



Relazione

417/2024/I/eel

**CONTRIBUTO POTENZIALE DELLA RICARICA
BIDIREZIONALE DEI VEICOLI ELETTRICI
ALL'EFFICIENZA E ALLA DECARBONIZZAZIONE
DEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO**

17 Ottobre 2024

PRESENTAZIONE

L'attività di ARERA in tema di mobilità elettrica si ispira da anni al principio della più ampia partecipazione degli operatori del settore, anche quelli che non rientrano tra gli ordinari “soggetti regolati” del settore energetico, per condividere una visione ampia e trasversale del futuro di questa nuova modalità di utilizzo dell'energia elettrica. Con questo spirito ARERA ha costituito, già ad inizio 2020, i Focus group dedicati al tema della mobilità elettrica, che hanno contribuito – come già accaduto in occasione del primo rapporto sui dispositivi di ricarica (2021) – alla stesura di questa Relazione sulla ricarica bidirezionale, richiesta dal Regolamento AFIR.

La pubblicazione di questa Relazione è un'occasione preziosa per rendere conto del tanto lavoro fin qui svolto non solo da ARERA ma anche da RSE, GSE, Università, associazioni come Motus-E e altri stakeholder. Si tratta quindi, da un lato, di un punto di arrivo di un “reticolo di cose fatte”, che vengono qui riordinate e presentate sotto la chiave di lettura dell'integrazione rete-veicoli (VGI, Vehicle-Grid Integration) o delle funzionalità di tipo V-to-X, che comprendono soluzioni come la connessione bidirezionale Veicolo-Casa (V2H). Dall'altro lato, si tratta però anche di un punto di partenza: il Regolamento AFIR prevede, infatti, che ciascuna autorità di regolazione in Europa aggiorni le proprie valutazioni ogni tre anni; entro il 2027, quindi, avremo la possibilità di valutare non solo le tappe già completate nel percorso evolutivo che questa Relazione prefigura, ma anche di confrontare le nostre esperienze con quelle degli altri Paesi europei.

Se da una parte la sostanziale mancanza sul mercato di veicoli predisposti per la ricarica bidirezionale e gli altri elementi fin qui raccolti inducono a una certa cautela nella stima del contributo potenziale che la ricarica bidirezionale potrà dare al sistema elettrico nei prossimi 6-7 anni, per una serie di motivi ben illustrati nella Relazione, dall'altra parte emerge con chiarezza che l'Italia ha già compiuto parecchia strada lungo il percorso dell'integrazione rete-veicolo, in particolare per quanto riguarda il più generale concetto di “smart charging”. Grazie ad innovazioni tecnologiche e normative già introdotte, nonché a progetti pilota e sperimentazioni – inclusa quella promossa dall'Autorità con la deliberazione 541/2020/R/eel per la ricarica domestica notturna – sono stati messi a disposizione diversi elementi abilitanti essenziali, che certamente faciliteranno l'introduzione di forme avanzate di VGI non appena saranno disponibili veicoli e infrastrutture con le caratteristiche tecnologiche adeguate alla ricarica bidirezionale.

Per rendere attuabile ed efficace un meccanismo complesso come quello della ricarica bidirezionale serve un grande sforzo di sistema, grazie al quale creare proficue sinergie tra i vari attori della complessa filiera della mobilità elettrica. Contribuiscono a questo anche le consultazioni pubbliche promosse da ARERA e le attività dei Focus group della mobilità elettrica, mostrando quanti spazi di fattiva collaborazione si possano creare tra istituzioni, associazioni, imprese e istituti di ricerca.

Stefano Besseghini
Presidente ARERA

SOMMARIO

GLOSSARIO	4
1 INTRODUZIONE	6
1.1 Fonti informative	6
1.2 Struttura dei contenuti	7
2 CONSIDERAZIONI METODOLOGICHE	8
2.1 Differenze e similitudini tra V1G e V2G	8
2.2 Introduzione alla ricarica bidirezionale dei veicoli	9
2.3 I possibili casi d'uso	10
2.4 Aspetti tecnici e tecnologici	13
2.5 Aspetti economici e sociali	16
3 NORMATIVA RILEVANTE	19
3.1 Normativa nazionale	19
3.2 Provvedimenti di regolazione	20
3.3 Normativa tecnica	22
4 ESPERIENZE, VALUTAZIONI E RACCOMANDAZIONI	27
4.1 Sperimentazioni in laboratorio ed esperienze pratiche	27
4.2 Criteri di quantificazione del contributo potenziale	30
4.3 Analisi e valutazione di sistema al 2030	32
4.4 Conclusioni	38
4.5 Raccomandazioni	41
BIBLIOGRAFIA	43

GLOSSARIO

- **AFIR** (*Alternative Fuel Infrastructure Regulation*): Regolamento (UE) 2023/1804 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, e che abroga la direttiva 2014/94/UE¹
- **CEI** (Comitato Elettrotecnico Italiano): associazione di diritto privato, senza scopo di lucro, responsabile in ambito nazionale della normazione tecnica in campo elettrotecnico, elettronico e delle telecomunicazioni, con la partecipazione diretta - su mandato dello Stato Italiano - nelle corrispondenti organizzazioni di normazione europea (**CENELEC** - *Comité Européen de Normalisation Electrotechnique*) e internazionale (**IEC** - *International Electrotechnical Commission*).
- **CIR** (Controllore d'infrastruttura di ricarica): è l'apparato definito dall'Allegato X alla norma tecnica CEI 0-21². Il CIR può essere un'apparecchiatura indipendente o integrata nella infrastruttura di ricarica (CSI) o in altre apparecchiature, quali il sistema di gestione dell'energia elettrica (CEM) o il Controllore Centrale di Impianto (CCI), qualora presente. Le funzioni del CIR possono essere realizzate anche in altre modalità, purché rispettino i requisiti funzionali indicati nella norma.
- **CPO** (*Charging Point Operator*): soggetto responsabile della gestione e del funzionamento di un punto di ricarica che fornisce un servizio di ricarica a utenti finali, anche in nome e per conto di un fornitore di servizi di mobilità (art. 2, co.39, AFIR). A questi soggetti ci si riferisce a volte anche come "*Charging Station Operator*" (CSO).
- **Infrastruttura di ricarica** (IdR): dispositivo in grado di effettuare la ricarica di veicoli elettrici mediante uno o più punti di ricarica, comunemente denominato "colonnina di ricarica" o, in ambito domestico, "*wallbox*". A questo dispositivo ci si riferisce a volte anche con l'acronimo inglese *EVSE* (*electric vehicle supply equipment*). Equivale altresì a ciò che il Regolamento AFIR definisce "stazione di ricarica" (art.2, co.10, AFIR).
- **Punto di ricarica** (PdR): un'interfaccia fissa o mobile, collegata o meno alla rete, per il trasferimento di energia elettrica a un veicolo elettrico che, sebbene possa disporre di uno o più connettori per permettere l'uso di diversi tipi di connettori, è in grado di ricaricare un solo veicolo elettrico alla volta (art.2, co.48, AFIR).

¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32023R1804>

² Nella versione successiva alla pubblicazione della variante V2, avvenuta il 1/2/2024:
<https://www.ceinorme.it/documenti-gratuiti/norme-cei-0-16-e-0-21/>.

- **Stato di carica** (*State of Charge, SoC*): è il rapporto tra la quantità di carica estraibile dalla cella in un determinato momento e la capacità totale della batteria stessa (espresso in %).
- **V1G**: sigla utilizzata per indicare il caso particolare di VGI in cui il flusso di energia dalla rete elettrica al veicolo può essere variato di intensità, interrotto o anticipato/ritardato, ma non cambiare direzione (monodirezionale dalla rete alla batteria del veicolo).
- **V2B, V2G, V2H, V2L**: sigle utilizzate per indicare casi particolari di VGI in cui il flusso di energia può essere bidirezionale, cioè includere anche iniezioni di potenza dalla batteria del veicolo verso diversi tipi di utilizzatori: un singolo apparecchio (V2L, vehicle-to-load), verso il circuito elettrico dell'edificio in cui è installato il dispositivo di ricarica, senza raggiungere la rete elettrica di distribuzione (V2B, vehicle-to-building o V2H, vehicle-to-home), verso la rete elettrica pubblica (V2G, vehicle-to-grid).
- **VGI** (*vehicle-grid-integration*), termine generale utilizzato per indicare l'insieme di tecnologie hardware/software che consente di modulare l'assorbimento o l'erogazione di potenza elettrica da parte del VE, abilitando l'interazione tra veicoli e sistema elettrico, tramite le infrastrutture di ricarica a cui sono connessi, e l'erogazione di servizi. Con la stessa accezione è stato in passato utilizzato anche il termine V-to-G.

Abbreviazioni frequentemente utilizzate nel testo

- **AC** (*alternating current*): corrente alternata
- **BEV** (*Battery electric vehicle*): veicolo a batteria (100% elettrico)
- **BT**: bassa tensione
- **DC** (*direct current*): corrente continua
- **DSO** (*distribution system operator*): impresa che gestisce il servizio di distribuzione
- **FER**: fonti di energia rinnovabili
- **MSP** (*mobility service provider*): fornitore di servizi di mobilità (art.2, co.36, AFIR)
- **PHEV** (*plug-in hybrid electric vehicle*): veicolo elettrico di tipo ibrido plug-in
- **POD** (*point of delivery*): punto di connessione con la rete elettrica pubblica
- **RO** (*remote operator*): operatore remoto, quale un aggregatore o un DSO
- **TSO** (*transmission system operator*): impresa che gestisce il servizio di trasmissione (in Italia: Terna Spa)
- **VE**: veicolo elettrico

1 INTRODUZIONE

Il Regolamento europeo 2023/1804 (c.d. *“Alternative fuels infrastructures regulation”* o “AFIR”) all’articolo 15, comma 4, affida all’Autorità di regolazione dell’energia di ogni Stato membro dell’Unione la pubblicazione dei risultati di una valutazione relativa al *“contributo potenziale della ricarica bidirezionale alla riduzione dei costi per l’utente e per il sistema e all’incremento della quota di energia elettrica rinnovabile nel sistema elettrico”*. Viene altresì specificato che tale valutazione debba essere predisposta sulla base di contributi forniti dai gestori di rete e che, in base agli esiti, lo Stato membro adotti, se necessario, *“le misure adeguate per adattare la disponibilità e la distribuzione geografica dei punti di ricarica bidirezionali nelle aree private”*.

Tale valutazione si presenta come un focus specifico sugli aspetti relativi ai contributi che possono essere forniti dalla sola ricarica bidirezionale, nell’ambito di una valutazione più ampia – prevista dall’articolo 15, comma 3, del medesimo Regolamento – inerente al modo in cui *“l’installazione e il funzionamento dei punti di ricarica sono in grado di consentire ai veicoli elettrici di contribuire a una maggiore flessibilità del sistema energetico, anche per quanto riguarda la loro partecipazione al mercato del bilanciamento, e al maggiore assorbimento dell’energia elettrica rinnovabile”*, tenendo conto *“di tutti i tipi di punti di ricarica, compresi quelli che offrono una ricarica intelligente e bidirezionale, e con ogni potenza di uscita, pubblici o privati”*.

1.1 Fonti informative

Nel corso degli ultimi dieci anni, a livello non solo internazionale ma anche nazionale, molti sono stati gli studi, le sperimentazioni, i progetti pilota e le iniziative normative che hanno riguardato la ricarica bidirezionale dei veicoli elettrici (VE). Ciononostante, a tutt’oggi questo tipo di applicazioni non ha ancora raggiunto una maturità sufficiente da consentirne un impiego su larga scala e un impatto misurabile sul funzionamento del sistema elettrico nazionale.

In particolare, l’Autorità nazionale di regolazione (ARERA) si era già occupata di questo tema nell’ambito del proprio rapporto su *“Mercato e caratteristiche dei dispositivi di ricarica per veicoli elettrici”* pubblicato a maggio 2021³.

La presente Relazione poggia, dunque, su elementi raccolti da progetti di ricerca, letteratura tecnica e scientifica nazionale e internazionale, nonché su contributi forniti dai gestori di rete e da altri *stakeholders* che abbiano preso parte alle consultazioni pubbliche promosse da ARERA.

I contenuti della presente Relazione sono stati elaborati anche grazie a contributi raccolti nell’ambito dei *Focus group sulla mobilità elettrica*, tavoli tecnici istituiti e coordinati dalla

³ Cfr. Capitolo 2 di ARERA (2021)

Divisione Energia di ARERA, ai sensi di quanto disposto dalla delibera 634/2023/R/eel. I lavori svolti in questo contesto si configurano come un'ulteriore fase di consultazione inerente alle ricognizioni già effettuate e alle proposte già formulate nell'ambito rispettivamente delle consultazioni pubbliche 449/2022/R/eel e 540/2023/R/eel; per questo motivo, sono stati invitati a partecipare ai tavoli i medesimi soggetti associativi che avevano già partecipato ad almeno una delle due precedenti fasi di consultazione (AIGET, ANIE, AssoESCO, Elettricità Futura, Energia Libera, Motus-E e Utilitalia), oltre alle società RSE Spa e GSE Spa, in considerazione della competenza tecnica maturata sulle materie e del ruolo istituzionale.

1.2 Struttura dei contenuti

Al fine di sviluppare la valutazione richiesta dall'articolo 15, comma 4, del Regolamento AFIR, ARERA ha ritenuto necessario articolare l'analisi nei seguenti tre capitoli, oltre alla presente introduzione:

- il Capitolo 2 è dedicato a sviluppare le considerazioni metodologiche necessarie per poter impostare una valutazione qualitativa e quantitativa del contributo che la ricarica bidirezionale può fornire al sistema elettrico italiano;
- nel Capitolo 3 vengono illustrate le evoluzioni intervenute negli ultimi anni nel quadro normativo e regolatorio nazionale e internazionale nel quale si devono inserire le iniziative legate alla ricarica bidirezionale;
- infine, il Capitolo 4 illustra alcune esperienze sperimentali e alcuni studi sulla ricarica bidirezionale sviluppati finora per l'Italia, trae prime conclusioni e formula alcune raccomandazioni.

