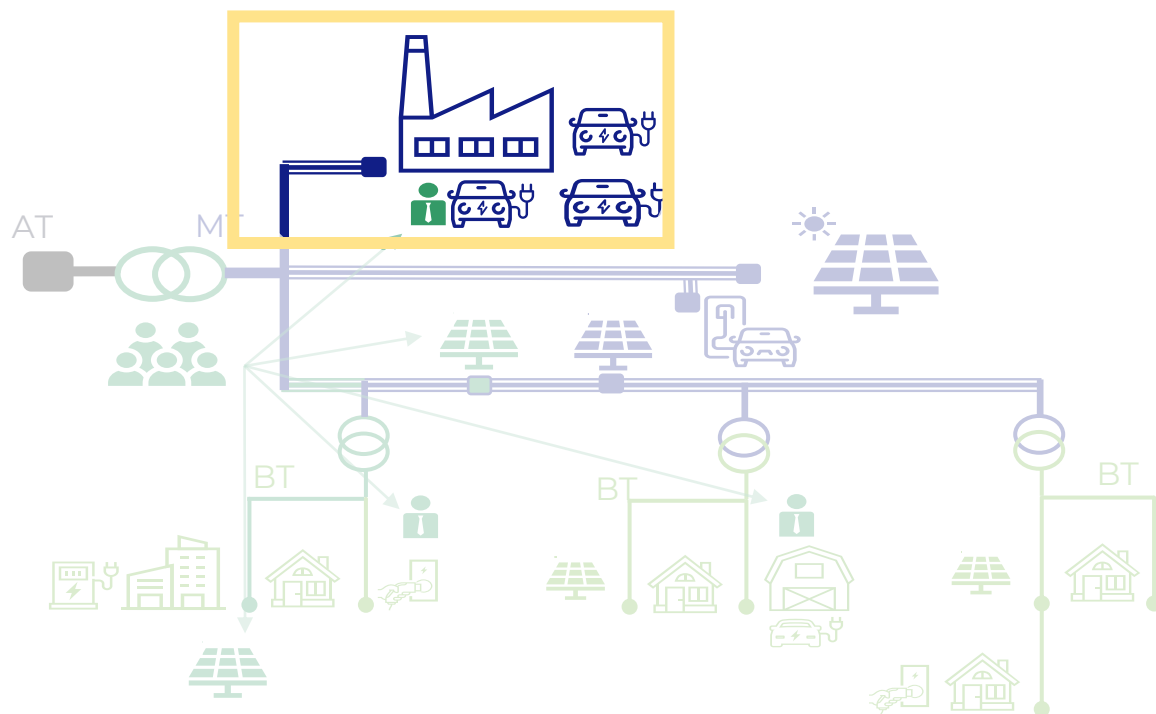
Principali evidenze dello studio e proposte di policy

CASO STUDIO

Caso studio: utenza lavorativa con prevalenza di auto di dipendenti

- Il caso studio considerato si aggiunge alle analisi globali fatte sugli aggregati zonali per verificare la compatibilità delle analisi proposte con le peculiarità di una specifica infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici
- Questa analisi offre anche una prospettiva di modello di business, esplicitando i flussi economici di dare/avere per la realizzazione di una soluzione VGI in ambito lavorativo
- Si sottolinea che i risultati qui ottenuti sono relativi all'abilitazione del solo V1G, senza necessità quindi di infrastruttura V2G

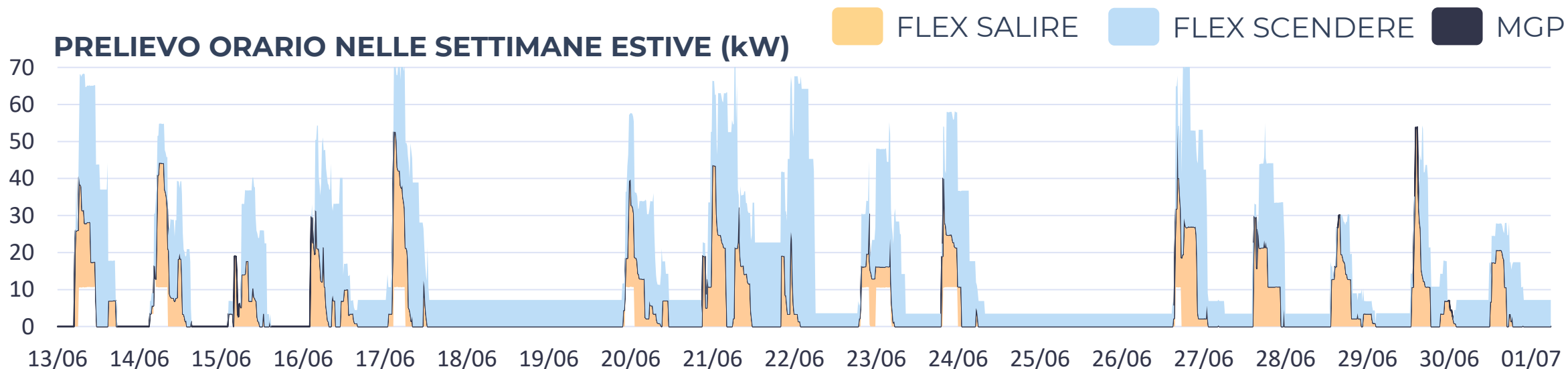
CASO STUDIO



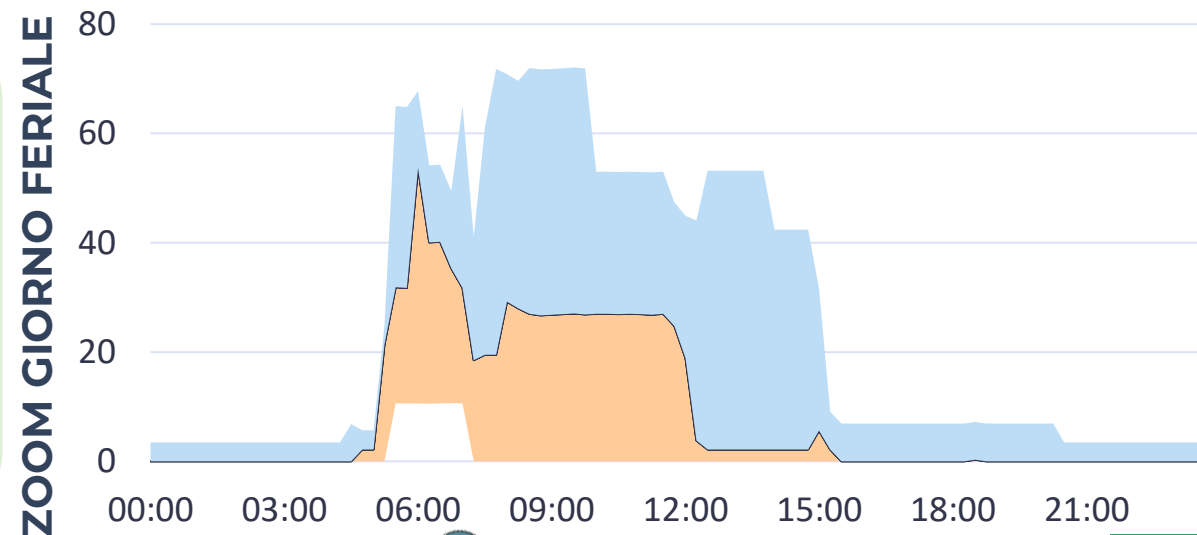
Infrastrutture di ricarica	11 * 2 punti di ricarica
Potenza	22 kW – AC
V2G	NO
Tipologia di utenza	• Utente lavorativa, • 90% auto dipendenti, 10% flotta • Ufficio su un turno lun-ven
Tipologia auto	Ripartite tra segmento B, C, D
Numero auto	10-15 auto per settimana
Numero ricariche	35-50 ricariche per settimana

CASO STUDIO – RICARICA PRESSO LUOGO DI LAVORO

Sono stati utilizzati profili di ricarica reali, calcolando la flessibilità



- Sono state analizzate sei settimane (marzo e giugno 2022)
- Dal profilo di prelievo per la ricarica, si stima la flessibilità a scendere (ad aumentare il prelievo) e a salire (a diminuirlo)
- Sono presentati i risultati di tre settimane consecutive, con cinque giorni lavorativi e la pausa per il weekend
- La flessibilità nel weekend è data dal numero (esiguo) di auto della flotta comunque presenti in sosta