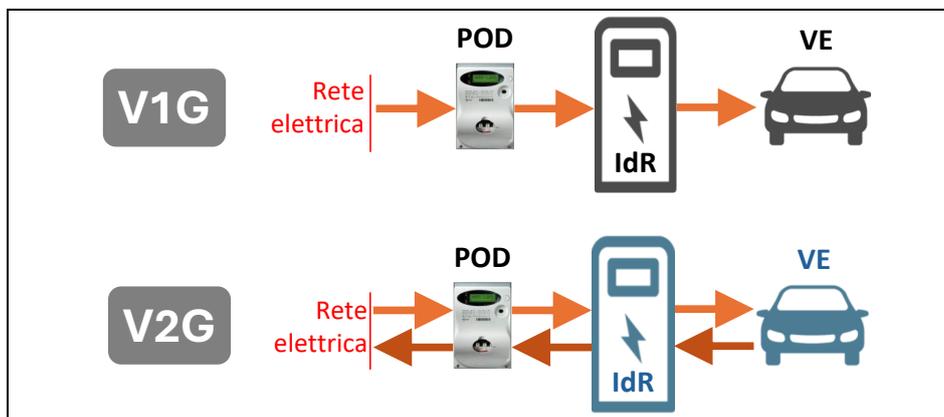
2 CONSIDERAZIONI METODOLOGICHE

2.1 Differenze e similitudini tra V1G e V2G

Quando sono connessi alle infrastrutture di ricarica (IdR), i veicoli elettrici possono avere interazioni con il sistema elettrico, che vengono indicate nel loro complesso con l'acronimo V-to-G (*Vehicle-to-Grid*), o anche, più recentemente, VGI (*vehicle-grid-integration*). Queste interazioni, opportunamente assistite da flussi informativi tramite adeguati protocolli di comunicazione, consentono ai veicoli di erogare - attraverso le infrastrutture di ricarica a cui sono connessi - servizi alla rete (es. servizi di riserva, bilanciamento, regolazione di frequenza e di tensione).

Come già accennato nel Glossario e schematizzato nella figura seguente, è importante distinguere tra due modalità di V-to-G:

- "V1G", quando le interazioni hanno natura monodirezionale, nel senso che non comportano il cambio nella direzione del flusso di energia per la ricarica del veicolo, ma solo variazioni di intensità di tale flusso;
- "V2G", quando le interazioni hanno natura bidirezionale, nel senso che sono sviluppate agendo sia sull'intensità sia sulla direzione dei flussi di energia, potendo pertanto prevedere anche flussi dal VE verso l'IdR.



Queste due modalità di interazione tra veicoli e rete comportano diverse modalità di utilizzo della batteria: mentre il V2G comporta sicuramente un'estensione dell'utilizzo della batteria del veicolo rispetto allo scopo primario per la quale è stata concepita (la trazione del veicolo), la modalità V1G non ne allarga l'utilizzo e, anzi, potrebbe allungarne la vita. Perché questi servizi siano erogabili, sono dunque necessari, in relazione ai diversi "casi d'uso" (che verranno illustrati nel seguito), un sistema di gestione della batteria e un'elevata consapevolezza del proprietario/conducente del veicolo.

È, infine, utile anticipare un aspetto che verrà meglio illustrato nel seguito e che è simboleggiato in figura con l'utilizzo di un colore diverso: solo una parte dei veicoli e delle IdR che possono operare in modalità V1G sono in grado di operare anche in modalità V2G (almeno allo stato attuale della tecnologia).

2.2 Introduzione alla ricarica bidirezionale dei veicoli

La ricarica bidirezionale è, quindi, una tecnologia che consente ai veicoli elettrici non solo di ricevere energia dalla rete elettrica ma anche di restituirla alla rete.

In linea di principio, ciò consente di utilizzare la batteria del veicolo in modo molto simile a un sistema di accumulo stazionario e, quindi, di fornire servizi quali: *peak shaving* e *time-shifting*⁴ e servizi ancillari (regolazione di frequenza e tensione, riserva rotante e *black start*).

È in tal modo possibile conseguire i seguenti **benefici pubblici e privati**:

- dare supporto alla rete elettrica, migliorando stabilità e affidabilità del sistema elettrico, e ottimizzare l'uso delle energie rinnovabili, immagazzinando nelle batterie dei veicoli l'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili durante i periodi di bassa domanda e rilasciandola durante i periodi di picco di consumo;
- ridurre i costi energetici dei clienti, laddove gli automobilisti elettrici possano beneficiare di prezzi dell'elettricità più bassi durante i periodi di carica e vendere l'energia accumulata durante i picchi di domanda, generando entrate aggiuntive.

Inoltre, l'utilizzo di un sistema di stoccaggio avente diverse finalità può offrire vantaggi ulteriori a livello di sistema, in termini di **maggiore efficienza economica e ambientale**, poiché:

- vengono sfruttate batterie già installate nei veicoli, riducendo la necessità di ulteriori investimenti in sistemi di accumulo stazionari (e la possibile occupazione di spazio pubblico) e questo può risultare in una riduzione dei costi iniziali per l'implementazione di capacità di stoccaggio;
- veicoli elettrici con funzionalità bidirezionali possono fornire un doppio servizio, venendo utilizzati sia per la mobilità sia come sistemi di accumulo di energia; laddove dal secondo tipo di servizio nasca un risparmio economico o un guadagno aggiuntivo, ciò permette al proprietario del veicolo di rientrare in tempi minori dall'investimento sostenuto per l'acquisto.

Il presente capitolo viene dedicato ad illustrare le modalità con cui si possano valutare i potenziali contributi che questa tecnologia potrà dare al sistema elettrico nazionale, tenendo conto al contempo sia dei benefici teorici sopra descritti sia dei limiti che l'approccio V2G ha finora mostrato. I paragrafi seguenti mostrano come una tale valutazione debba poggiare sull'analisi sia dei diversi possibili casi d'uso, sia di molteplici aspetti di carattere tecnico, tecnologico, economico e sociale.

⁴ Con questi due termini, spesso accomunati sotto l'espressione più generale "*demand response*", ci si riferisce, rispettivamente, alla capacità di smussare i picchi di potenza prelevata e alla capacità di anticipare/posticipare alcuni prelievi di energia dalla rete.

2.3 I possibili casi d'uso

Come sopra accennato, la tecnologia V2G è vista come un'opportunità per ottimizzare l'uso delle batterie dei VE. Per poter offrire servizi di flessibilità e contribuire al bilanciamento del sistema, è tuttavia necessario che il veicolo resti connesso ad un punto di ricarica abbastanza a lungo; sarebbe, infatti, difficile immaginare l'erogazione di un servizio di questo tipo nel corso di una sosta di durata inferiore a 1 - 2 ore nel corso della quale è verosimile che l'esigenza della ricarica non lasci spazio ad altri utilizzi.

Ciò implica che - fatti salvi alcuni casi molto particolari, legati all'impiego di mezzi pesanti con batterie di grande capacità - le applicazioni di tipo V2G siano da considerare con riferimento pressoché esclusivo ai punti di ricarica a bassa potenza: i punti di ricarica lenti (per ricariche fino a 7,4 kW) e accelerati (per ricariche fino a 22 kW) sono, dunque, quelli che con maggiore probabilità potranno offrire alla rete elettrica servizi utili e valorizzabili (anche tramite meccanismi di aggregazione), perché sono quelli a cui i veicoli rimangono connessi per periodi più lunghi e a volte superiori a quelli minimi necessari alla ricarica.

La letteratura internazionale classifica gli scenari applicativi della ricarica bidirezionale secondo diversi criteri (Zhejiang University, 2024):

- per contesto (residenziale, commerciale, aziendale, ecc.);
- per modalità di partecipazione (singolo VE o aggregato);
- per destinatario dell'energia erogata (singolo carico - V2L, edificio - V2B o V2H, rete pubblica - V2G);
- per tipo di servizio erogato.

La complessità implementativa cresce con il numero di VE coinvolti, ma soprattutto con il numero di stazioni di ricarica che devono essere aggregate ed è, inoltre, molto maggiore nelle applicazioni che prevedono immissioni nella rete pubblica (V2G) rispetto ad applicazioni che circoscrivono le immissioni in reti private (V2B o V2H).

Nel seguente Box 2.1 vengono esemplificati alcuni possibili casi d'uso, che possono aiutare a capire quanti e quali aspetti debbano essere tenuti in considerazione. Ulteriori ambiti di potenziale interesse per questo tipo di applicazioni possono essere i parcheggi degli aeroporti (dove i viaggiatori possono lasciare ferma l'auto anche per più giorni) e gli eventuali depositi di automezzi utilizzati soprattutto di notte, quali ad esempio quelli adibiti a servizi di nettezza urbana, perché potrebbero rimanere connessi alla IdR durante gli orari diurni in cui la rete elettrica potrebbe avere più bisogno di V2G.

Box 2.1 – Casi d'uso esemplificativiCaratteristiche dei VE⁵

L'analisi dei casi d'uso non può prescindere da precise assunzioni in merito alle caratteristiche principali dei veicoli elettrici coinvolti. Sulla base di dati raccolti in passato da ARERA⁶, è possibile definire alcune caratteristiche medie dei VE finora circolanti in Italia:

- batteria di capacità stimabile in 53 kWh;
- consumo di 15,2 kWh/100km;
- potenza massima di ricarica in AC pari a 11 kW.

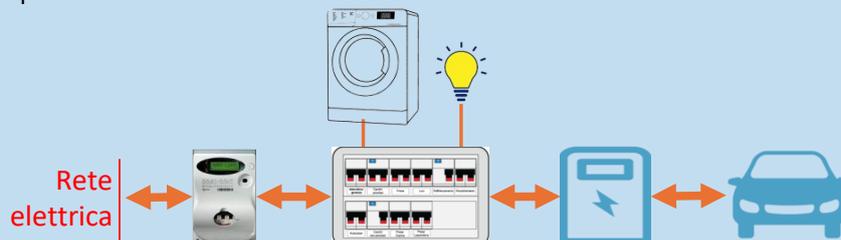
L'autonomia media è dunque pari a 350 km con una ricarica completa, che può essere ottenuta in tempi diversi a seconda della potenza a cui avviene il processo di ricarica:

- 8-10 h (equivalenti alla durata tipica di una sosta notturna) per ricariche a 5-6 kW;
- circa 5 h per ricariche a 11 kW.

Contesto domestico

Un'auto *full electric* (BEV) che rientri presso l'abitazione tra le 18 e le 19 con batteria carica ancora per il 50% (26 kWh residui) potrebbe svolgere nelle ore successive due servizi diversi e alternativi tra loro, ma entrambi utili ad equilibrare la rete (riducendo le congestioni tipiche delle ore serali, dovute all'incremento dei carichi domestici e all'azzeramento della generazione fotovoltaica) e a ridurre la spesa energetica (poiché nelle ore serali si registrano i prezzi maggiori della giornata):

- V2H: limitarsi a soddisfare i fabbisogni dell'abitazione fino alle 23 o alle 24 con la carica residua della batteria, evitando in tal modo che l'abitazione prelevi energia dalla rete elettrica pubblica; ricaricando a 6 kW nelle 8 ore successive sarebbe poi possibile ripristinare la completa ricarica della batteria;
- V2G: erogare 6 kW verso la rete pubblica fino alle 22 o alle 23 (immettendo tra 18 e 26 kWh) e poi recuperare completamente la carica nel corso della notte.



Nel caso V2G è importante considerare che:

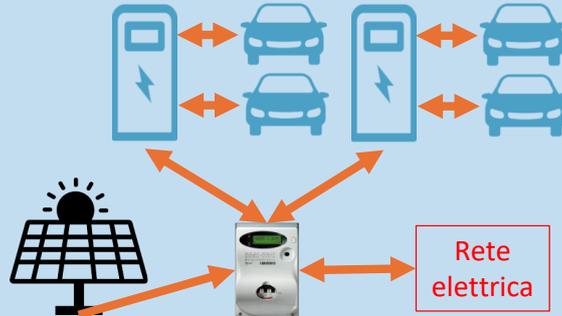
- la gestione amministrativa di questo tipo di servizio risulterebbe economicamente interessante per gli operatori della filiera solo laddove si riuscisse ad aggregare un numero minimo di punti di ricarica domestici da 6 kW; dovranno dunque, ad esempio, essere connessi contemporaneamente e in una medesima area geografica almeno 17 VE per erogare 100 kW o almeno 167 VE per erogare 1 MW;
- l'aggregazione di utenze domestiche è particolarmente complessa, perché ad ogni VE corrisponde 1 dispositivo di ricarica e 1 punto di connessione con la rete elettrica (POD) e quindi il numero di oggetti da coordinare tra loro è più alto che negli altri casi descritti di seguito.

⁵ Tra i parametri tecnici meritevoli di menzione in questa sede dovrebbe rientrare anche l'efficienza del ciclo di carica e scarica della batteria; tuttavia, per semplicità e chiarezza espositiva, gli effetti di tale parametro vengono qui trascurati.

⁶ Cfr. Appendice 4 del documento di consultazione 449/2022/R/eel (ARERA, 2022)

Contesto aziendale A⁷

Consideriamo il caso del parcheggio interno di un'azienda, utilizzato prevalentemente dai dipendenti che lavorano presso quel sito e di auto *full electric* (BEV) che arrivino presso la sede intorno alle ore 9 con batteria carica al 60-70% (32-37 kWh residui). Nel corso delle 8-9 ore di sosta, utilizzando punti di ricarica (PdR) bidirezionali da 11 kW, sarebbe possibile effettuare diverse operazioni di carica e scarica, garantendo di concludere con la batteria carica almeno all'80%.



Ad esempio, laddove in azienda fosse presente un impianto fotovoltaico, sarebbe possibile immaginare di:

- scaricare la batteria in modalità V2B o V2G per 2-3 ore (erogando fino a 30 kWh);
- ricaricare completamente durante le 4-5 ore centrali della giornata, in cui è massima la possibilità di autoconsumo dell'energia generata localmente;
- eventualmente scaricare ancora per 1 ora (erogando 11 kWh) prima che il lavoratore debba lasciare l'azienda, disponendo di una carica residua di circa 42 kWh.

Qualora la scarica della batteria avvenga con un flusso di energia diretto verso la rete elettrica pubblica (V2G), la massa critica necessaria per la rilevanza economica del servizio sarà numericamente inferiore rispetto al caso domestico, grazie alla maggiore potenza dei PdR: ad esempio, almeno 10 VE contemporaneamente connessi (ciascuno connesso ad un PdR da 11 kW) per superare la soglia dei 100 kW e almeno 91 VE per superare la soglia di 1 MW. È inoltre da osservare come, in questo tipo di situazione, il numero di IdR coinvolte sia pari alla metà dei VE (perché ogni IdR presenta 2 PdR) e queste siano tutte connesse ad un medesimo POD (come mostrato nello schema seguente).

Contesto aziendale B

Situazione speculare a quella appena illustrata potrebbe riguardare l'utilizzo del medesimo parcheggio aziendale da parte di una flotta di veicoli aziendali composta da molti EV, collegati alle colonnine di ricarica interne dal tardo pomeriggio fino alla mattina successiva, quando ripartono per le attività.

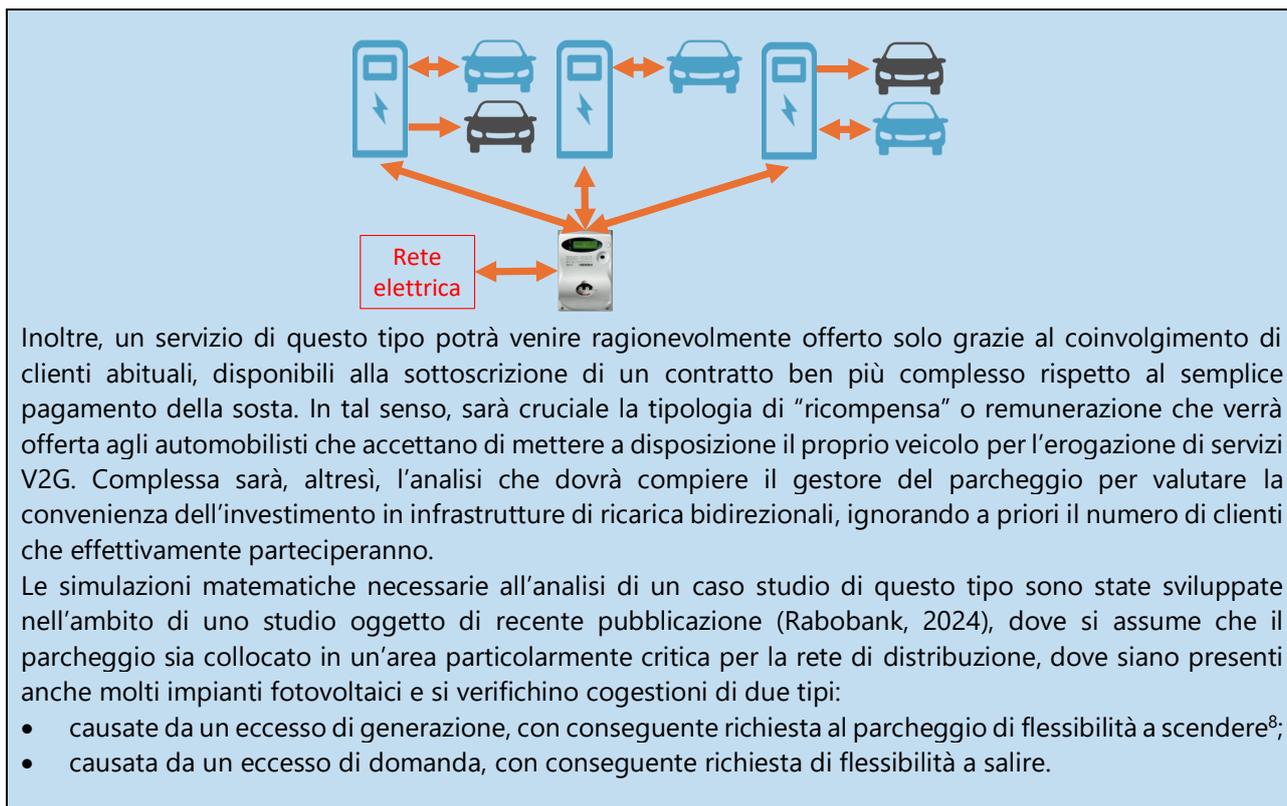
Questi VE potrebbero fornire energia alla rete:

- sicuramente in tarda serata, dovendo prima ricaricarsi al rientro dall'uso giornaliero;
- a volte anche nel tardo pomeriggio (quando il carico della rete è maggiore e i prezzi più alti), se la carica residua lo consentisse dopo l'uso giornaliero, ricaricandosi poi durante la notte; si tratterebbe, dunque, di un approccio molto simile a quello del caso V2H.

Parcheggio cittadino

Si consideri il caso di un parcheggio cittadino, situato vicino a uffici e/o a fermate di trasporti pubblici, dove i proprietari di auto elettriche tendono a parcheggiare per diverse ore nel corso della giornata. L'analisi di una situazione di questo tipo è molto più complessa delle precedenti e richiede un approccio probabilistico, perché molto maggiori sono le incertezze relative sia al numero di VE parcheggiati sia agli orari di arrivo e ripartenza e, di conseguenza, alla effettiva contemporaneità di connessione e alle esigenze di ricarica dei medesimi.

⁷ Si tratta di una situazione simile a quella implementata per le sperimentazioni in corso presso lo Smart Park Areti menzionato al Capitolo 4.



2.4 Aspetti tecnici e tecnologici

Come descritto nel precedente paragrafo 2.2 si ritiene che, rispetto all'utilizzo di un sistema di accumulo elettro-chimico stazionario, la tecnologia V2G possa essere caratterizzata da una maggiore efficienza economica e ambientale insita nella possibilità di utilizzare un sistema di accumulo già disponibile sul veicolo al posto di uno stazionario realizzato *ad hoc* per offrire servizi alla rete.

Ciononostante, la possibilità di utilizzare uno o più veicoli elettrici in luogo di un unico sistema di accumulo stazionario comporta una maggiore complessità, legata alla necessità di disporre di:

- 1) **veicoli** abilitati alla funzionalità di scaricare la batteria per erogare energia verso il cavo di ricarica anziché verso il motore elettrico;
- 2) **infrastrutture di ricarica** in grado di gestire flussi bidirezionali;
- 3) sistemi hardware e software in grado di garantire **comunicazione e coordinamento** tra i diversi veicoli, le infrastrutture di ricarica e i carichi (nei casi V2L o V2H) o la rete (nel caso V2G).

⁸ Caso questo particolarmente critico per i DSO, poiché nelle ore di massima generazione si ha anche il picco di assorbimento sulle reti di distribuzione: eventuali servizi a scendere chiamati dal TSO e non esplicitamente e puntualmente autorizzati sullo specifico POD dal DSO creerebbero seri rischi alla sicurezza dell'esercizio della rete compromettendo la continuità del servizio per guasti anche con alta probabilità di propagazione su aree limitrofe (linee contraffacciate o controalimentate).

Per quanto riguarda i veicoli, ad oggi è ancora estremamente limitato il numero di modelli in commercio abilitati all'erogazione bidirezionale di energia dalla batteria verso il cavo di ricarica. Inoltre, fatta eccezione per un unico modello di auto elettrica presentato nel 2024 ma ancora non disponibile per l'acquisto, tutti questi modelli sono abilitati ad erogare energia solo tramite una connessione in corrente continua⁹, perché non dispongono di un *inverter* bidirezionale a bordo.

Per quanto riguarda le infrastrutture di ricarica (IdR), nell'ambito del già menzionato rapporto ARERA del 2021¹⁰, questi erano stati i principali aspetti evidenziati in merito alla situazione del V2G a quel momento:

- in commercio non risultava disponibile all'acquisto alcun modello di IdR dotato della capacità di gestire flussi di corrente bidirezionali; con questa caratteristica erano stati tuttavia censiti due prototipi (per ricarica in corrente continua);
- le probabili ragioni alla base di tale sostanziale indisponibilità di prodotti in grado di gestire flussi energetici bidirezionali erano da ricercare in tre principali direzioni: il già citato ridottissimo numero di modelli di veicoli abilitati, lo sviluppo ancora incompleto della normativa tecnica internazionale inerente il V2G, il costo ancora molto elevato della componentistica necessaria per realizzare IdR bidirezionali;
- sulla base delle analisi e ricerche fino ad allora compiute nel Regno Unito¹¹ (mercato dove erano attivi due costruttori di *wallbox* bidirezionali), ulteriori fattori che rallentavano la diffusione di questo tipo di tecnologia consistevano nella difficoltà di quantificarne gli effettivi benefici per il sistema elettrico e, dunque, nella definizione di un adeguato modello di remunerazione di chi investisse in questo tipo di infrastrutture;
- il percorso di completamento della normativa tecnica internazionale indispensabile per consentire comunicazione standardizzata e coordinamento tra tutti gli "anelli della catena" sarebbe stato ancora lungo e non si prevedeva potersi concludere prima del 2025.

In base alle informazioni raccolte finora, non risulta che tale situazione sia cambiata in modo rilevante nel corso degli ultimi tre anni. In proposito, pare significativo osservare che ciascuna delle iniziative sperimentali (e commerciali) sviluppate finora sia stata costruita attorno ad un unico modello di veicolo¹² e ad un unico modello di caricatore (cfr. Capitolo 4).

A seconda del tipo di applicazione bidirezionale considerata (V2B/V2H oppure V2G) e dello specifico caso d'uso, varia il numero di oggetti che devono essere in grado di comunicare digitalmente tra loro, il tipo di informazioni che si devono scambiare per garantire il necessario coordinamento e quindi anche la complessità dei sistemi hardware e software che devono sovrintendere a tali attività di comunicazione e coordinamento. Oltre alla

⁹ Si veda in proposito l'illustrazione a pag. 13 di (SmartEn, 2023), dove viene anche specificato che la configurazione basata su inverter bidirezionale installato nella IdR anziché nel veicolo risulta preferibile, perché favorisce la conformità agli aspetti di sicurezza e stabilità della rete, come la tolleranza a variazioni di tensione e frequenza e la prevenzione dell'esportazione di energia verso una rete disalimentata durante periodi di interruzione della fornitura.

¹⁰ Cfr. Capitolo 2 di (ARERA, 2021).

¹¹ Cfr. https://www.interregeurope.eu/fileadmin/user_upload/tx_tevprojects/library/file_1565611250.pdf e <https://electricnation.org.uk/about/the-project/>

¹² Fino al 2020, veicoli Nissan erano praticamente gli unici utilizzati.

evidente necessità di comunicazione tra veicolo e infrastruttura di ricarica, perché sia anche possibile procedere ad aggregare diversi punti di ricarica, è necessario che questi siano *smart* o “connessi digitalmente”, cioè in grado di “inviare e ricevere informazioni in tempo reale, comunicare in modo bidirezionale con la rete elettrica e il veicolo elettrico ed essere monitorato e controllato a distanza, anche per avviare e interrompere la sessione di ricarica e misurare i flussi di energia elettrica” (cfr. AFIR, Art. 2, co. 17).

Una disamina completa di tutti i flussi di comunicazione che devono essere gestiti per poter abilitare le diverse casistiche accennate in precedenza è stata compiuta nell’ambito delle attività di normazione tecnica nazionale e internazionale¹³. Tra i molti flussi di comunicazione considerati, si evidenziamo ad esempio i seguenti:

- tra VE e infrastruttura di ricarica;
- tra infrastruttura di ricarica e contatore elettronico;
- tra infrastruttura di ricarica ed eventuale sistema di gestione energetica del cliente (ad es. sistemi domotici o sistemi di *building management* per gli edifici del terziario o sistemi di controllo dei punti di ricarica pubblica gestiti da un CPO);
- tra sistema di gestione energetica del cliente ed eventuale aggregatore (oltre che tra quest’ultimo e il DSO).

Per ciascuno di questi canali di comunicazione, le norme tecniche definiscono specifici protocolli di comunicazione, che siano in grado di gestire efficacemente i diversi casi d’uso per si possono presentare. Maggiori dettagli relativi allo sviluppo della normativa tecnica vengono forniti nel successivo Capitolo 3.

Tra i fattori abilitanti lo sviluppo di applicazioni V2G rientra dunque anche la disponibilità di **smart meter**, cioè di contatori elettronici in grado di misurare con precisione i flussi energetici bidirezionali e di monitorarli da remoto. Da questo punto di vista, l’Italia si trova in una posizione di vantaggio rispetto a molti altri paesi europei, avendo non solo accumulato negli ultimi vent’anni una grande esperienza nell’installazione e gestione di tali dispositivi ma soprattutto avendo ormai quasi completato l’installazione di una seconda generazione di tali misuratori presso tutti i clienti connessi a reti BT. Questa seconda generazione ha, in particolare, abilitato una possibilità di comunicazione standardizzata tra il contatore e gli apparecchi dell’utente tramite il canale comunemente indicato come “chain 2” (Pitì A. et al., 2019), che dà la possibilità di realizzare un flusso informativo condiviso e trasparente tra cliente, aggregatore e DSO.

¹³ Si veda ad esempio il documento IEC “69/927/INF - Overview of E-Mobility High-level Communication Protocols” https://documents.iec.ch/ords/f?p=700:610:::::P610_DOCUMENT_FILE_ID:3457934

2.5 Aspetti economici e sociali

Le ricerche compiute a livello internazionale, così come anche le esperienze pratiche finora sviluppate, hanno chiaramente evidenziato costi d'acquisto delle infrastrutture di ricarica bidirezionale molto più alti rispetto a quelli delle analoghe infrastrutture monodirezionali di pari potenza¹⁴. Si tratta di un dato non sorprendente, se si considera che ci troviamo nella fase iniziale della curva d'apprendimento di queste tecnologie, nonché l'inevitabile maggiore complessità di questi dispositivi e il fatto che (almeno finora) la ricarica bidirezionale è stata implementata solo per punti di ricarica in corrente continua, intrinsecamente più costosi di quelli in corrente alternata¹⁵. La misura di questo maggior costo iniziale è stata finora molto rilevante (tra 4 e 6 volte) e anche i costi operativi sono finora risultati più alti¹⁶.

Tutto ciò costituisce oggi una barriera rilevante per un'ipotetica diffusione su larga scala di questa tecnologia, perché i benefici per i partecipanti a programmi V2G (in termini di vantaggi economici, incluse le ricompense per i servizi prestati alla rete elettrica) potrebbero non essere sufficientemente elevati da giustificare l'investimento iniziale (si vedano in proposito le considerazioni sviluppate ai successivi paragrafi 4.3 e 4.4).

Inoltre, come già accennato, modelli di business per il V2G non sono ancora stati pienamente sviluppati e testati, rendendo difficile una valutazione dei rischi e dei potenziali ritorni per tutti gli attori coinvolti (clienti finali, aggregatori, gestori di rete, ecc.).