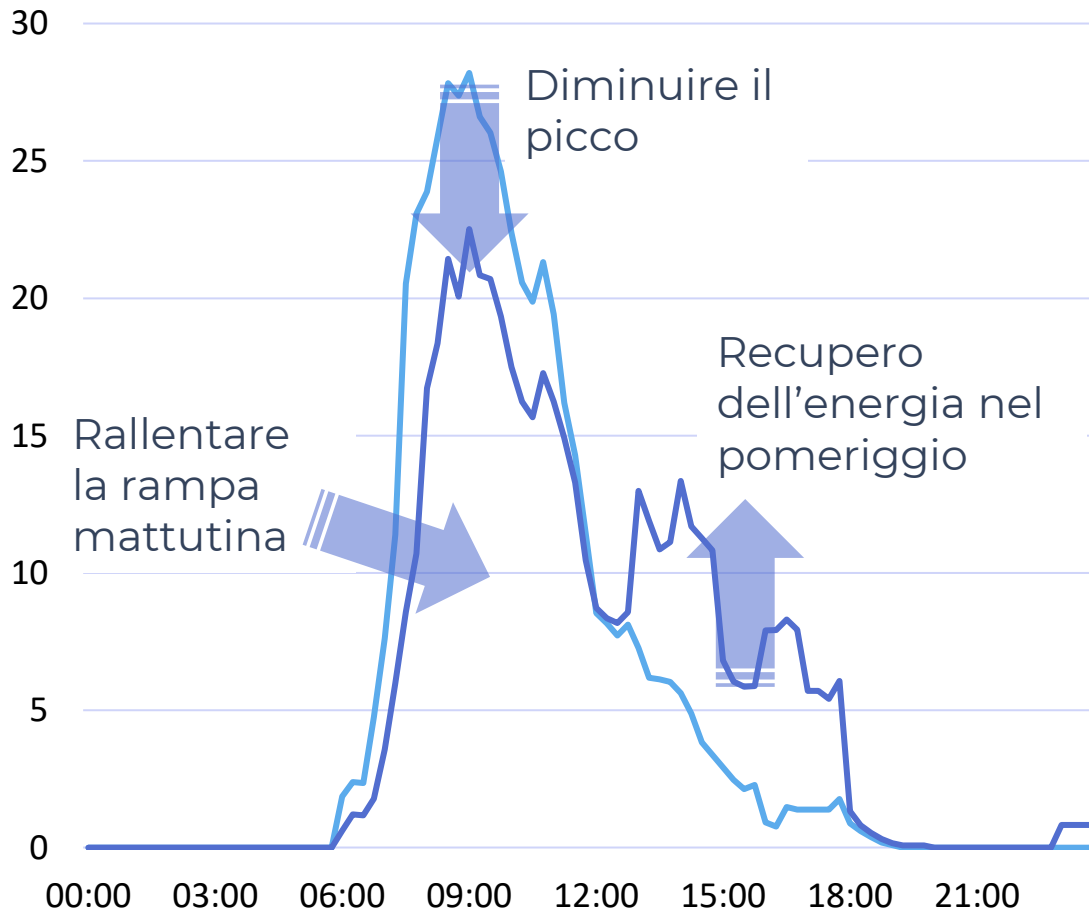


CASO STUDIO – CARATTERISTICHE DEL VGI PRESSO IL LUOGO DI LAVORO

Abilitare al VGI permette di ritardare il picco mattutino in inverno e aumentare il prelievo diurno in estate

SENZA VGI CON VGI

PRELIEVO INVERNALE SENZA E CON VGI [kW]



PRELIEVO ESTIVO SENZA E CON VGI [kW]



Le movimentazioni su MGP non variano, ma potrebbero diminuire nel caso il prelievo di energia avvenga tramite la partecipazione a MSD a scendere (aumento del prelievo).

CASO STUDIO – FORNITURA DI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO

Dalle simulazioni si ottiene una fornitura di servizi per 3000 ore all'anno, con una prevalenza di regolazione a scendere (più ricarica)

NESSUN DISTURBO ALL'UTENTE

Si considerano le ipotesi già discusse nella prima parte del report (garantire raggiungimento SoC_{target}) per stimare la flessibilità offerta: fornitura **affidabile per il sistema e nessun disturbo per l'utente**.

AZIONI IMPLICITE ED ESPLICITE

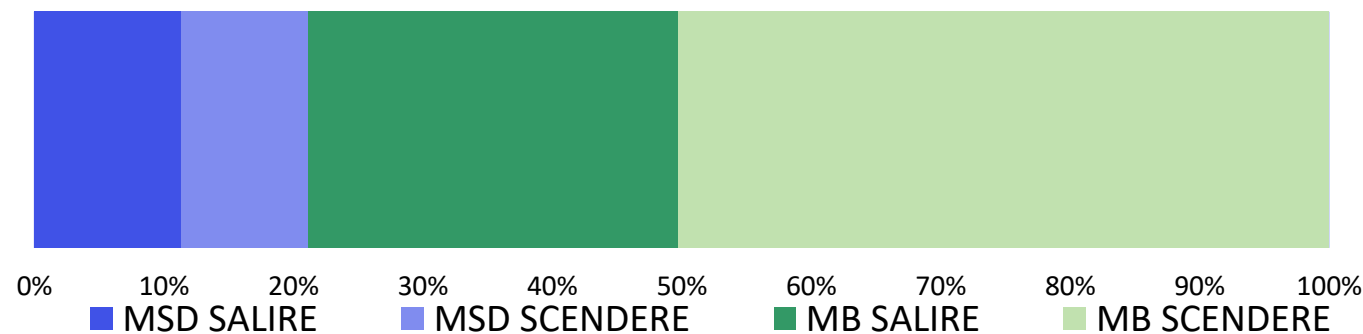
Il 20% delle movimentazioni sono relative alla fornitura di regolazione secondaria e terziaria. L'80% del contributo di riserva da EV è implicito, senza movimentazioni: **benefici per il sistema senza costo**.

BENEFICI DEL SISTEMA

Nel corso dell'anno (soprattutto nella stagione estiva), le movimentazioni a scendere sono maggiori di quelle a salire (+50%). C'è quindi un **contributo alla riduzione del curtailment di rinnovabili**.

Servizi forniti	Direzione fornitura	Numerosità chiamate	Energia [kWh]
Regolazione <i>ex-ante</i>	Salire	498	3332
	Scendere	790	2849
Regolazione su MB	Salire	595	8388
	Scendere	1187	14709
TOTALE fornito dalla flotta	Salire	1093	11720
	Scendere	1977	17557

ENERGIA FORNITA PER OGNI SERVIZIO



- L'energia e le chiamate considerate sono ripartite su tutti i veicoli: il singolo veicolo parteciperà solo a una ridotta parte delle chiamate.
- La stazione ospita infatti 10-15 auto a settimana.

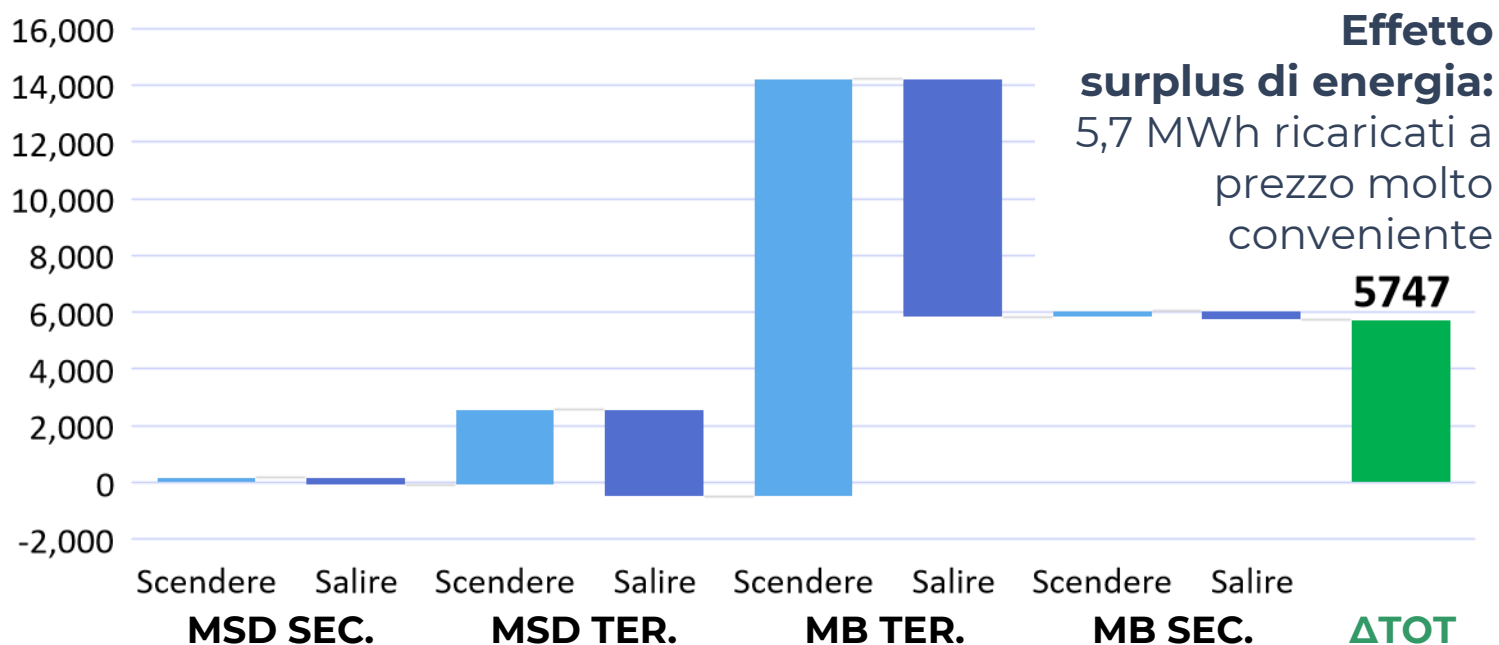
CASO STUDIO – BENEFICI ECONOMICI PER IL BSP