Anche considerando un'applicazione domestica più semplice, di tipo V2H (come la prima esemplificata nel Box 2.1), oggi non sarebbe facile immaginare che i risparmi in bolletta ottenibili grazie a strategie di *time shifting* possano risultare superiori ai maggiori costi iniziali per la wallbox bidirezionale (si veda il Box 2.2 per una esemplificazione).

Box 2.2 - Convenienza economica di un'applicazione V2H domestica

Prendendo a riferimento una situazione quale quella dell'applicazione V2H descritta nel precedente Box 2.1, si possono adottare le seguenti ulteriori assunzioni:

- prelievi totali annui di una famiglia italiana che ricarichi in casa il proprio veicolo elettrico pari a circa 4.000 kWh (CA_{totali});
- prelievi annui registrati in ore serali e che potrebbero quindi essere soddisfatti dalla batteria del veicolo (CA_{V2H}) pari a circa 1.500 kWh (cioè ottimisticamente tra il 35% e il 40% di CA_{totali}).

Se la differenza di prezzo tra le ore serali di picco e le ore fuori picco raggiungesse sempre un valore $\Delta p = 0,1$ €/kWh (valore ottimistico se riferito agli attuali andamenti dei prezzi orari), e se il veicolo fosse disponibile al servizio in tutti i giorni dell'anno, il risparmio teorico varrebbe 150 € all'anno ($= CA_{V2H} * \Delta p$) e il corrispondente valore netto attualizzato su 10 anni (pari alla vita tecnica di una wallbox) risulterebbe pari a circa 1.220-1.350 €, in funzione del tasso di sconto considerato.

¹⁴ Per i mercati extraeuropei, i pochi prodotti al momento disponibili hanno prezzi variabili tra 4.000 e 7.500 US\$ (cfr. <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/bidirectional-ev-chargers-review>) a fronte di un attuale prezzo medio di 1.300 € per l'acquisto di una wallbox smart.

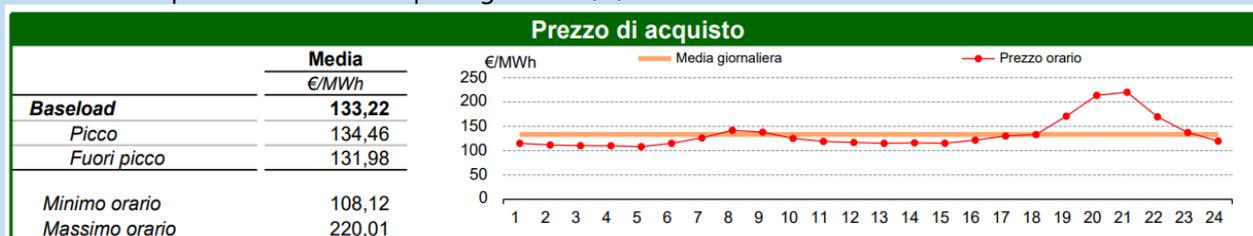
¹⁵ Il mercato si potrà quindi espandere con la diffusione di infrastrutture bidirezionali in AC, per le quali sono in corso di definizione gli standard tecnici necessari alla conformità delle apparecchiature (cfr. paragrafo 3.3).

¹⁶ Si veda ad esempio la documentazione relativa al progetto svizzero descritto al Box 4.2.

NB: Ci si è riferiti a questo come ad un risparmio teorico, perché trascura completamente le perdite di carica e scarica della batteria, stimabili nel 20% (EC-JRC, 2021); in ragione di tali perdite il prelievo di energia dalla rete è necessariamente superiore al volume immesso dal veicolo e ciò riduce il risparmio.

Bisogna inoltre considerare che, a parità di prezzo medio dell'energia fornita, il valore di Δp "sfruttabile" non è mai pari alla differenza tra il prezzo massimo e il prezzo minimo registrati in una giornata, ma è pari alla differenza tra i prezzi medi pesati calcolati nel periodo in cui è attivo il flusso bidirezionale dal veicolo (la batteria viene scaricata per sostituire prelievi dalla rete) e il periodo in cui la batteria viene ricaricata.

A puro titolo esemplificativo, si può fare riferimento al report predisposto dalla società GME Spa con riferimento ai prezzi orari di borsa per il giorno 26/8/2024¹⁷:



La differenza tra prezzo massimo e prezzo minimo della giornata risulta pari a circa 112 €/MWh, mentre invece la differenza di prezzo tra ore di scarica (dalle 18 alle 23) e ore di ricarica (dalle 24 alle 7) pari a circa 60 €/MWh¹⁸.

I prezzi di vendita al pubblico dei pochissimi prodotti bidirezionali visti finora risultano circa 4 volte superiori¹⁹ al risparmio teorico sopra indicato, rendendo dunque l'investimento assolutamente in perdita. Qualora la batteria non venisse ricaricata tramite prelievi notturni dalla rete, ma grazie ad autoconsumo da una produzione rinnovabile locale; il differenziale di prezzo Δp potrebbe essere maggiore così come il valore del risparmio economico ma, in ogni caso, a prezzi correnti, non in misura tale da compensare i maggiori costi di investimento. Se una tale applicazione V2H potesse venire valorizzata a fini di erogazione di servizi ancillari al DSO, i ricavi ottenibili potrebbero in alcuni casi risultare essenziali per sostenere il *business plan* e ripagare gli extra-costi di un sistema bidirezionale rispetto ad uno tradizionale.

Oltre alle barriere economiche dirette appena menzionate, se ne possono considerare anche di indirette, legate al fatto che molti cicli di carica e scarica potrebbero ridurre la vita utile della batteria (aspetto sul quale molte ricerche scientifiche sono state sviluppate e ancora in corso²⁰), che rappresenta il componente più costoso del veicolo.

¹⁷ Cfr.

https://www.mercatoelettrico.org/It/WebServerDataStore/MGP_ReportGiornaliero/20240826MGPReportGiornaliero.pdf

¹⁸ Il prezzo medio delle ore serali può essere stimato pari a 180 €/MWh e quello delle ore notturne pari a 120 €/MWh. In termini generali, più lungo è il periodo in cui si usufruisce del servizio V2H, più i prezzi di picco vengono "diluiti" e quindi minore sarà il prezzo medio della corrispondente energia non prelevata dalla rete (con conseguente riduzione di Δp).

¹⁹ Nel momento in cui si scrive è possibile trovare ancora negozi online che dichiarano prezzi di vendita tra 4.000 € e 6.000 € per una wallbox domestica bidirezionale, che in ogni caso è esaurita e non acquistabile.

²⁰ In (Jingyu Gong et al., 2024) si legge: "The results of the parameter study reveal that adopting V2X applications, in addition to primary mobility prospects, does not significantly increase battery degradation and can even reduce capacity loss compared to the conventional uncontrolled charging strategy if properly configured."

La letteratura internazionale suggerisce di non trascurare anche alcune barriere di carattere sociale, cioè legate ad aspetti di preoccupazione e diffidenza degli automobilisti elettrici²¹, derivanti da:

- probabilità che i servizi possano incidere negativamente sulla disponibilità del veicolo, imponendo modifiche alle proprie abitudini di ricarica;
- rischi per la tutela della privacy e il trattamento dei dati raccolti dagli operatori in merito al proprio veicolo e alle abitudini di ricarica.

Eventuali interventi del decisore politico e/o del regolatore dell'energia possono, evidentemente, influenzare positivamente alcuni degli aspetti economici e sociali appena descritti, avviando schemi incentivanti di vario tipo (ad es. contributi economici che riducano le spese iniziali, strutture tariffarie speciali), favorendo la partecipazione ai mercati della flessibilità, introducendo schemi di contratto standardizzati tra conducenti dei veicoli e operatori del settore, promuovendo campagne informative, ecc. Alcuni interventi di questo genere sono già stati promossi in Italia e vengono descritti nel capitolo successivo; ulteriori interventi sono stati valutati o potranno essere valutati in futuro, anche sulla base delle evidenze che matureranno in merito all'effettiva maggiore efficienza economica di queste soluzioni rispetto ad approcci alternativi.

²¹ Ad esempio, in (RAP, 2023) si legge: *“Trust is a prerequisite for the meaningful use of electric car batteries in the energy system. It enables different actors to work together. Without trust, an EV user will not allow their vehicle battery to be used or controlled by another party, such as an intelligent charging service. System operators and energy market players should be able to trust the contribution that EV batteries and other distributed energy resources can make to a more efficient energy system”*.

3 NORMATIVA RILEVANTE

Il presente capitolo è dedicato ad illustrare il quadro normativo e regolatorio in cui le iniziative di ricarica bidirezionale si devono inserire e, in particolare, le evoluzioni intervenute negli ultimi cinque anni, cioè da quando il Governo italiano ha emanato un decreto ministeriale dedicato espressamente alla promozione del *vehicle-to-grid*.

3.1 Normativa nazionale

Nel 2020 il Governo italiano ha emanato una misura importante volta a promuovere la diffusione delle applicazioni *Vehicle-to-Grid* (mono-direzionali e bidirezionali) per favorire l'integrazione dei VE nella rete elettrica, con l'intento di permettere ai veicoli di offrire servizi di dispacciamento attraverso le stazioni di ricarica (spesso aggregate). Il decreto adottato dal Ministro dello sviluppo economico il 30 gennaio 2020²² definisce, infatti, standard e procedure atte a facilitare la diffusione della tecnologia per integrare i veicoli a batteria con la rete elettrica.

Tra le diverse previsioni del DM, emanato anche a seguito di parere favorevole pubblicato da ARERA nel 2019²³, in questa sede si ritengono meritevoli di menzione le seguenti:

- a) l'Autorità è chiamata ad adottare disposizioni per integrare la propria regolazione dei servizi di dispacciamento, affinché i requisiti minimi prestazionali per l'abilitazione a ciascun servizio, compresi quelli di breve durata e a risposta rapida, consentano la partecipazione dei veicoli elettrici per il tramite delle infrastrutture di ricarica, tenendo conto delle caratteristiche e della specificità delle stesse infrastrutture, incluse quelle domestiche, nonché delle esigenze dei veicoli per la mobilità;
- b) l'Autorità deve individuare, in collaborazione con il Comitato elettrico italiano (CEI), specifiche tecniche minime, perseguendo principi di semplicità ed economicità, che i dispositivi ed i misuratori installati presso il punto di connessione, anche già integrati nelle infrastrutture di ricarica, devono possedere ai fini della partecipazione al mercato per il servizio di bilanciamento
- c) l'Autorità deve provvedere alla copertura, anche in via forfettaria, dei costi aggiuntivi connessi all'installazione dei dispositivi e dei sistemi di misura necessari ad assicurare l'interazione tra veicolo e rete elettrica, nonché l'interlocuzione tra il gestore

²² Cfr.

<https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/02/14/20A00891/sg#:~:text=205%2C%20stabilisce%20criteri%20e%20modalita,legislativo%204%20luglio%202014%2C%20n.>

²³ "Parere in merito allo schema di decreto ministeriale finalizzato a favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica", 394/2019/l/eel, <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/19/394-19>

dell'infrastruttura di ricarica e l'aggregatore che partecipa al mercato dei servizi di bilanciamento;

- d) il GSE deve emettere linee guida per gli operatori che coinvolgano i consumatori in iniziative V-to-G, al fine di garantire che questi ultimi siano pienamente informati sulle conseguenze tecniche ed economiche di tale scelta.

Le modalità con cui sono state attuate tali disposizioni sono illustrate nei paragrafi seguenti: i punti a) e d) al paragrafo 3.2 e i punti b) e c) nella parte relativa all'attività nazionale del paragrafo 3.3.

3.2 Provvedimenti di regolazione

I compiti assegnati ad ARERA dal DM 30 gennaio 2020 si inserivano nel quadro delle disposizioni allora vigenti per favorire l'erogazione di servizi di flessibilità al sistema elettrico, tramite le Unità Virtuali Abilitate Miste (**UVAM**). Le UVAM erano state introdotte come progetto pilota nell'ambito della deliberazione 300/2017/R/eel – nelle more della redazione del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) – tramite cui l'Autorità ha definito i criteri per consentire alla domanda e alle unità di produzione non già abilitate²⁴ la possibilità di partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) nell'ambito di progetti pilota.

Più in dettaglio, le UVAM erano definite come aggregati di unità di consumo e/o unità di produzione, ubicati all'interno del medesimo perimetro di aggregazione definito da Terna, che possono erogare servizi ancillari a salire e/o a scendere – previa presentazione di offerte su MSD e relativa selezione da parte della medesima Terna – come se fossero un'unica unità.

Ai fini dell'attuazione di quanto disposto dal suddetto DM, ARERA pubblicò il **documento di consultazione 201/2020/R/eel**²⁵, nel quale vennero chiariti alcuni aspetti importanti e ancora validi:

- l'infrastruttura di ricarica dotata di tecnologia *vehicle-to-grid* con configurazione V2G è classificata tra i sistemi di accumulo in quanto le batterie elettrochimiche dei veicoli possono operare come generatori di energia elettrica quando il veicolo è collegato alla rete elettrica.
- i sistemi di accumulo, a loro volta, ai sensi della deliberazione 574/2014/R/eel, sono equiparati alle unità di produzione;
- i punti di connessione afferenti alle infrastrutture di ricarica possono essere inclusi in una UVAM, purché abbiano i requisiti necessari per l'erogazione dei servizi ancillari²⁶: essere

²⁴ Quali quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e la generazione distribuita, nonché i sistemi di accumulo

²⁵ Cfr. <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/20/201-20.pdf>

²⁶ Dal 1 gennaio 2025, con l'entrata in vigore del nuovo TIDE, i progetti pilota UVAM termineranno e le risorse rientranti nelle UVAM dovranno presentare nuovamente la richiesta di abilitazione secondo i nuovi aggregati (UVAN e UVAZ).

in grado di rendere disponibile, a salire e/o a scendere, una capacità pari ad almeno 1 MW (a livello aggregato della UVAM);

- nessun limite è previsto in relazione a ogni singola unità di produzione e di consumo da cui la UVAM è composta; tra queste possono rientrare anche POD con potenza disponibile in immissione e/o in prelievo non superiore ai 55 kW (tra cui rientrano anche i punti di ricarica domestici), inclusi quelli per i quali non sia ancora stato attivato il trattamento dei dati di misura su base oraria²⁷.

Infrastrutture di ricarica dotate di tecnologia *vehicle-to-grid* con configurazione V2G, anche qualora siano alimentate da un POD ad esse dedicato, si configurano come sistemi di accumulo particolari, perché non tutta l'energia prelevata verrà poi reimpressa in rete: una parte verrà utilizzata per assolvere alle esigenze di trasporto. Questo tipo di situazione può quindi essere assimilata a quella di sistemi di accumulo che condividono il punto di connessione con un'unità di consumo, il cui trattamento tariffario è stato successivamente definito nella delibera **109/2021/R/eel**.