I ricavi provengono sia dai servizi di dispacciamento, sia da un costo ricarica più conveniente garantito dal servizio a scendere

Le modalità di ricarica diurne forniscono **servizio soprattutto a scendere**: valley-filling per sfruttare la produzione da fonte rinnovabile.

Si riconoscono due ricavi: i **ricavi diretti dal dispacciamento** legati alla differenza tra i prezzi offerti a salire e a scendere + i costi evitati grazie alla **ricarica a prezzo conveniente tramite la fornitura di regolazione a scendere**.

ENERGIA FORNITA A SALIRE E A SCENDERE (kWh)



IPOTESI DI PREZZO [€/MWh]

Prezzo a salire	115
Prezzo a scendere	55 << 300
Costo del kWh in bolletta	300

RICA VI [€/anno]

Ricavi netti dispacciamento	339
Effetto surplus di energia	1724



Ricavo complessivo annuo di 2063 €

=

Margine per punto di ricarica di 94 €

CASO STUDIO – BENEFICI ECONOMICI PER IL BSP

Il quadro economico mostra un rientro dell'investimento in 9 anni

- La simulazione economica è stata costruita considerando **costi e ricavi per punto di ricarica**
- I ricavi provengono dalla simulazione condotta su dati reali
- Per i costi, si è proceduto a una valutazione puntuale condotta con l'aiuto di interviste agli addetti ai lavori
- Si intendono i costi aggiuntivi (Δ costo) per una stazione smart rispetto a una non abilitata.
- I costi considerati sono relativi all'installazione e gestione del **Controllore dell'Infrastruttura di Ricarica (CIR)** come da prescrizione della CEI 0-21
- Tasso di attualizzazione: 5%

COSTI AFFRONTATI PER PUNTO DI RICARICA

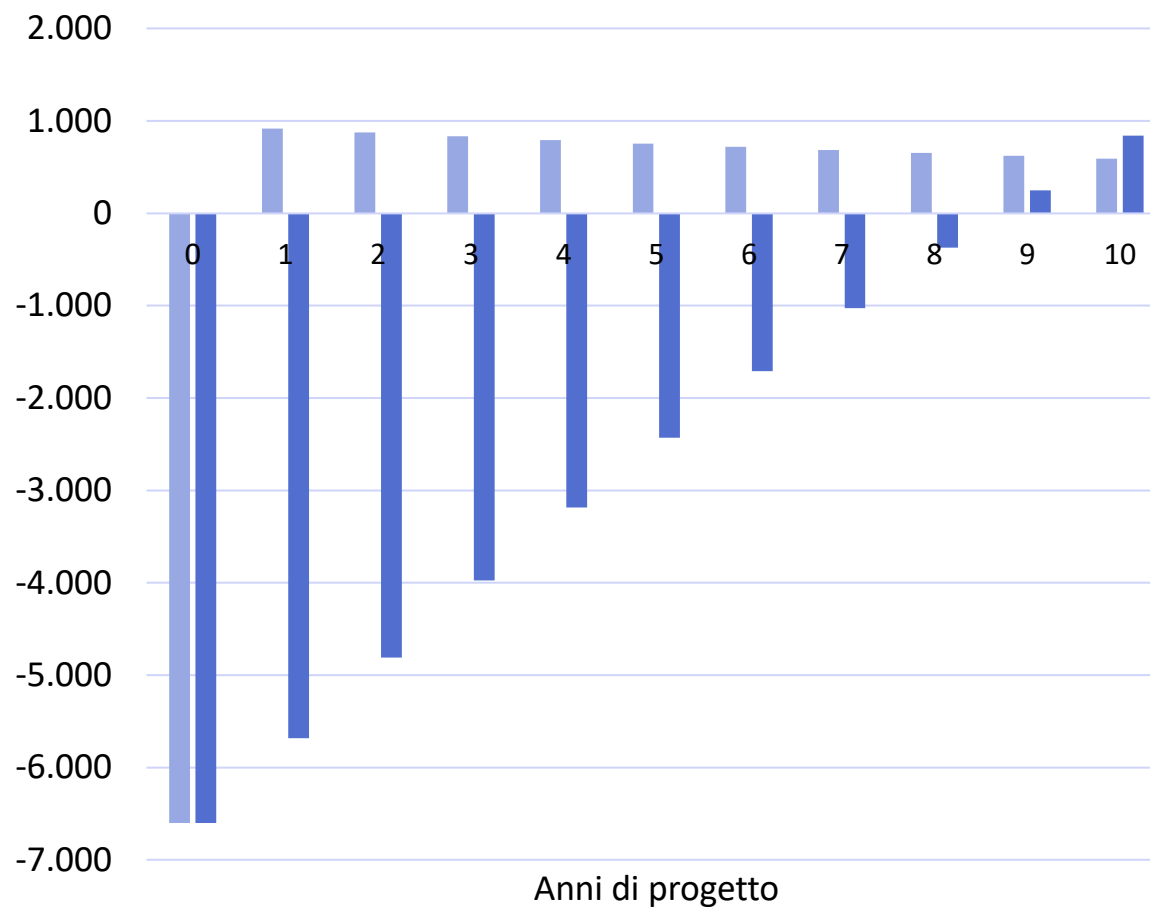
CAPEX 300 €

OPEX 50 €/anno

MARGINE PER PUNTO DI RICARICA

94 €/anno

FLUSSI DI CASSA (€)

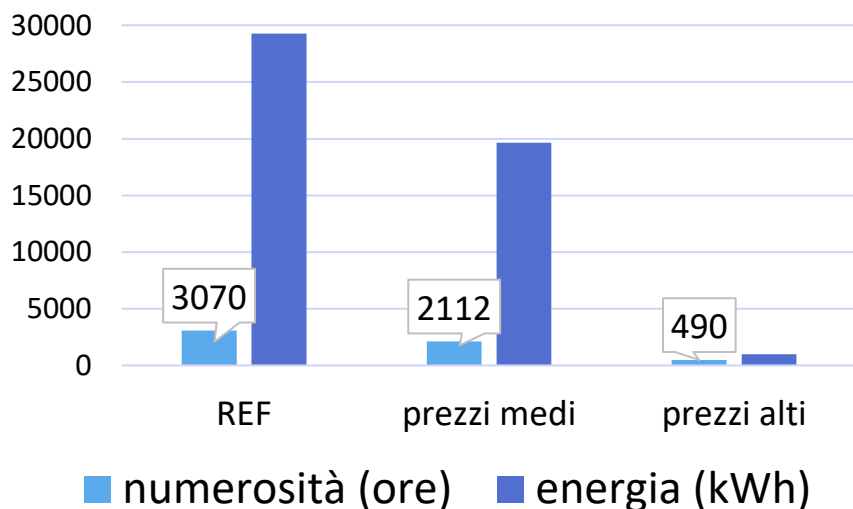


■ Flussi di cassa attualizzati ■ Flussi di cassa cumulati

CASO STUDIO – SENSITIVITY SUL PREZZO DI OFFERTA

Offrendo a prezzi più vicini alla media di mercato, l'aggregato fornisce meno flessibilità ma i suoi ricavi aumentano

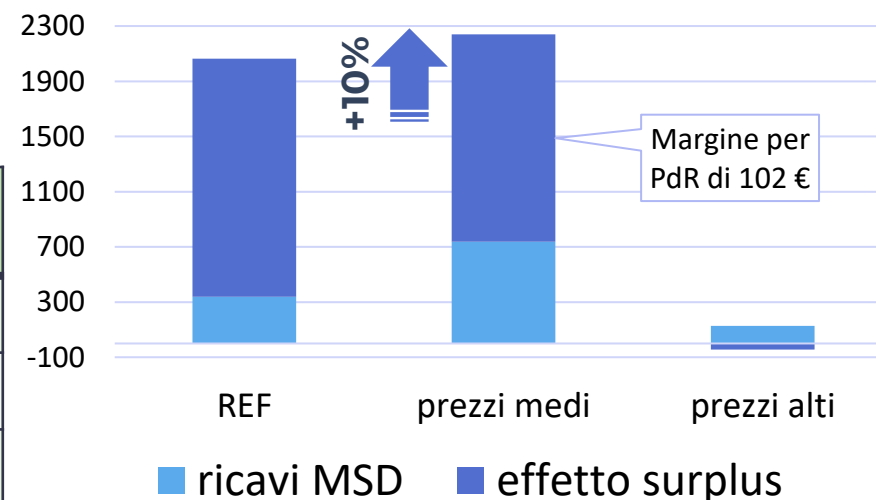
MOVIMENTAZIONI ANNUE



Il MSD è un mercato pay-as-bid, quindi offrendo a prezzi più elevati il ricavo per la singola movimentazione aumenta. Si confrontano le tre strategie basate sui prezzi qui indicati:

Prezzi offerti €/MWh	Salire	Scendere
REF	115	55
Prezzi medi	155	30
Prezzi alti	270	15

MARGINI ECONOMICI ANNUI (€)



POSSIBILE COMPORTAMENTO STRATEGICO DELL'OPERATORE

Offrire a **prezzi più elevati** (cfr. scenario *prezzi medi* rispetto a *REF*) ha un doppio vantaggio:

- **maggiori ricavi** per l'operatore della ricarica,
- **minori movimentazioni** richieste, a fronte di **minore flessibilità fornita al sistema**.



SOLUZIONE PROPOSTA

Introduzione di una **remunerazione in capacità** per:

- garantire la **flessibilità a prezzi contenuti** (ad es. introducendo uno strike price in energia),
- **assicurare remunerazione stabile** per l'operatore, → raggiungere 100 €/PdR/anno

CASO STUDIO – SERVIZI BEHIND-THE-METER

Flessibilità behind-the-meter: gestione dei costi agendo sulla quota potenza modulando la ricarica

- Come già mostrato, nelle modalità di ricarica dove la sosta è duratura, la ricarica può essere modulata (smart charging)
- Prevedendo una potenza di ricarica costante per la durata della sosta, **si riduce sensibilmente il picco di prelievo**
- Richiede app per la comunicazione dell'orario di uscita stimato

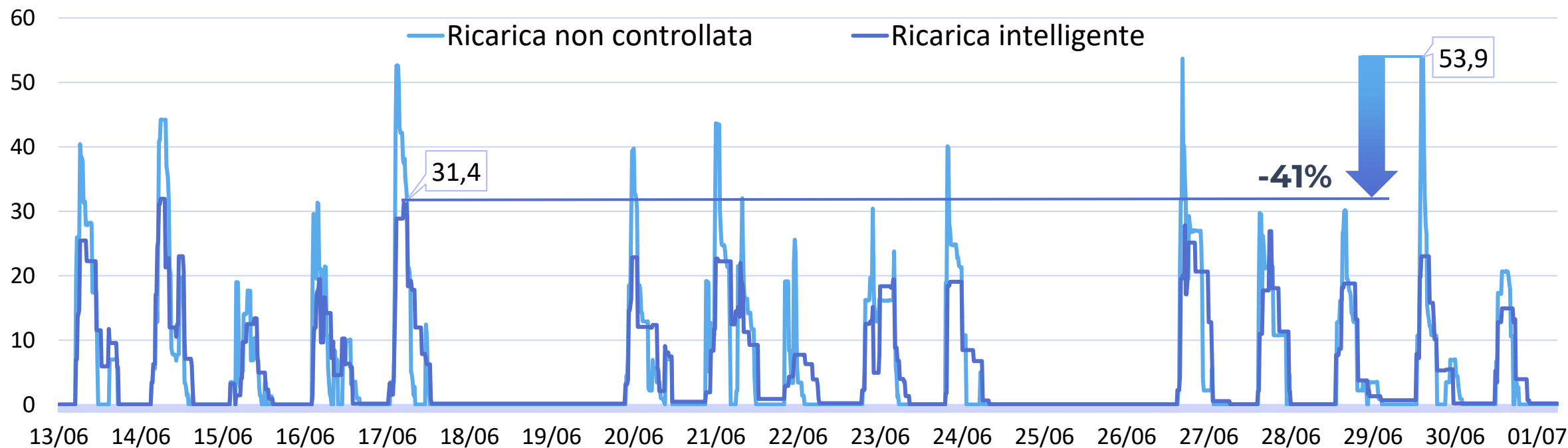
Quota potenza – tariffa BTA6 (2022): 57,5 €/kW/anno
Riduzione del picco di prelievo: circa 20 kW



Potenziale risparmio annuo = $57,5 \times 20 = 1150 \text{ €}^*$

** Questa logica è parzialmente alternativa alla partecipazione al MSD.*

PRELIEVO ORARIO [kW]



CASO STUDIO – CONSIDERAZIONI FINALI

Il caso studio ha confermato le potenzialità del VGI, facendo emergere un'adeguata affidabilità del servizio fornito dagli EV

SISTEMA ELETTRICO

- Disponibilità di flessibilità significativa, superiore a 1000 kWh per kW di potenza contrattuale all'anno
- Diverse tipologie di servizio fornite in base anche alla stagione (riduzione overgeneration, riserva)
- Nel periodo invernale, rallentamento della rampa mattutina e diminuzione del picco di prelievo
- Nel periodo estivo, aumento del carico diurno grazie alla fornitura di regolazione a scendere
- Forte contributo per la limitazione di overgeneration da FER non programmabili

OPERATORE DI MERCATO

- Nessun impatto negativo sulle ricariche, anche grazie a come è calcolata la flessibilità disponibile
- Costi legati al CIR e ad eventuali soluzioni software di interazione con l'utenza
- Migliore risultato finanziario ottenuto a prezzi medi
- Per fruire della maggior flessibilità a prezzi sempre competitivi, può essere utilizzata una procedura di asta dedicata con pagamento in capacità
- Si ottiene un beneficio rilevante anche da pratiche di demand side management (modulazione di potenza spinta da segnali di prezzo impliciti)

AGENDA

Il contesto di sistema e gli scenari di ricarica al 2030

L'impatto della ricarica sul sistema elettrico

Stima dei potenziali benefici da soluzioni VGI

Le opportunità di business per il VGI

Principali evidenze dello studio e proposte di policy:

- principali evidenze
- proposte di policy

PRINCIPALI EVIDENZE – IMPATTO DELLA RICARICA

I tratti di bassa tensione soffrono per sovraccarichi brevi ma intensi, mentre le reti rurali mostrano problemi legati ai profili di tensione

SVILUPPO RETI MT/BT

I tratti BT soffrono a causa di fenomeni di clustering delle ricariche (spaziale e temporale), con violazioni di breve durata ma con elevata intensità

I tratti MT mostrano violazioni di minore intensità ma maggiore durata, causate dalla sovrapposizione delle ricariche con la domanda «base» del periodo serale

Le reti urbane presentano criticità legate al sovraccarico delle linee, mentre le reti rurali hanno problemi legati ai profili di tensione dovuti all'asincronia tra produzione FV e ricarica

COSTI MSD

La diffusione di veicoli elettrici comporta un incremento della domanda elettrica (+4%) e una maggiore incertezza legata al profilo di carico atteso sul sistema elettrico frastagliato, senza tuttavia comportare, con la sola propria presenza, un incremento dei costi di dispacciamento.