Tale provvedimento (e le successive integrazioni) ha previsto che:

- l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete sia trattata, per tutte le finalità, come energia immessa negativa (nel seguito: EIN); da ciò discende che tali prelievi di energia non siano gravati dal pagamento di tariffe di rete e da oneri generali di sistema;
- Terna definisca, in coordinamento con le imprese distributrici per quanto di competenza, nell'ambito di un Allegato al Codice di rete²⁸ i principi, i criteri e le modalità di calcolo degli algoritmi funzionali alla quantificazione della EIN.

Come già accennato nel Capitolo 2, per applicazioni di tipo V2G non è semplice raggiungere dimensioni tali da consentire la partecipazione ai mercati di bilanciamento della rete di trasmissione nazionale. Un ruolo più utile potrebbe, invece, essere svolto ai fini della fornitura di servizi di flessibilità per le reti di distribuzione. A tale proposito, nel 2021 l'Autorità ha avviato una sperimentazione delle soluzioni regolatorie più appropriate per l'approvvigionamento e la relativa remunerazione dei cosiddetti "servizi ancillari locali", ossia quei servizi necessari o utili a gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione, anche in ottica prospettica; si tratta di un quadro nell'ambito del quale viene consentito alle imprese distributrici di sottoporre all'approvazione dell'Autorità proposte per progetti pilota²⁹; ulteriori dettagli sono forniti nel successivo paragrafo 4.3.

L'attività del GSE

In attuazione di quanto richiesto dal DM 30 gennaio 2020 (cfr. punto d) del precedente par. 3.1), alla fine del 2020 GSE Spa ha pubblicato la "**Procedura informativa a tutela dei**

²⁷ Cfr la deliberazione 153/2020/R/eel

²⁸ Si veda l'Allegato 78 al Codice di rete:

https://download.terna.it/terna/20220727%20A78%20Algoritmi%20di%20misura%20EIN_8da70cc68c932a1.pdf

²⁹ Nella redazione dei progetti, ARERA ha invitato le imprese distributrici a coordinarsi fra loro, al fine di adottare regole il più possibile armonizzate per lo stesso tipo di servizio, e con Terna, al fine di evitare che una risorsa fornisca la stessa modulazione sia per i servizi ancillari globali sia per i servizi ancillari locali.

detentori dei veicoli elettrici³⁰, che inquadra i soggetti coinvolti in diversi possibili casi di ricarica (in luoghi sia privati sia pubblici) e definisce le informazioni minime che aggregatori e *mobility service providers* (MSP) dovrebbero fornire agli automobilisti che intendano partecipare a programmi di V-to-G. Tali informazioni dovrebbero:

- a) variare a seconda dell'accessibilità del punto di ricarica, se privato o pubblicamente accessibile, in quanto in quest'ultimo caso è probabile che un MSP stia intermediando il rapporto tra automobilista e aggregatore;
- b) essere fornite sia prima (ex-ante) sia dopo (ex-post) che il servizio V-to-G sia stato sfruttato;
- c) dipendere dal tipo di servizio fornito (ad esempio V1G o V2G);
- d) riguardare lo stato di carica (SoC) della batteria del veicolo elettrico dopo che il servizio è stato fornito (da esprimere anche in termini di km), i potenziali impatti sulla salute della batteria e sulla garanzia offerta dal costruttore dell'auto, il beneficio economico del servizio.

Più nello specifico, le informazioni ex-ante danno indicazioni sul possibile uso del sistema di accumulo del veicolo per fornire servizi di rete, prevedendo la possibilità per il detentore del veicolo di definire eventuali limiti all'uso della batteria, garantendo al contempo piena compatibilità con le proprie esigenze di ricarica; quelle ex-post consentono la rendicontazione trasparente dell'utilizzo dell'accumulo per i servizi di rete, esprimendo gli intervalli di tempo di uso della batteria in modalità V1G o V2G e l'eventuale energia fornita dalla stessa verso la rete.

La messa a disposizione di tali linee guida rappresenta un primo importante strumento di tutela dei consumatori, che vengono resi consapevoli delle caratteristiche e delle possibili conseguenze della fornitura del servizio V-to-G e vengono messi nelle condizioni di scegliere se accettare o meno la partecipazione, eventualmente anche richiedendo di impostare dei limiti, ad esempio in termini di stato di carica finale minimo accettabile.

3.3 Normativa tecnica

Attività internazionale in ambito IEC

A livello internazionale, l'attività di normazione tecnica su queste tematiche è continua ed estremamente diversificata e avviene principalmente sotto il coordinamento del comitato tecnico TC 69 dell'International *Electrotechnical Commission* (IEC)³¹. In merito alle tematiche più strettamente connesse con la ricarica bidirezionale, particolarmente rilevante è stata la pubblicazione negli ultimi due anni delle norme:

- IEC 63110-1:2022 – *“Protocol for management of electric vehicles charging and discharging infrastructures - Part 1: Basic definitions, use cases and architectures”* e

³⁰

Cfr. https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Studi%20e%20scenari/Procedura%20informativa%20vehi cle%20to%20grid%20V2G.pdf

³¹ Il cui piano di lavoro aggiornato è disponibile online

https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:23:605503174920317:::FSP_ORG_ID,FSP_LANG_ID:1255,25

- ISO 15118-20:2022 Edition 1.0 *"Road vehicles - Vehicle to grid communication interface - Part 20: Network and application protocol requirements"*.

Si tratta in ogni caso di normative che richiedono un costante aggiornamento per tenere conto delle continue evoluzioni tecnologiche; a titolo di esempio, entro pochi mesi è attesa la pubblicazione di un importante *"amendment"* alla - ISO 15118-20, che fornirà le prescrizioni su scambio dati per realizzare il flusso di potenza bidirezionale, tra VE e IdR, anche in corrente alternata, applicabile ai veicoli che dispongono di un *inverter* bidirezionale a bordo³².

I lavori in corso presso il TC 69 si articolano su una molteplicità di aspetti e prevedono che l'attività normativa prosegua con grande intensità almeno fino alla fine del 2025, ma con alcune scadenze anche nel 2026, come esemplificato dal seguente elenco (in ordine cronologico di completamento previsto):

- PNW 69-813 ED1, ISO 15118-21: *"Road vehicles – Vehicle to grid communication interface – Part 21: Common 2nd generation network layer and application layer requirements conformance test plan"* (pubblicazione prevista entro novembre 2024);
- IEC 63382-1 ED1, *"Management of Distributed Energy Storage Systems based on Electrically Chargeable Vehicles (ECV-DESS) - Part 1: Definitions, Requirements and Use Cases"* (prevista entro maggio 2025);
- PNW TS 69-921 ED1, *"Electric vehicle conductive charging system - Part 4: AC Vehicle-to-Load Adapter and Interface to the electric vehicle"* (prevista entro agosto 2025);
- ISO 15118-2 ED2, *"Road vehicles -- Vehicle-to-Grid Communication Interface -- Part 2: Network and application protocol requirements"* (prevista entro agosto 2025);
- ISO 15118-4 ED2, *"Road vehicles - Vehicle to grid communication interface - Part 4: Network and application protocol conformance test"* (prevista entro agosto 2025);
- IEC 63584 ED1, *"Open Charge Point Protocol (OCPP) (Fast track)"* (prevista entro novembre 2025)³³;
- IEC 61851-1 Ed4, *"Electric vehicle conductive charging system - Part 1: General requirements"* (prevista entro dicembre 2025)³⁴;
- PNW 69-962 ED1, *"Protocol for management of electric vehicles charging and discharging infrastructures – Part 2: Technical protocol specifications and requirements"* (prevista entro giugno 2026).

Merita infine menzione il frutto di un'attività normativa sviluppata negli Stati Uniti, cioè la recente pubblicazione del primo documento che disciplina il funzionamento di un inverter bidirezionale a bordo veicolo: la norma SAE J 3072:2024-06-10 disciplina sia i requisiti dell'inverter bidirezionale sia le modalità di comunicazione tra VE e IdR (con riferimento ai codici di rete validi negli USA)³⁵.

³² ISO 15118-20:2022/CD Amd 1; l'approvazione della norma tecnica ISO 15118 risulta un abilitatore fondamentale per lo sviluppo di esperienze V2G "in AC".

³³ OCPP rappresenta uno standard "de facto" per la comunicazione tra la IdR e il back-end del CPO; nella sua futura versione 2.1, è previsto che tale protocollo contenga anche la funzione di ricarica bidirezionale e quindi disciplini anche il caso di V2G.

³⁴ Di particolare interesse l'Annex F *"Reverse power transfer through Mode 3 EV supply equipment"*

³⁵ Cfr. https://www.sae.org/standards/content/j3072_202406/

Attività internazionale in ambito comunitario

Mentre nel caso di applicazioni V2B/V2H il flusso di energia dalla batteria del veicolo si ferma all'impianto elettrico dell'edificio, nel caso di applicazioni V2G l'energia viene immessa in rete e quindi l'infrastruttura di ricarica si configura come un generatore: ciò impone che venga rispettato il Codice di rete RfG approvato a livello europeo. In questo contesto, viene considerato "generatore" e deve dunque rispettare determinati requisiti tecnici qualunque dispositivo che sia in grado di immettere energia in rete con una potenza superiore a 800 W. È importante rilevare che, a dicembre 2023, ACER (l'Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia) ha inviato alla Commissione Europea le proprie raccomandazioni per una revisione dei **codici di rete** per connessioni attive (RfG) e passive (DC)³⁶. Con particolare riferimento al codice di rete RfG, uno dei principali motivi di revisione indicato da ACER è rappresentato proprio dalla necessità di tenere conto della futura diffusione di "*Vehicle-to-Grid (V2G) electric vehicles and associated V2G electric vehicles supply equipment*".

L'adozione da parte della Commissione Europea di nuovi codici di rete è attesa per il 2025.

Attività nazionale del CEI

In attuazione di quanto richiesto dal DM 30 gennaio 2020 in merito alle necessità di sviluppo della normativa tecnica (cfr. punto b) del par. 3.1), a settembre 2020 ARERA ha affidato un incarico al Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI). In esito a tale incarico è stato predisposto l'**Allegato X alla norma CEI 0-21**, che fornisce le prescrizioni per le infrastrutture di ricarica operanti in modalità V1G o V2G installate presso utenze passive o attive allacciate a reti BT con obbligo di connessione di terzi e che partecipano ai mercati di servizi di flessibilità nel quadro di provvedimenti di ARERA. Per permettere l'erogazione di tali servizi, la Norma CEI 0-21 definisce le specifiche tecniche e funzionali del Controllore di Infrastruttura di Ricarica (CIR), meglio illustrato nel Box 3.1.

Nella prima versione dell'Allegato X, pubblicata ad aprile 2022, l'applicabilità era limitata ad infrastrutture operanti in modalità V1G (ricarica di tipo monodirezionale in modo 3 e in modo 4 come da serie CEI EN 61851), ma con le revisioni apportate dal 1 febbraio 2024, sono stati introdotti i requisiti funzionali per la connessione alla rete dei sistemi V2G, applicando un criterio di equivalenza tra questi e sistemi di accumulo di tipo stazionario³⁷.

³⁶ Cfr. https://www.acer.europa.eu/documents/search?search_api_fulltext=ACER%20Recommendation%2003-2023

³⁷ Cfr. le diverse varianti della norma, disponibili qui: <https://www.ceinorme.it/documenti-gratuiti/norme-cei-0-16-e-0-21/>

Box 3.1 - Il controllore d'infrastruttura di ricarica (CIR) definito dall'Allegato X alla CEI 0-21

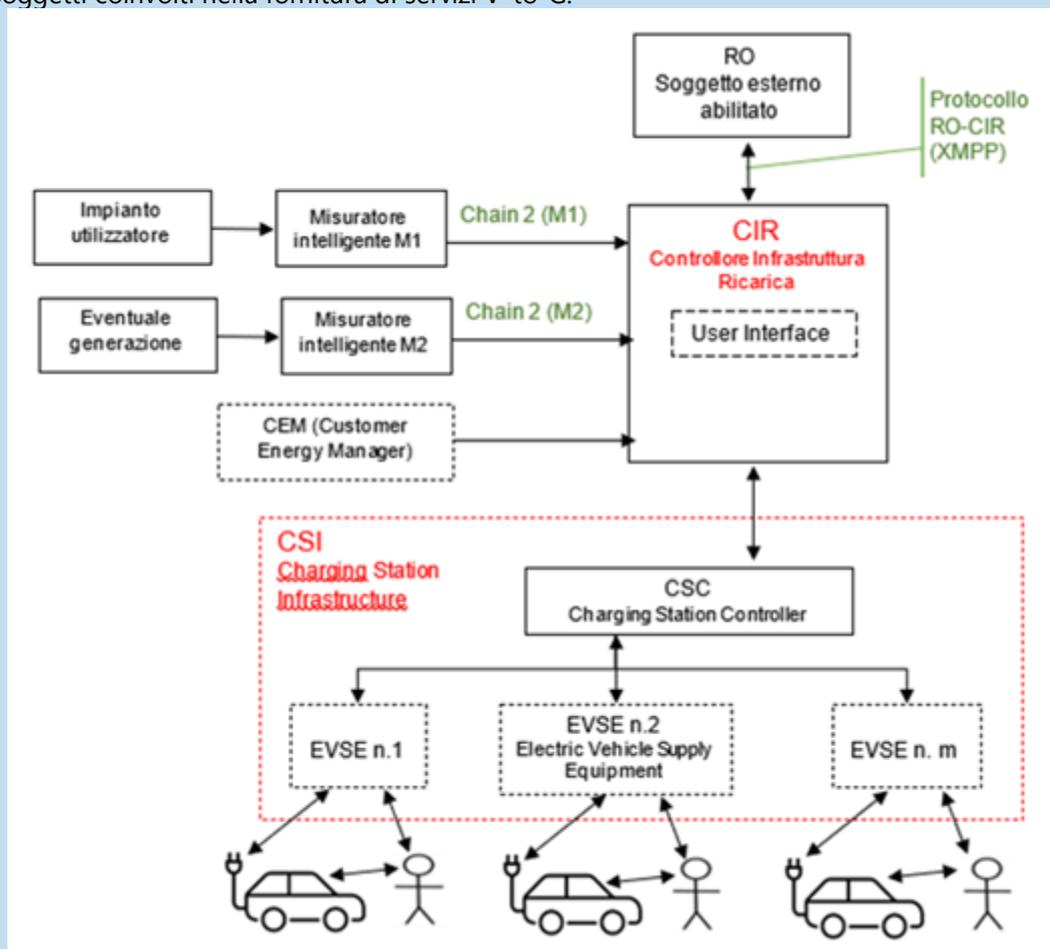
I compiti che la norma tecnica affida al CIR sono i seguenti:

- la raccolta dei dati relativi alla misura della potenza prelevata dall'infrastruttura di ricarica, alla potenza scambiata con la rete al punto di connessione e, opzionalmente, alla potenza prelevata ed immessa da eventuali generatori presenti in impianto;
- lo scambio dei dati con il soggetto esterno abilitato (nel seguito indicato come RO "Remote Operator") per la fornitura di servizi ancillari. Il RO è il soggetto abilitato alla comunicazione da parte dell'Utente che ha installato il CIR nel proprio impianto (ad esempio, Aggregatore, Distributore, ecc.);
- la regolazione dinamica e parametrizzabile della potenza, prelevata dalla rete per la ricarica della batteria del veicolo, effettuata attraverso una Stazione di Ricarica per veicoli elettrici in modo 3 e in modo 4 (definito come da serie CEI EN 61851);
- la fornitura dei servizi di rete per la sicurezza del sistema elettrico (risposta in sotto-frequenza) basata sulla disponibilità di una misurazione locale della frequenza di rete.