PRINCIPALI EVIDENZE – I BENEFICI DEL VGI SULLO SVILUPPO RETE MT/BT

Pratiche di ricarica intelligente, utilizzo di accumuli e sincronismo tra consumo e produzione possono dimezzare le violazioni MT/BT

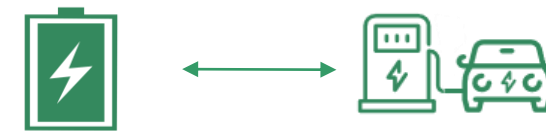
SVILUPPO RETI MT/BT

Modalità di ricarica intelligenti, che implementano soluzioni di *demand response* implicito guidato da opportuni segnali di prezzo, riducono del 13% l'impatto sui fattori di carico lungo i tratti in bassa tensione delle reti di distribuzione urbane e rurali



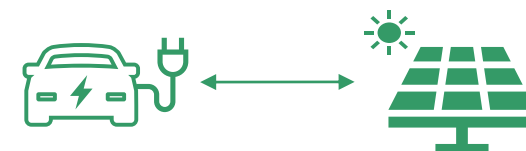
-13% fattori di carico

L'utilizzo di accumuli accoppiati con infrastrutture di ricarica *quick* o *fast* riduce notevolmente il numero di elementi in violazione (-30%) e i corrispondenti volumi di energia in sovraccarico



-30% violazioni

La possibilità di sincronizzare la domanda di energia per la ricarica con la produzione fotovoltaica ha un duplice beneficio rispetto al sovraccarico degli elementi di rete e ai profili di tensione, in particolare su architetture di rete rurali



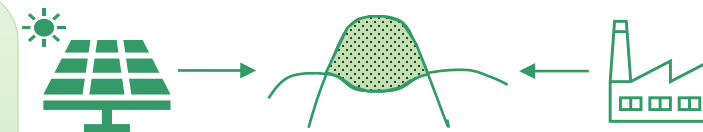
duplice beneficio

PRINCIPALI EVIDENZE – I BENEFICI DEL VGI COSTI DI DISPACCIAMENTO

Riduzione dell'overgeneration e disponibilità di riserva sono i principali benefici per il dispacciamento del sistema elettrico

COSTI DI DISPACCIAMENTO

Lo sfruttamento dei veicoli elettrici in ricarica per il dispacciamento permette di dimezzare (-45%) l'overgeneration da fotovoltaico legata alla fase di programmazione di sistema svolta in MSD *ex-ante*



overgeneration -45%

I veicoli elettrici giocano un ruolo centrale nei mercati del dispacciamento, rendendo disponibili importanti volumi di riserve (15%) e contribuendo alla fornitura di servizi (26%)



**26% dei servizi
15% delle riserve**

Sono di particolare importanza le soste di lunga durata, come quelle di deposito notturno (privato, condiviso o pubblico) e di deposito diurno (tipiche dei luoghi di lavoro o di interscambio modale)



✓ lunga sosta

PRINCIPALI EVIDENZE – I BENEFICI DEL VGI COSTI DI DISPACCIAMENTO

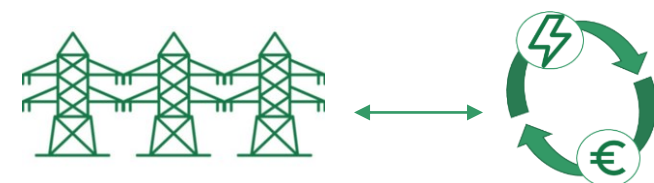
La partecipazione a MSD dei veicoli elettrici ha importanti benefici economici ed ambientali sull'esercizio del sistema elettrico

COSTI DI DISPACCIAMENTO

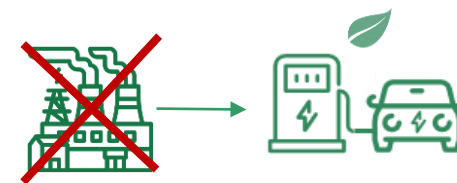
I benefici economici del VGI sul dispacciamento sono pari a 800 Mln all'anno, riducendo del 40% i costi di MSD, grazie ad un profilo di ricarica naturalmente predisposto alla fornitura di riserva

La maggiore economicità del dispacciamento coincide con un ridotto impatto ambientale poiché le risorse spiazzate su MSD sono prevalentemente di tecnologia termoelettrica (-1.5 TWh/anno)

I profili di ricarica sono naturalmente predisposti alla fornitura di riserva, senza necessità di grandi movimentazioni *ex-ante*, e l'analisi di sensitività sui prezzi offerti evidenzia opportunità di giusti ricavi per i veicoli elettrici pur garantendo benefici al sistema



-40% sui costi MSD



1.5 TWh di produzione termoelettrica evitata



✓ costi - benefici

AGENDA

Il contesto di sistema e gli scenari di ricarica al 2030

L'impatto della ricarica sul sistema elettrico

Stima dei potenziali benefici da soluzioni VGI

Le opportunità di business per il VGI

Principali evidenze dello studio e proposte di policy:

- principali evidenze
- **proposte di policy**

PROPOSTE DI POLICY

Si possono individuare tre principali ambiti di intervento

AMBITI DI INTERVENTO



SMART CHARGING

Favorire pratiche di ricarica intelligente attraverso l'utilizzo di opportuni segnali di prezzo (*demand response* implicito) comporta importanti benefici sia sui costi di sviluppo MT/BT che sui costi di dispacciamento



SINCRONIA FER-RICARICA

Incentivare la sincronizzazione ottimale tra la domanda di energia per la ricarica elettrica e la produzione da FER distribuite riduce l'incertezza legata alla ricarica e aumenta l'*hosting capacity* delle reti



ABILITAZIONE A MSD

Promuovere l'abilitazione di tutte le modalità di ricarica al dispacciamento, permettendo agli operatori di selezionare quali servizi fornire, con una gestione a portafoglio delle risorse tramite un aggregatore

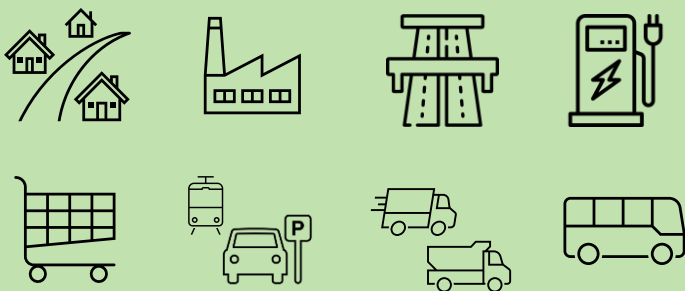
PROPOSTE DI POLICY – LEVE TECNICHE, ECONOMICHE E REGOLATORIE

Proposta 1: applicazione di tariffe *time-of-use*

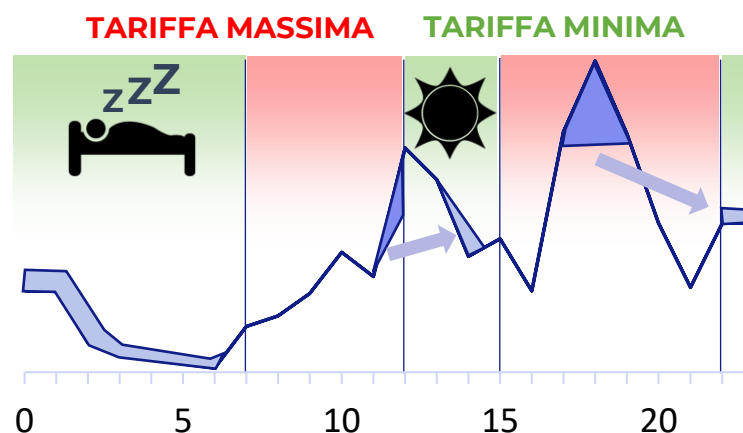
SMART CHARGING

CASI D'USO COINVOLTI

Tutte le modalità di ricarica trarrebbero vantaggio dal provvedimento in maniera proporzionale al peso della parte energia sulla tariffa.



1) È necessario rendere tempo-variante almeno la quota energia della tariffa elettrica (costi di rete). Il valore potrebbe essere ridotto del 30% nella fascia F3 e in periodi di forte insolazione, per esempio dalle 12:00 alle 15:00. Inoltre si potrebbe valutare se applicare tale riduzione a tutte o solo ad alcune voci (TRAS, DIS, MIS). L'impatto di tale modulazione tariffaria è stimabile in una riduzione del gettito atteso dalla ricarica EV variabile nell'intervallo 7%-13%, comunque compensato dai vantaggi derivanti su dispacciamento e sviluppo reti. Inoltre, modulando opportunamente la tariffa, si potrebbe anche attuare la manovra a gettito invariante, senza quindi alcun impatto.