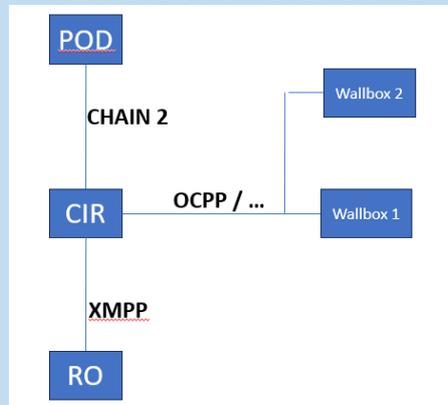
Il CIR consente quindi di:

- ottimizzare la potenza destinata alla ricarica dei veicoli elettrici, in funzione dell'assorbimento degli altri carichi utilizzatori presenti nell'utenza, nonché di eventuale produzione in loco;
- rendere disponibili risorse di modulazione affinché il RO possa offrire/richiedere servizi ancillari;
- contribuire alla sicurezza del sistema elettrico, fornendo i servizi di rete in condizioni di sotto-frequenza.

Lo schema seguente, tratto dalla norma, illustra dove si inserisca il CIR nell'ambito delle interazioni tra i diversi soggetti coinvolti nella fornitura di servizi V-to-G.



L'Allegato X introduce il modello di interazione CIR/RO (Remote Operator), applicabile alle infrastrutture di ricarica in modalità V-to-G installate in utenze passive o attive allacciate a reti in BT con obbligo di connessione di terzi. Come illustrato nella figura seguente, questo modello si applica sia al caso di singole utenze residenziali, sia a ricariche private non domestiche in cui l'Infrastruttura di Ricarica (IdR) è costituita da molteplici punti di ricarica e può essere collocata presso il datore di lavoro, un hotel, un supermercato o un condominio. In altre parole, la norma prevede la presenza di un unico CIR per ogni POD, indipendentemente dal numero di infrastrutture di ricarica controllate.



La comunicazione tra il CIR e lo *smart meter* (1G o 2G) installato presso il POD avviene utilizzando il canale di comunicazione "chain 2" (nativo sugli smart meter di seconda generazione), che permette di collegare il contatore e gli apparati domotici dell'utente (come il CIR), tramite *Power line carrier* (PLC-C).

La comunicazione tra il CIR e l'operatore remoto (OR) è, invece, prevista avvenire tramite internet utilizzando un'interfaccia logica di comunicazione, definita nel documento CEI PAS 57-127, che adotta un protocollo di comunicazione XMPP e garantisce l'implementazione di standard avanzati per la cybersecurity delle comunicazioni.

L'Allegato X definisce per il CIR una funzione base di *Power Management* e due modalità di funzionamento: Modalità Autonoma e Modalità Asservita (quando è presente un RO). Qualsiasi sia la modalità di funzionamento del CIR, esso deve sempre garantire la continuità della fornitura all'utenza, ovvero prevenire il distacco del contatore quando i consumi superano la potenza disponibile. Queste due modalità riflettono la volontà di vedere il CIR come un sistema di controllo adatto a qualsiasi tipo di utente: sia chi non desidera che il proprio sistema di ricarica possa essere monitorato e controllato da un aggregatore esterno (Modalità Autonoma), sia per chi invece è interessato ad optare per questa possibilità godendo di eventuali vantaggi economici (Modalità Asservita) (RSE, 2022).

4 ESPERIENZE, VALUTAZIONI E RACCOMANDAZIONI

Il presente capitolo viene dedicato sia ad illustrare alcune prime esperienze promosse recentemente a livello nazionale e internazionale in materia di ricarica bidirezionale sia a sviluppare valutazioni relative all'effettivo contributo che la ricarica bidirezionale potrà essere in grado di fornire al sistema elettrico nei prossimi anni, sulla base delle considerazioni metodologiche sviluppate nel Capitolo 2 e del quadro normativo e regolatorio descritto al Capitolo 3.

4.1 Sperimentazioni in laboratorio ed esperienze pratiche

Molte sono state, anche solo negli ultimi cinque anni³⁸, le iniziative di studio e sperimentazione avviate da diversi soggetti, in Italia e all'estero, sui temi della ricarica bidirezionale. Queste hanno riguardato sia aspetti tecnologici, tramite analisi in laboratorio di componenti e dispositivi, sia applicazioni reali su piccola scala.

I due box seguenti sintetizzano i principali elementi emersi rispettivamente nei test di laboratorio e nelle esperienze pratiche (anche commerciali) sviluppate negli ultimi anni.

³⁸ Test e sperimentazioni relative alla ricarica bidirezionale erano state sviluppate in Italia anche precedentemente, ad esempio nel 2017 presso l'IIT di Genova.

Box 4.1 – Sperimentazioni in laboratorio

Laboratorio V2G di RSE

A inizio 2020 RSE Spa ha avviato un'importante sperimentazione per lo sviluppo e la dimostrazione del *Vehicle-to-Grid* bidirezionale in Italia, realizzando nella propria sede di Milano il "Laboratorio V2G", dotato di due infrastrutture di ricarica (con interfaccia bidirezionale DC Chademo da 15 kW) e due auto elettriche con batteria da 40 kWh.

Questa "test facility" è stata realizzata con l'obiettivo di sperimentare un'ampia gamma di funzioni che comprendono i servizi ancillari (riserva primaria, secondaria, bilanciamento – tipo UVAM –, regolazione di tensione), l'ottimizzazione dei flussi energetici dell'utenza e l'integrazione con altre risorse di accumulo stazionario³⁹. Tra i rapporti di ricerca predisposti anche sulla base dei risultati dei test compiuti in questo laboratorio si segnalano: "Modellazione con metodi stocastici e test di soluzioni di ricarica finalizzate all'erogazione di servizi di rete in forma aggregata" e "Modellazione e primi test di servizi alla rete tramite veicoli elettrici di flotte aziendali, valutazioni dei potenziali margini di flessibilità aggregata".

E-mobility Lab di Terna Spa

Con l'intento di valutare quanto la mobilità elettrica potrà rappresentare in futuro una fonte importante di flessibilità in un sistema elettrico sempre più basato sull'utilizzo di fonti rinnovabili non programmabili e consumi finali sempre più elettrificati, anche il TSO italiano ha ritenuto importante dotarsi di infrastrutture laboratoriali dedicate a questo settore.

All'interno del Laboratorio sono presenti 13 postazioni di test con potenze variabili da 25kVA a 500kVA. Ciascuna postazione di test è totalmente indipendente dalle altre e consente di analizzare le prestazioni delle risorse quando chiamate a erogare servizi di flessibilità durante la simulazione di determinate richieste di servizio per la rete, qualificandone performance, invecchiamento e disponibilità, sia dei componenti delle auto sia delle diverse colonnine di ricarica a cui le auto saranno collegate⁴⁰.

L'E-mobility Lab è aperto a diverse tipologie di soggetti: produttori di auto, ai costruttori di infrastrutture di ricarica e ai gestori di sistemi di gestione intelligente del parco auto. La sperimentazione presso l'E-Mobility Lab ricade all'interno della progettualità ESI E-Mobility⁴¹ (primo progetto del programma di innovazione di Terna chiamato ESI) e, ad oggi, ha visto la partecipazione di 10 differenti brand (4 car makers e 6 costruttori di punti di ricarica), per un totale di 12 dispositivi (il 75% dei dispositivi è capace di fornire esclusivamente funzionalità di tipo monodirezionali, mentre il restante 25% corrisponde a prodotti V2G che sono tuttavia di natura prototipale).

Smart Park di Areti

È prevista per il mese di dicembre 2024 l'inaugurazione da parte di Areti di una nuova area sperimentale, denominata "Smart Park", che consentirà di sperimentare nuove tecnologie per abilitare e supportare il mercato locale della flessibilità, aumentare l'osservabilità delle risorse energetiche e dei carichi meno prevedibili, testare la tecnologia V2G e le relative funzionalità di rete.

Il sistema comprende un impianto fotovoltaico da 43 kW, un impianto di storage modulare da 270 kW e 193 kWh e 10 colonnine per la ricarica di un massimo di VE (erogando una potenza complessiva fino a 250 kW), 3 delle quali di tipo "smart" e in futuro bidirezionali.

Presso questa infrastruttura sperimentale verranno sviluppate attività previste dal progetto RomeFlex (cfr. pag. 41) e da progetti cofinanziati dall'Unione Europea (FLOW e BEFLEXIBLE)

Le ricerche svolte dal Joint Research Center (JRC)

Nel 2021 il JRC ha pubblicato i risultati (EC-JRC, 2021) delle ricerche effettuate presso il laboratorio dedicato alle Smart Grid (presso la sede olandese del JRC) tese a valutare, in condizioni di laboratorio e per diversi livelli di potenza di carica/scarica, l'efficienza complessiva di un ciclo di carica e scarica di un sistema di ricarica per veicoli elettrici per applicazioni V2G/V2H.

I test effettuati, utilizzando un unico modello di caricatore bidirezionale e un unico modello di veicolo connessi tra loro in DC con connettore Chademo, hanno mostrato:

- Efficienze gradualmente crescenti con la potenza di carica/scarica (variabile tra 2,3 e 10 kW);
- Efficienza media complessiva per l'intero ciclo di carica e scarica pari a circa l'80%.

Box 4.2 – Caratteristiche di una selezione di progetti V2G avviati negli ultimi due anniProgetto V2G a Mirafiori (TO)

Sviluppato da Stellantis, il progetto “DrossOne” è stato avviato nel 2022 con 280 punti di ricarica in DC installati presso un’infrastruttura realizzata ad hoc all’interno dello stabilimento di Mirafiori.

Ai punti di ricarica bidirezionali (alimentati anche da impianti fotovoltaici installati come copertura dell’area parcheggio) sono collegate 560 auto 500e (prodotte in quello stabilimento) per offrire alla rete di trasmissione nazionale servizi di regolazione in frequenza.

Fonte: https://www.esolutions.free2move.com/eu/it_it/progetto-drossone-v2g/

Progetto V2X per car sharing in Svizzera

Il progetto “V2X Suisse” è stato condotto in Svizzera tra il 2022 e il 2024, coinvolgendo 50 auto Honda adibite a servizio di *car sharing* e 40 stazioni di ricarica. La programmazione delle attività di carica e scarica delle batterie è avvenuta grazie ad un’integrazione software con il sistema di prenotazione delle auto e tenendo conto delle abitudini di utilizzo medie: ogni auto veniva utilizzata per non più del 25% del tempo e il 90% dei tragitti effettuati non superava i 100 km.

Risultati conseguiti:

- il progetto ha dimostrato la fattibilità tecnica di una iniziativa di questo genere, ma ha anche evidenziato alcune criticità economiche, legate sia ai costi delle infrastrutture bidirezionali sia ad alcuni aspetti normativi e regolatori;
- le logiche di controllo per carica e scarica dei veicoli dipendono dal tipo di servizio da offrire e dal soggetto beneficiario (venditore di energia elettrica, DSO o TSO);
- malgrado l’investimento iniziale compiuto⁴², al termine del progetto, finanziato dal Governo federale svizzero, le infrastrutture sono state dismesse, perché il loro mantenimento sarebbe risultato anti-economico;
- auto e stazioni di ricarica, pur essendo state prequalificate per poter offrire servizi di regolazione della frequenza al TSO, non hanno mai effettivamente offerto tali servizi perché non è mai stata raggiunta la taglia minima richiesta per partecipare al mercato (1 MW).

Fonti: <https://www.mobility.ch/en/v2x> e <https://help.leonardo-energy.org/hc/en-us/articles/13446196569500--EA22-V2X-Suisse-Insights-from-a-pioneering-V2G-project>

Offerta commerciale per clienti domestici nel Regno Unito

Da marzo 2024 il venditore Octopus Energy offre ai propri clienti domestici la possibilità di sottoscrivere un’opzione contrattuale aggiuntiva, denominata “Power pack”, grazie alla quale l’auto elettrica viene ricaricata gratuitamente. A fronte di questo beneficio economico, l’azienda prende il controllo delle operazioni di carica e scarica dell’auto: l’azienda garantisce di mantenere sempre disponibile un livello di carica minimo indicato dal cliente, ma gli chiede di tenere l’auto connessa elettricamente per almeno 12 ore ogni due giorni e di non ricaricare più di 333 kWh al mese.

Per poter aderire a questa offerta, i clienti devono soddisfare i seguenti requisiti:

- utilizzare un’auto di specifici tre modelli (due modelli di Nissan e uno di Mitsubishi);
- avere già installato presso la propria abitazione uno specifico modello di wallbox bidirezionale, non più in vendita nel Regno Unito (il cui prezzo di acquisto era superiore alle 6.000 sterline);
- disporre di uno *smart meter*.