EFFETTO ATTESO SUL PROFILO DI RICARICA
DELLA TARIFFA TIME-OF-USE

BENEFICIO PER L'UTENZA

60 €/MWh → 42 €/MWh

PROPOSTE DI POLICY – LEVE TECNICHE, ECONOMICHE E REGOLATORIE

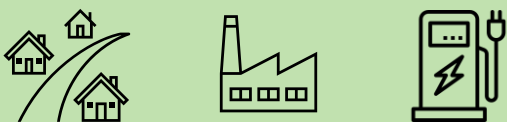
Proposta 2: flessibilità della potenza disponibile al PoD



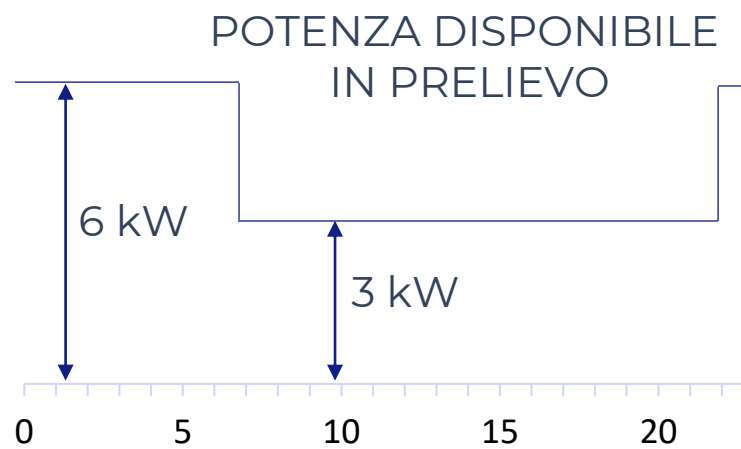
SMART CHARGING

CASI D'USO COINVOLTI

Le modalità di ricarica che trarrebbero vantaggio dal provvedimento sono quelle caratterizzate da PoD di bassa potenza, generalmente sotto i 30 kW e in particolare i PoD residenziali.



2) È necessario rendere flessibile la potenza massima prelevabile al punto di connessione, aumentandola nei periodi di basso carico senza maggiori oneri per l'utenza. La proposta è di rendere disponibile, presso tutti i PoD utilizzati per la ricarica di veicoli elettrici, la massima potenza tecnicamente prelevabile durante la fascia F3. Pur comportando un mancato gettito, sfruttando un momento in cui la rete è scarica, la manovra non comporta maggiori costi per il sistema. Eventualmente si potrebbe consentire al DSO di gestire l'aumento di potenza.



→ Estensione della delibera 541/2020 a livelli di potenza superiore, includendo anche forniture trifase

BENEFICIO PER L'UTENZA

Costi connessione: -70 €/kW
Costi tariffari: -30 €/kW/anno

PROPOSTE DI POLICY – LEVE TECNICHE, ECONOMICHE E REGOLATORIE

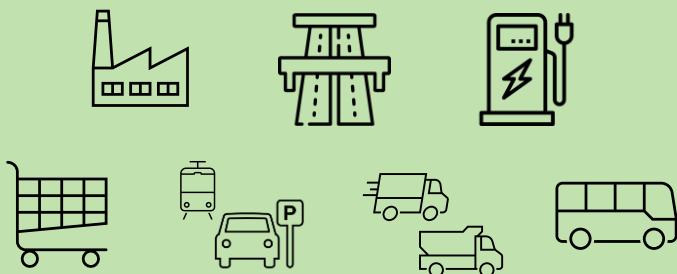
Proposta 3: rendere tempo-variante la quota potenza



SMART CHARGING

CASI D'USO COINVOLTI

Solo per i PoD domestici, con potenze di ricarica limitate, il provvedimento non sarebbe di giovamento, anche se PoD condominiali potrebbero rientrare tra quelli coinvolti



3) È necessario rendere tempo-variante la quota potenza per i PoD con potenza impegnata maggiore di 30 kW. Si potrebbero definire due (o più) fasce orarie, per ognuna delle quali sia poi definita la corrispondente tariffa e potenza massima prelevata. Si potrebbe calcolare la tariffa finale come la media pesata delle due tariffe distinte applicate alle due potenze di cui sopra; tale tariffa sarebbe poi applicata a sua volta alla massima potenza prelevata globalmente nel mese. L'impatto della manovra sul gettito tariffario atteso dalla ricarica è compensato da una maggiore riflessività dei costi rispetto allo stato attuale, anche se la sua applicazione introduce delle complessità.

BENEFICIO PER L'UTENZA

IPOTESI: tariffa₁ = 0.5 €/kW ; tariffa₂ = 3 €/kW ; P_{max,1} = 100 kW ; P_{max,2} = 50 kW

OGGI: spesa = $2.5 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{mese}} * 100 \text{ kW} = 250 \frac{\text{€}}{\text{mese}}$

DOMANI: tariffa = $\frac{0.5 \frac{\text{€}}{\text{kW}} * 100 \text{ kW} + 3 \frac{\text{€}}{\text{kW}} * 50 \text{ kW}}{100 \text{ kW} + 50 \text{ kW}} = 1.33 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{mese}}$

spesa = $1.3 \frac{\text{€}}{\text{kW}} * \text{MAX}(100 \text{ kW}; 50 \text{ kW}) = 130 \frac{\text{€}}{\text{mese}}$

$t_1/t_2 = 1/6$

-50%

PROPOSTE DI POLICY – LEVE TECNICHE, ECONOMICHE E REGOLATORIE

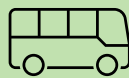
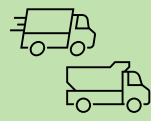
Proposta 4: ridurre gli oneri di connessione per installazioni smart



SMART CHARGING

CASI D'USO COINVOLTI

Soprattutto i PoD dedicati alla sola ricarica di veicoli elettrici e con potenze elevate gioverebbero di questo provvedimento.



4) È necessario calcolare gli oneri di connessione in maniera tale da favorire l'installazione intelligente di infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici. Per i PoD dedicati alla sola ricarica di veicoli elettrici, una possibile soluzione è quella di rendere gli oneri di connessione regressivi rispetto al numero di punti di ricarica sottonesi al PoD. Questo premierebbe quindi installazioni che, a parità di potenza di connessione richiesta, rendano disponibile un numero maggiore di stalli per la ricarica e siano in grado quindi di gestirli in funzione delle necessità del sistema. La proposta è valida sia per le connessioni in bassa che in media tensione.

BENEFICIO PER L'UTENZA

IPOTESI: quota distanza = 200 € ; quota potenza = 75 €/kW ; quota PdR = 250 €/PdR
potenza connessa = 100 kW ; punti di ricarica sottonesi = 12 PdR

OGGI: spesa = $200 \text{ €} + 75 \frac{\text{€}}{\text{kW}} * 100 \text{ kW} = 7700 \text{ €}$

-40%

DOMANI: spesa = $200 \text{ €} + 75 \frac{\text{€}}{\text{kW}} * 100 \text{ kW} - 250 \frac{\text{€}}{\text{PdR}} * 12 \text{ PdR} = 4700 \text{ €}$

PROPOSTE DI POLICY – LEVE TECNICHE, ECONOMICHE E REGOLATORIE

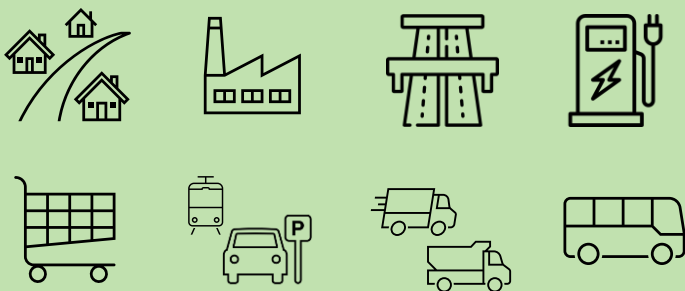
Proposta 5 e 6: favorire le installazioni intelligenti



SMART CHARGING

CASI D'USO COINVOLTI

Tutte le modalità di ricarica trarrebbero vantaggio dal provvedimento in maniera proporzionale al peso della parte energia sulla tariffa.



5) È necessario che i DSO definiscano dei criteri guida per l'individuazione delle aree in cui installare dei punti di ricarica. Questo può avvenire definendo annualmente le aree «meno idonee» alla connessione di nuovi PdR oppure pubblicando vere e proprie mappe con aree classificate per livello di complessità di nuove connessioni (sistema «semaforico»). Questa azione potrebbe prevedere anche l'accesso a connessioni non-firm, vale a dire flessibili, nell'ottica di agevolare l'infrastrutturazione presso aree già pronte (velocità ed economicità iter). Connessioni non-firm potrebbe essere regolate da vincoli già inseriti nel contratto di connessione, ovvero da soluzioni di gestione automatizzata della rete (ANM), con potenze in alcuni periodi superiori ai 100 kW anche per la bassa tensione

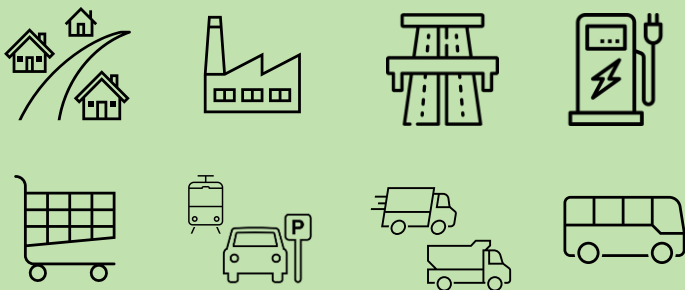
6) È necessario promuovere economicamente l'installazione contestuale (sotto lo stesso PoD) di punti di ricarica per veicoli elettrici, sistemi di accumulo di energia elettrica e impianti fotovoltaici. Si potrebbe concedere un credito d'imposta (cedibile) previa certificazione dell'installazione e dell'utilizzo di un sistema di gestione intelligente dei flussi energetici da e verso la rete pubblica, con eventuale obbligo di abilitazione a MSD.

PROPOSTE DI POLICY – LEVE TECNICHE, ECONOMICHE E REGOLATORIE

Proposta 7: promuovere l'utilizzo di energia rinnovabile locale

**CASI D'USO COINVOLTI**

Tutte le modalità di ricarica trarrebbero vantaggio dal provvedimento in maniera proporzionale al peso della parte energia sulla tariffa.



7) È necessario dedicare una forma di incentivazione specifica per l'utilizzo di energia rinnovabile prodotta localmente al fine di ricaricare un veicolo elettrico. Si potrebbe definire un sovra-incentivo che si innesti su quello già previsto per l'energia condivisa all'interno delle Comunità di Energia Rinnovabile (CER). Il sovra-incentivo andrebbe nella direzione del principio ribadito dalla Commissione Europea del *energy efficiency first principle*, favorendo l'utilizzo efficiente dell'energia, come accade già per esempio con i Titoli di Efficienza Energetica (TEE). Si potrebbe tarare il sovra-incentivo appunto rispetto all'efficienza energetica che induce l'utilizzo di energia elettrica rinnovabile per il trasporto rispetto ai carburanti fossili.

STIMA DEL GETTITO NECESSARIO

Prevedendo un sovra-incentivo per l'autoconsumo locale di energia rinnovabile al fine di ricaricare un veicolo elettrico pari a 20 €/MWh, considerando un'incidenza della ricarica EV del 10% sul totale di energia condivisa, il costo di tale incentivo sarebbe compreso tra 4 e 8 Mln€/anno, pari a circa l'1.5% del costo totale presumibile per gli incentivi erogati alle CER al 2030.

PROPOSTE DI POLICY – LEVE TECNICHE, ECONOMICHE E REGOLATORIE

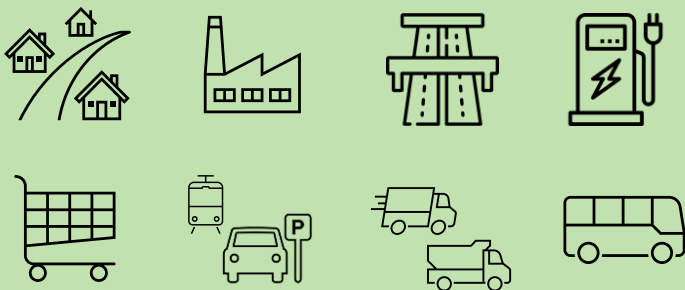
Proposta 8: aste per la capacità sul breve termine per servizi MSD



ABILITAZIONE A MSD

CASI D'USO COINVOLTI

Il provvedimento impatta su tutte le modalità di ricarica ed è di particolare interesse per portafogli di risorse abilitate eterogenei.



8) È necessario che l'operatore di sistema (Terna) si procacci le riserve necessarie alla gestione del sistema elettrico attraverso aste per la capacità di breve termine (giornaliere, settimanali o mensili). Adottare modelli di remunerazione di lungo termine, come previsto per esempio nel DCO ARERA 393/2022, potrebbe comportare lock-in tecnologici, legando l'operatività del sistema ad asset già remunerati (con contratti di lungo termine), ma più costosi rispetto ad altre risorse presenti nel sistema. Questo aspetto è particolarmente rilevante se si pensa ai veicoli elettrici, che sono una risorsa per la quale ci si attende una diffusione crescente nel futuro prossimo, che quindi sarebbe sfruttabile appieno solo prevedendo un periodico aggiornamento delle risorse su cui Terna alloca la riserva.

PROPOSTE DI POLICY – LEVE TECNICHE, ECONOMICHE E REGOLATORIE

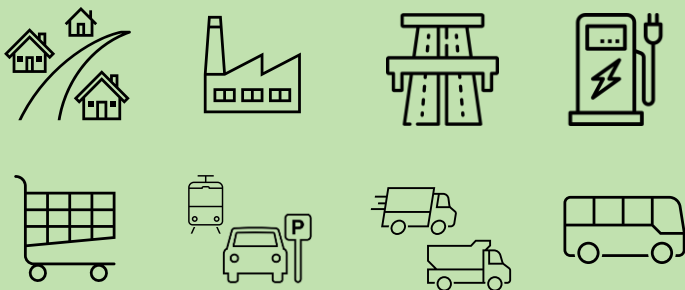
Proposta 9: partecipazione a MSD chiara, semplice e trasparente



ABILITAZIONE A MSD

CASI D'USO COINVOLTI

Il provvedimento impatta su tutte le modalità di ricarica ed è di particolare interesse per portafogli di risorse abilitate eterogenei.



9) È necessario favorire la partecipazione delle risorse distribuite al bilanciamento del sistema elettrico. A tal riguardo si dovrebbe porre particolare attenzione a:

9.1: suddividere chiaramente i diversi servizi ancillari su diversi prodotti di mercato, approvvigionandoli attraverso procedure concorrenziali;

9.2: evitare di porre oneri tecnici o obblighi di partecipazione in capo alle risorse, lasciando che siano gli operatori ad ottimizzare il portafoglio da mettere a disposizione per ogni servizio;

9.3: consentire una gestione a portafoglio delle risorse, evitando requisiti tecnici eccessivi per la qualifica e l'osservabilità delle risorse, lasciando nella facoltà e responsabilità dell'aggregatore il rispetto dei vincoli tecnici del servizio fornito;

9.4: rimuovere i vincoli tecnici ingiustificati previsti attualmente per la fornitura di alcuni servizi, come ad esempio la durata minima di erogazione, la simmetria delle bande di riserva, la soglia di potenza minima qualificabile a mercato.

PROPOSTE DI POLICY – LEVE TECNICHE, ECONOMICHE E REGOLATORIE

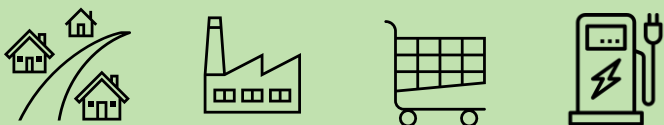
Proposta 10: finanziare l'installazione del CIR



ABILITAZIONE A MSD

CASI D'USO COINVOLTI

Le modalità di ricarica a più bassa potenza sarebbero facilitate nella transizione verso una ricarica intelligente.



10) È necessario prevedere un finanziamento a fondo perduto per l'installazione del controllore di infrastruttura di ricarica (CIR) per veicoli elettrici, già previsto dal DM 30/01/2020. Tale contributo dovrebbe essere determinato da ARERA, eventualmente con l'ausilio di ulteriori enti, come è già avvenuto per il CCI. Il CIR sarebbe utile sia per l'osservabilità che per la partecipazione dei relativi punti di ricarica a MSD.