Fonte: <https://octopus.energy/power-pack/>

⁴² Ogni stazione di ricarica bidirezionale è costata circa 30.000 CHF

4.2 Criteri di quantificazione del contributo potenziale

Le considerazioni metodologiche illustrate nel Capitolo 2 hanno fornito le informazioni necessarie a valutare quali sono gli elementi da considerare per stimare il potenziale contributo che la ricarica bidirezionale potrà dare al sistema elettrico nazionale:

- A. Numerosità del parco veicoli che potrà essere coinvolto,
 - B. Energia e potenza erogabili,
 - C. Possibilità di integrazione con la produzione da fonti rinnovabili.
- Ciascuno di questi merita approfondimenti specifici.

A) Parco veicoli potenzialmente coinvolgibili

Perché un veicolo elettrico possa partecipare ad iniziative di V-to-G bidirezionale, è necessario che soddisfi le cinque condizioni illustrate nella tabella seguente.

Tabella 4.1 – Condizioni che devono essere rispettate da ogni veicolo che voglia partecipare a iniziative di ricarica bidirezionale

	A) essere abilitato dal costruttore alla ricarica bidirezionale (cioè, all'erogazione di energia verso il cavo di connessione alla infrastruttura di ricarica anziché verso il motore);
	B) essere connesso ad una infrastruttura di ricarica a sua volta abilitata alla gestione di flussi energetici bidirezionali;
	C) disporre di batteria con capacità e SoC sufficienti per garantire che l'erogazione di energia non comprometta le esigenze di mobilità dell'automobilista;
	D) rimanere connesso a tale infrastruttura per un tempo sufficientemente lungo (da consentire l'effettiva erogazione del servizio richiesto) e negli orari in cui il servizio è più utile (ad es. in cui la rete elettrica ha maggiore bisogno di essere bilanciata);
	E) essere guidato da un conducente che sceglie di aderire all'iniziativa di ricarica bidirezionale, in piena consapevolezza dei benefici economici che ne potrà trarre, degli effetti che ne derivano sullo stato di carica della batteria e dei rischi che si assume.

Per stimare quanta parte del parco dei VE circolanti possa effettivamente partecipare ad un programma V2G, è necessario analizzare le implicazioni di ciascuna condizione e valutare la probabilità che possano essere rispettate congiuntamente:

- A) l'abilitazione del veicolo dipende fortemente da scelte industriali compiute dai costruttori di veicoli; finora solo un numero molto esiguo ha abilitato la ricarica bidirezionale e solo su pochissimi modelli di veicoli⁴³; è lecito supporre che queste scelte siano condizionate in parte dal mancato completamento della standardizzazione (cfr. par. 3.3) e in parte dalla necessità di mettere a punto modelli di garanzia delle batterie che tengano conto del maggior numero di cicli di carica e

⁴³ Secondo SmartEn (SmartEn, 2023) nel 2024 dovrebbero essere disponibili sul mercato 13 modelli di veicoli abilitati alla ricarica bidirezionale, di cui: 5 solo al V2L, 1 al V2H e 7 al V2G.

scarica derivanti da un utilizzo bidirezionale; in ogni caso, per alcuni modelli, si ritiene che l'abilitazione potrà avvenire anche solo tramite aggiornamento del *software* di bordo;

- B) la situazione è più complessa per le infrastrutture di ricarica, poiché la loro abilitazione alla bidirezionalità richiede precisi requisiti *hardware*, primo tra tutti la connessione con il veicolo in DC (almeno per il momento); in altre parole, è ragionevole ritenere che solo una frazione molto piccola delle infrastrutture attualmente installate in Italia potrebbe essere abilitata a basso costo alla ricarica bidirezionale, mentre la grande maggioranza (soprattutto quelle in AC) dovrebbe essere sostituita con modelli nuovi; perché ciò possa avvenire prima della fine della vita tecnica del dispositivo, è necessario che il proprietario/gestore possa ritenere questa scelta remunerativa;
- C) le esigenze di mobilità degli automobilisti elettrici possono essere molto diversificate, variabili nel tempo (anche di giorno in giorno) e percepite in modo diverso da persone diverse; non è quindi possibile stimare a priori quanta parte dei veicoli BEV presenti nel nostro Paese possa essere considerato "disponibile" in diversi momenti dell'anno, ma di sicuro sarà significativamente meno del 100%; è inoltre lecito ritenere che i veicoli PHEV avranno un ruolo molto limitato nell'applicazione della ricarica bidirezionale, in ragione delle batterie con capacità molto più contenute rispetto a quelle dei BEV;
- D) come già richiamato nel Capitolo 2, la durata della sessione di ricarica costituisce uno dei requisiti fondamentali, perché la ricarica bidirezionale possa risultare effettivamente praticabile e conveniente; se si considera il caso delle automobili, ciò restringe di fatto l'applicabilità ai soli punti di ricarica di potenza compresa tra 7 e 22 kW⁴⁴; nel caso di autobus e automezzi pesanti, a parità di durata della sessione, le potenze in gioco potrebbero essere molto maggiori, ma il parco circolante sarebbe di circa tre ordini di grandezza inferiore rispetto a quello delle automobili;
- E) l'interesse e la disponibilità dell'automobilista dipendono dagli aspetti economici e sociali già illustrati al par. 2.5, sui quali possono influire le iniziative di soggetti privati e del decisore pubblico, che potrebbe valutare l'opportunità di intervenire sia con campagne informative sia con eventuali meccanismi di incentivazione esplicita che siano in grado di migliorare la convenienza almeno nelle prime fasi di sviluppo di questa nuova tecnologia.

B) Energia e potenza erogabili

I servizi di *demand response* e/o di flessibilità alla rete che possono essere erogati da un veicolo tramite ricarica bidirezionale sono misurabili in termini di energia e potenza scambiate con la rete. La capacità di immettere potenza in rete dipende innanzitutto dalla potenza dell'infrastruttura di ricarica oltre che, naturalmente, dalla capacità del POD a cui è connessa (che per semplicità si può supporre maggiore o uguale a quella della IdR). Detto in altri termini, assumendo di disporre di 1.000 VE abilitati alla ricarica bidirezionale, questi potrebbero erogare:

⁴⁴ In modo tale che una ricarica completa della batteria possa indicativamente richiedere tra le 2 e le 10 ore, a seconda dell'effettiva potenza, della capacità della batteria e dello stato di carica iniziale.

- fino a un massimo di 7 MW, se connessi a un pari numero di wallbox domestiche monofase bidirezionali;
- fino a un massimo di 22 MW, se connessi a un pari numero di PdR da 22 kW bidirezionali⁴⁵.

L'effettivo quantitativo di energia scaricabile dalla batteria alla rete (funzione dello stato di carica della stessa e degli eventuali limiti imposti dal conducente) determina, invece, la durata del servizio che potrà essere erogato. Assumendo, ad esempio, che ogni veicolo possa scaricare non più di 30 kWh:

- il servizio erogato presso il PdR domestico potrà durare poco più di 4 ore, mentre
- il servizio erogato presso il PdR da 22 kW potrà durare tra circa 80 e 160 minuti a seconda dell'effettiva potenza erogata.

La combinazione di questi parametri definirà il grado di attrattività del servizio sia per l'automobilista sia per il gestore di rete/MSP/aggregatore e quindi anche il suo valore economico.

C) Possibilità di integrazione con la produzione da fonti rinnovabili

L'effettiva possibilità di una proficua integrazione tra IdR bidirezionali e impianti di generazione da FER dipende essenzialmente da due aspetti: la vicinanza tra i due e il grado di sincronicità tra produzione e consumo.

La **localizzazione geografica** dell'infrastruttura di ricarica e dell'impianto di generazione determina la possibilità di connessione sotto il medesimo POD (in tal caso configurandosi come "sistema semplice di produzione e consumo") oppure di connessione diretta tra i due POD oppure di eventuale partecipazione ad una comunità energetica rinnovabile, qualora risultassero entrambi sottesi alla medesima cabina primaria.

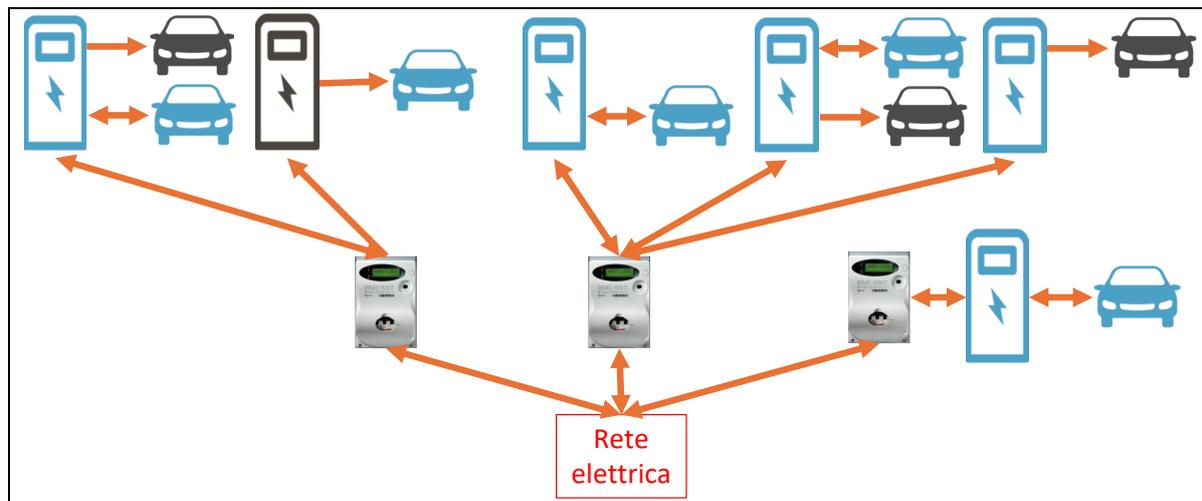
Il **grado di sincronicità** tra i profili di produzione dell'impianto FER e di consumo della IdR ha, invece, effetti diretti sia sul contributo che la IdR bidirezionale può dare per evitare il "curtailment" della generazione sia sull'effettiva remuneratività dell'iniziativa, poiché al consumo contestuale alla produzione può essere associato un valore economico molto maggiore.

4.3 Analisi e valutazione di sistema al 2030

Un contributo potenzialmente rilevante della ricarica bidirezionale al funzionamento del sistema elettrico nazionale e alla conseguente riduzione dei costi pubblici e privati potrà concretizzarsi nel momento in cui saranno soddisfatte tutte le condizioni necessarie allo sviluppo di progetti su larga scala, cioè in grado di coinvolgere molti veicoli, POD e clienti. Si tratta di una situazione particolarmente complessa, schematizzata nella figura seguente, non solo per dimensioni e numerosità di oggetti e soggetti coinvolti, ma anche per la diversificazione sia delle abitudini/modalità di utilizzo dei VE da parte dei conducenti sia delle tipologie di VE e IdR: perché si possa effettivamente realizzare un flusso energetico

⁴⁵ E se che tutti i veicoli sono in grado di erogare questa potenza in AC: si tratta di un'ipotesi forte, visto il ridotto numero di modelli d'auto in grado di erogare questa potenza. Più frequentemente, la potenza erogata sarebbe vicina a 11 MW.

bidirezionale, è necessario che entrambi gli apparecchi siano abilitati in tal senso e che sussista piena interoperabilità tra i due.



È importante considerare che, per l'automobilista elettrico, la partecipazione ai servizi V1G o V2G offre l'opportunità di ottenere benefici economici quantificabili in anticipo; d'altra parte, la partecipazione comporta una gestione flessibile del processo di ricarica, che può influire sui tempi di rifornimento. L'automobilista può valutare, in base alle proprie esigenze e situazioni specifiche, se i vantaggi economici compensano adeguatamente la necessità di pianificare con maggiore attenzione l'autonomia del veicolo.

Ciò significa che un'analisi dettagliata dei potenziali benefici che progetti di queste dimensioni potrebbero offrire per il bilanciamento delle reti elettriche e l'integrazione delle fonti rinnovabili imponga l'adozione di approcci statistici e debba anche tenere conto delle caratteristiche particolari di ogni rete elettrica. Per tentare una valutazione di questo genere, si ritiene utile sintetizzare nel seguito quanto emerso dalle valutazioni compiute finora per il nostro Paese da parte sia dagli operatori di rete (DSO e TSO) sia del mondo universitario e della ricerca.

Iniziative e valutazioni del TSO

Già da diversi anni Terna Spa ha avviato progetti di ricerca, sperimentazione e analisi dedicati a studiare le caratteristiche delle risorse di flessibilità che potrebbero in futuro offrire servizi di flessibilità alla rete; scopo principale di queste iniziative è valutare comportamento, affidabilità e prestazioni di tali risorse. Tra tali risorse rientra anche la mobilità elettrica, in ragione della dimensione del parco circolante atteso in Italia tra 2030 e 2035 e della capacità di accumulo "naturale" che caratterizza i veicoli: considerando quanto previsto al 2030 dal PNIEC, Terna stima che la capacità teorica di accumulo distribuito da 6,5 milioni di VE sarà poco meno di 300 GWh. Diverse considerazioni relative all'effettiva possibilità di sfruttare questo potenziale teorico di flessibilità sono state illustrate da Terna nell'ambito di una comunicazione inviata al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica nel mese di luglio 2024 e vengono sintetizzate di seguito:

a) dal punto di vista pratico sussistono una serie di fattori di natura sia tecnica che economica che, se non opportunamente affrontati e risolti, rendono il business

dell'aggregazione di risorse di piccola taglia tecnicamente complesso e scarsamente profittevole; tra i fattori più rilevanti rientrano: assenza di standard vincolanti su tecnologie e protocolli di comunicazione che consentano misurabilità, osservabilità e controllabilità di tali risorse, ma anche difficoltà e costi elevati per la loro gestione operativa in un portafoglio aggregato ed indisponibilità di misurazioni dedicate per l'energia e potenza prelevata da IdR in luoghi privati;

- b) anche alla luce della partecipazione del tutto trascurabile della mobilità elettrica ai progetti pilota UVAM avviati oltre cinque anni fa, Terna ritiene che ad oggi non sussistano le condizioni minime necessarie per prevedere un contributo significativo dei veicoli elettrici alla fornitura di flessibilità al sistema, perlomeno nel breve-medio termine (2025-2030);
- c) l'assenza (o la frammentarietà) di standard vincolanti relativi alla tecnologia ed ai protocolli di comunicazione che consentano di erogare servizi di flessibilità a costi ragionevoli per gli aggregatori va anche a scapito dell'interoperabilità tra i diversi segmenti tecnologici, complicando ulteriormente l'aggregazione "multi-brand"; e questo è particolarmente vero per applicazioni V2G, praticamente non esistenti o del tutto prototipali;
- d) le *performance* tecniche della coppia VE+IdR osservate finora suggeriscono che il contributo della mobilità elettrica sia più idoneo alla fornitura di servizi di flessibilità definiti "lenti" (ad es. m-FRR, Peak Shaving, Load Shifting, etc.);
- e) si ritiene che il maggiore potenziale di flessibilità sia per lo più legato a casi d'uso relativi a ricariche private e flotte aziendali piuttosto che alle ricariche pubbliche;
- f) il principale contributo di flessibilità per il sistema elettrico che potrà fornire la mobilità elettrica sarà basato su ricariche monodirezionali intelligenti (V1G), sicuramente più mature da un punto di vista sia tecnologico che commerciale e su cui sembra focalizzarsi anche l'intera industria automotive (con qualche eccezione, ad oggi sostanzialmente quasi nessun prodotto V2G è commercialmente disponibile).