PROPOSTE DI POLICY – LEVE TECNICHE, ECONOMICHE E REGOLATORIE

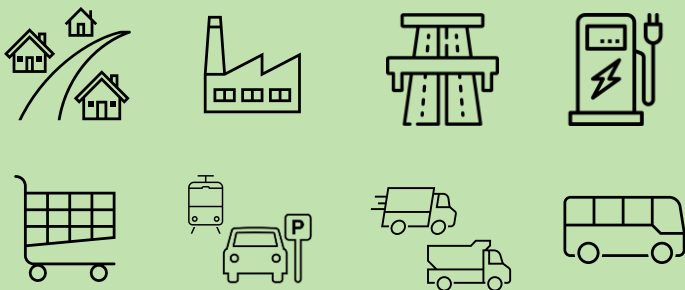
Proposta 11: riformare la copertura dei costi di dispacciamento



ABILITAZIONE A MSD

CASI D'USO COINVOLTI

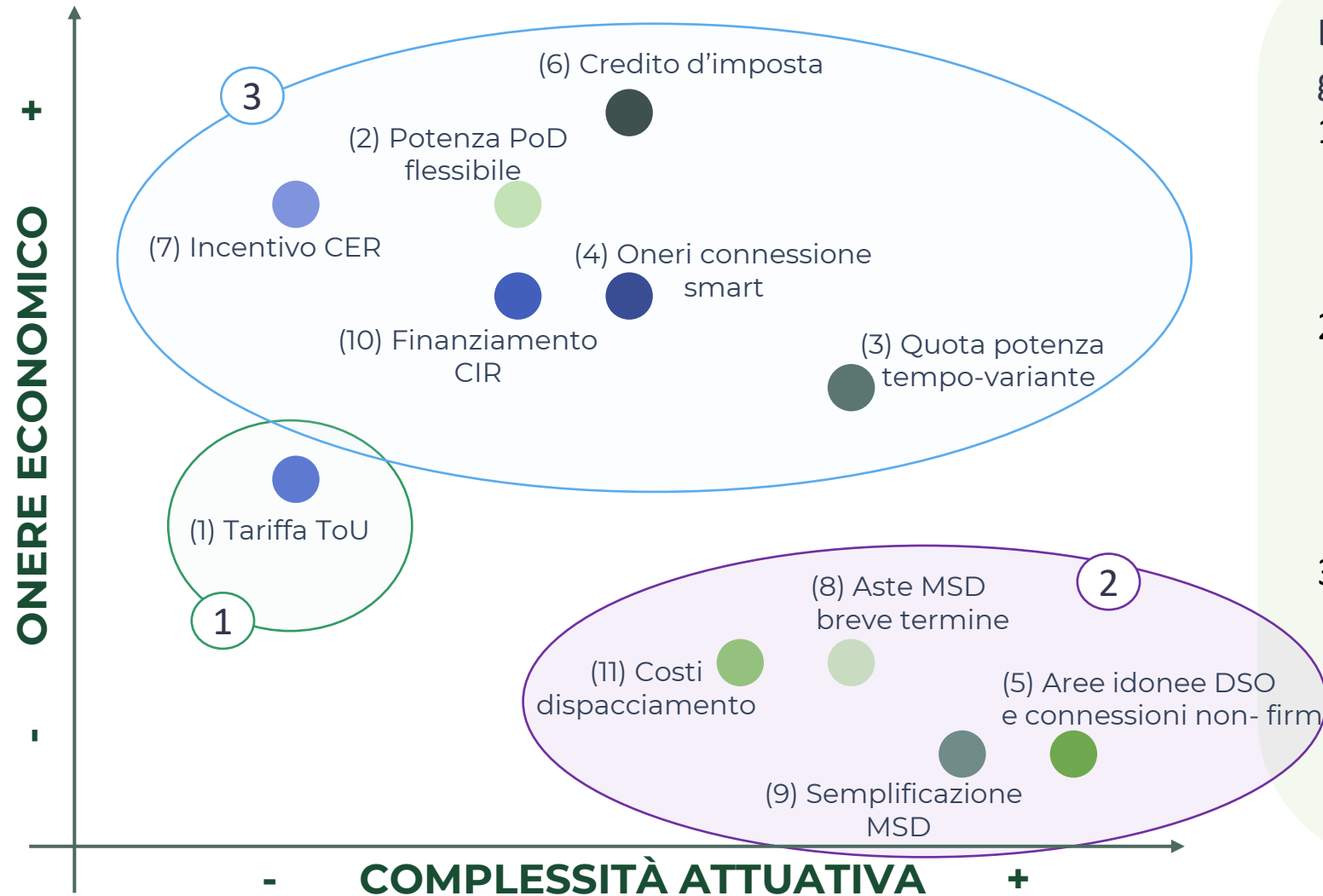
Tutte le modalità di ricarica trarrebbero vantaggio dal provvedimento in maniera proporzionale al peso della parte energia sulla tariffa.



11) È necessario pensare ad una riforma del meccanismo di applicazione degli oneri di dispacciamento, che distingua tra abilitati e non abilitati a MSD piuttosto che tra produttori e consumatori di energia, considerando che quest'ultima distinzione sta perdendo sempre più di senso rispetto al reale contributo ai costi di dispacciamento dato dalle risorse connesse al sistema.

PROPOSTE DI POLICY – LEVE TECNICHE, ECONOMICHE E REGOLATORIE

Riassunto delle proposte presentate



Le proposte possono essere classificate in 3 gruppi di interventi:

- 1) riformare la quota energia della tariffa per i servizi di rete è di semplice e immediata applicazione e ha un impatto ridotto sul gettito atteso;
- 2) un gruppo di interventi riguarda aspetti regolatori che non hanno alcun impatto sul gettito, ma mostrano maggiore complessità applicativa e quindi richiedono un tempo tecnico di riforma;
- 3) un gruppo di interventi comporta un maggiore onere economico, con gradi diversi di complessità applicativa: per questi interventi è necessario definire una chiara roadmap di implementazione.

Report pubblicato da Motus-E ad **aprile 2023**



Nomenclatura e Acronimi

Sigla	Definizione
AC	Corrente alternata
	Associazione Nazionale Filiera Industria
ANFIA	Automobilistica
ANM	Advanced network management
	Autorità di Regolazione per Energia Reti e
ARERA	Ambiente
AS	Alto scorrimento
AT	Alta tensione
B2C	Business to consumer
BESS	Battery Energy Storage System
BEV	Battery electric vehicle
BSP	Balancing Service Provider
BT	Bassa tensione
BtM	Behind-the-meter
CAPEX	Capital expenditure
CCI	Controllore Centrale di Impianto
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
CER	Comunità di Energia Rinnovabile
CIR	Controllore dell'Infrastruttura di Ricarica
CM	Capacity Market
CP	Cabina primaria
CS	Cabina secondaria
DC	Corrente continua
DCO	Documento per la Consultazione
DF	Domanda flessibile
DIS	Componente distribuzione in tariffa

Sigla	Definizione
DM	Decreto Ministeriale
DSO	Distribution System Operator
DW	Downward (a scendere)
E/P	Energy-to-power ratio
ETS	Emissions trading scheme
EV	Electric vehicle
FER	Fonti energetiche rinnovabili
FER-NP	Fonti energetiche rinnovabili non programmabili
FF55	Fit for 55
Flex	Flessibilità
FV	Fotovoltaico
GDO	Grande distribuzione organizzata
GHG	Greenhouse gas
HCV	Heavy commercial vehicle
IdR	Infrastruttura di ricarica
Incontr.	Incontrollata
Inter	Interscambio
LCV	Light commercial vehicle
MB	Mercato del Bilanciamento
MGP	Mercato del Giorno Prima
MIS	Componente misura in tariffa
MSD	Mercato per il Servizio di Dispacciamento
MT	Media tensione
MVA	Megavoltampere

Sigla	Definizione
OPEX	Operation expenditure
p.u.	per unità
PdR	Punto di ricarica
PHEV	Plugin hybrid electric vehicle
PNIEC	Piano Nazionale Integrato Energia e Clima
PoD	Point of Delivery
REF	Riferimento
SdA	Sistemi di Accumulo
SoC	State-of-charge
TEE	Titoli di efficienza energetica
ToU	Time of use
TPL	Trasporto pubblico locale
Trafo	Trasformatore
TRAS	Componente trasmissione in tariffa
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terawattora
UP	Upward (a salire)
VGI	Vehicle-grid integration
V1G	Smart charging unidirezionale
V2G	Smart charging bidirezionale (vehicle-to-grid)
VE	Veicolo elettrico
VRI	Vincoli a rete integra
Δ	Delta