Imprese distributrici (DSO): piani di sviluppo e progetti pilota

L'interesse delle imprese distributrici per le tematiche legate alla *vehicle-grid-integration* è testimoniato dal fatto che alcune hanno recentemente partecipato a progetti europei per studiare e sperimentare l'uso della ricarica intelligente e valutare il suo impatto sulla rete e/o promosso progetti pilota nel quadro di quanto previsto dalla già citata delibera 352/2021/R/eel. Si tratta di una delle iniziative promosse nel nostro paese per implementare un importante principio sancito dalla Direttiva UE 2019/944, in merito alla necessità di valutare il *trade-off* tra sviluppo della rete e approvvigionamento dei servizi ancillari di flessibilità⁴⁶.

⁴⁶ Art. 32, co. 1, della Direttiva: "il quadro normativo garantisce che i gestori dei sistemi di distribuzione siano in grado di procurarsi servizi di flessibilità da fornitori di generazione distribuita, gestione della domanda o stoccaggio di energia e promuovono l'adozione di misure di efficienza energetica, quando tali servizi riducono in modo efficiente in termini di costi la necessità di incrementare o sostituire la capacità di energia elettrica e di favorire il funzionamento efficiente e sicuro del sistema di distribuzione".

In questo contesto, tra 2023 e 2024, sono stati approvati da ARERA tre progetti pilota, presentati dalle società Areti⁴⁷, E-Distribuzione⁴⁸ e Unareti⁴⁹. Questi progetti applicano il principio della neutralità tecnologica, prevedendo la possibilità di partecipazione da parte di risorse di varia natura (purché siano in grado di offrire servizi di flessibilità e di rispettare determinati requisiti dimensionali) e, quindi, un contributo alla flessibilità potrà essere fornito anche dalle IdR; tuttavia, nessun progetto menziona espressamente la ricarica bidirezionale, i cui tipi di servizi vengono assimilati a quelli ottenibili tramite l'utilizzo di sistemi di accumulo stazionari⁵⁰.

In attuazione di quanto disposto dall'articolo 23, comma 5, del decreto legislativo 210/21, con la **delibera 296/2023/R/eel**⁵¹, ARERA ha stabilito requisiti specifici che le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali devono rispettare per la preparazione dei propri piani di sviluppo delle reti elettriche, in risposta a esigenze normative e di pianificazione strategica. Tra i requisiti indicati da ARERA per la redazione dei piani di sviluppo rientrano espressamente:

- la valutazione degli sviluppi attesi sia sul fronte della generazione di energia sia su quello della domanda, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici;
- l'individuazione delle possibili congestioni di rete di distribuzione previste e del potenziale fabbisogno di servizi di flessibilità per farvi fronte;
- l'indicazione degli investimenti programmati, con un orizzonte temporale almeno quinquennale.

Dopo consultazione pubblica, entro il 30 novembre 2023 le aziende hanno pubblicato i propri piani di sviluppo 2023, disponibili online⁵². La lettura dei piani di sviluppo predisposti a fine 2023 consente di evidenziare che la maggior parte delle aziende concorda sul fatto che i punti di ricarica abbiano il potenziale per aumentare la flessibilità del sistema energetico, consentendo ai veicoli elettrici di contribuire alla stabilizzazione della rete, ma sottolineano che questo potenziale dipenderà da diversi fattori, tra cui l'adozione di tecnologie di ricarica intelligente ("*smart charging*") e l'effettiva partecipazione dei veicoli elettrici ai mercati della flessibilità. Nell'ambito di questi piani di sviluppo, gli approfondimenti dedicati alla mobilità elettrica sono stati soprattutto concentrati sulla valutazione del futuro grado di penetrazione dei VE e delle IdR e della loro distribuzione geografica; solo un'impresa ha menzionato espressamente il possibile contributo del V2G al potenziamento della flessibilità delle reti elettriche di distribuzione, ma senza quantificarlo.

⁴⁷ Progetto RomeFlex , <https://www.aretit.it/conoscere-aretit/innovazione/progetto-romeflex>

⁴⁸ Progetto EDGE , <https://www.e-distribuzione.it/progetti-e-innovazioni/il-progetto-edge.html>

⁴⁹ Progetto MiINDFlex . <https://www.unareti.it/it/media/progetti/sperimentazione-mindflex-rete-elettrica-milano>

⁵⁰ Areti ha in ogni caso poi chiarito di avere incluso il V2G nelle proprie valutazioni, in quanto le IdR sono in generale tra le risorse più adatte a fornire servizi ancillari al DSO: in particolare su Roma al 2030 le stime Areti dicono che in generale la mobilità elettrica (Smart Charge + V2G) potrebbe fornire un contributo in riduzione fino a 400 MW al picco di assorbimento della rete di distribuzione.

⁵¹ Cfr. <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/296-23>

⁵² Cfr. <https://www.arera.it/comunicati-operatore/dettaglio/consultazione-dei-piani-di-sviluppo-delle-reti-elettriche-di-distribuzione-per-le-imprese-distributrici-con-almeno-100000-clienti-finali>

Studi e ricerche

Ad aprile 2023 **l'associazione Motus-E** ha pubblicato uno studio sulla VGI (*vehicle grid integration*) realizzato con il supporto tecnico di RSE Spa, Politecnico di Milano e CESI (Motus-E, 2023).

Lo studio è stato mirato a quantificare le opportunità derivanti dalla *vehicle-grid-integration* (VGI), analizzando la capacità dei veicoli elettrici di fornire flessibilità al sistema elettrico italiano, evidenziando i principali ostacoli posti dalla regolazione attuale e quantificando i benefici che un'integrazione completa dei veicoli può portare al sistema elettrico. Gli scenari di sistema e la diffusione dei veicoli elettrici attesi al 2030 sono stati definiti in coerenza con le politiche del pacchetto europeo "*Fit for 55*", che al 2030 vede circolare: 1,2 milioni di PHEV, 6,3 milioni di BEV, 0,8 milioni di veicoli commerciali e circa 70.000 autobus elettrici per il trasporto pubblico locale (TPL).

L'analisi è stata dedicata ad approfondire due aspetti: gli impatti sulle reti di distribuzione e sul dispacciamento. Per svilupparla è stato necessario adottare una molteplicità di assunzioni, tra le quali è interessante in questa sede elencare le seguenti, per evidenziare la complessità di articolazione e l'assoluta necessità di adottare approcci statistici:

- 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 veicoli leggeri, dedicata a veicoli pesanti e dedicata a TPL;
- per ogni modalità di ricarica sono stati definiti una serie di sotto-casi e 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;
- per ogni modalità di ricarica (e per ogni sotto-caso), a ciascun parametro caratteristico della ricarica è stata associata una distribuzione di probabilità;
- 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 ed elevata densità di carico.

Lo studio evidenzia che 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 prezzo e di generazione da fonti non programmabili; questo tipo di risultato è spesso ottenibile anche solo grazie a pratiche V1G ma, considerando l'utilizzo di accumuli o soluzioni V2G più complesse, è possibile ottenere profili di ricarica intelligenti anche nelle poche situazioni in cui il V1G non è sufficiente. Il contributo della ricarica bidirezionale viene dunque considerato nelle analisi, assumendo gradi di penetrazione variabili a seconda degli ambiti di ricarica: nulla o minima nel residenziale e lungo le arterie ad alto scorrimento, limitata (20%) negli altri ambiti di ricarica pubblica, media (30%) nell'ambito lavorativo ed elevata (50%) presso le strutture della logistica (per veicoli commerciali) e del TPL (per autobus e altri mezzi pesanti),

Le conclusioni dello studio mettono in evidenza sia i molteplici benefici degli interventi di VGI sia le azioni di policy che sarebbe necessario attuare per stimolare l'effettiva diffusione di questi interventi in Italia. Per quanto riguarda i benefici si evidenzia quanto segue:

- impatti positivi su diversi aspetti del funzionamento delle reti di distribuzione sono ottenibili grazie a modalità di ricarica intelligenti (cioè, in grado di implementare soluzioni di *demand response* guidato da opportuni segnali di prezzo), utilizzo di accumuli elettrochimici accoppiati con infrastrutture di ricarica *quick o fast*, sincronizzazione della domanda di energia per la ricarica con la produzione fotovoltaica;
- lo sfruttamento dei veicoli elettrici in ricarica per il dispacciamento permette di dimezzare la sovra-generazione da fotovoltaico, rende disponibili importanti volumi di riserva e contribuisce alla fornitura di servizi;
- di particolare importanza sono 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);
- i benefici economici della VGI sul dispacciamento sarebbero stimabili in 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 (come riduzione delle emissioni di CO₂).
- secondo gli autori: *"a fronte di un beneficio economico complessivo per il sistema compreso tra 700 e 800 Mln €, 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)".*

Lo studio viene chiuso da una serie di proposte per interventi su policy e regolazione che mirino a stimolare ulteriormente la *vehicle-grid-integration*.

A inizio 2024, il **Dipartimento di Energia, Sistemi, Territorio e Costruzioni dell'Università di Pisa** ha approfondito temi simili a quelli dello studio appena descritto (Università di Pisa, 2024) per valutare il potenziale impatto di un gran numero di veicoli elettrici a batteria (BEV) sulla futura rete elettrica e se la flessibilità della ricarica dei BEV possa indurre sufficienti benefici di sistema per remunerare gli automobilisti per il cambiamento nel loro modello di ricarica. Vengono costruiti diversi scenari relativi al 2030 (e al 2040) e la valutazione viene sviluppata anche con l'intento di rispondere alla seguente domanda: gli automobilisti elettrici saranno lasciati liberi di scegliere i tempi di ricarica oppure saranno soggetti a incentivi per ridurre l'onere della ricarica sulla rete o facilitarne il bilanciamento? L'analisi viene sviluppata tramite un confronto tra un profilo di generazione previsto a seguito dell'integrazione del parco di generazione con i nuovi impianti a fonti rinnovabili e diversi profili di prelievo, costruiti come somma di profili di ricarica dei BEV – in modalità "non gestita" oppure "modificata" - e un diagramma di carico mantenuto invariato per i restanti carichi italiani.

Si assume che solo le automobili per uso personale possano essere oggetto di modifica dei comportamenti di ricarica, perché auto aziendali e veicoli commerciali leggeri e pesanti sono soggetti a maggiori vincoli di orario: anche se meno comodo rispetto alla ricarica serale e notturna, si ritiene che molti utenti di auto personali possano ricaricare le proprie auto a casa o al lavoro verso mezzogiorno, in modo tale da potersi sincronizzare con la generazione fotovoltaica. Tuttavia, per superare le resistenze a questo cambiamento di abitudini, gli

automobilisti dovranno ottenere incentivi: tanto più alti saranno gli incentivi, maggiore sarà il numero di interessati ad aderire.

Queste le principali conclusioni dello studio:

- la ricarica dei BEV può essere gestita per ridurre i picchi di carico pomeridiani/serali, spostando le ricariche notturne o durante le ore centrali della giornata quando la produzione di energia solare è massima;
- una tale modifica degli orari di ricarica comporterebbe riduzione del picco di potenza nazionale, della sovra-generazione e delle emissioni di gas serra; si stima che i benefici economici ottenibili a fronte del coinvolgimento di 4 milioni di BEV al 2030 siano pari a 0,4 c€/kWh per la riduzione del picco e a 2,7 c€/kWh per la sovra-generazione; il valore economico della riduzione delle emissioni di CO₂ è più complessa e porta a valori molto variabili (tra 0,8 e 4,8 c€/kWh);
- a fronte dei benefici economici ottenibili grazie alla modifica dei profili di prelievo per ricarica, è necessario definire meccanismi di remunerazione "ad hoc" nell'ambito di mercati di flessibilità ben studiati, perché la sola differenza di prezzo dell'energia tra le ore centrali della giornata (quando ci sarà abbondanza di generazione FV) e le ore serali potrebbe non fornire segnali economici sufficienti per spingere gli automobilisti a sincronizzare una quota significativa della domanda di ricarica con profili di produzione FV;
- anche la ricarica bidirezionale V2G potrebbe fornire contributi utili nell'ottica di un allineamento tra i profili di generazione e i profili di prelievo, ma questi sono stati per il momento trascurati in ragione della necessità di valutare con attenzione quali possano essere gli effetti negativi sull'accorciamento della vita tecnica delle batterie: incognite sul possibile degrado della batteria rischiano di minare l'accettabilità del servizio in sé, nel senso che il conducente potrebbe non rendersi disponibile a fornire un servizio di tipo V2G, anche se ben remunerato, perché impossibilitato a valutare se i benefici sono sufficienti a compensare i rischi.

4.4 Conclusioni

Nel già citato parere rilasciato al Governo nel 2019, ARERA aveva evidenziato il potenziale di una diffusione su larga scala di veicoli elettrici nel rendere disponibile alla rete, grazie alla modalità V1G, una significativa capacità di *demand-response* e, grazie alla modalità V2G, una rilevante capacità di stoccaggio distribuito, in grado di contribuire a migliorare la gestione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili. A distanza di cinque anni, gli elementi illustrati in questa Relazione suggeriscono di aggiornare le valutazioni sui contributi che potranno venire dal V2G prima del 2030 (si veda in proposito la successiva Tabella 4.2).

Molte fonti evidenziano l'ampiezza dei potenziali benefici offerti dall'integrazione della mobilità elettrica nel sistema elettrico tramite utilizzo delle tecnologie di ricarica bidirezionale (ad es. RAP, 2023) e, proprio per concretizzare tali potenziali, negli ultimi anni si è assistito ad una graduale evoluzione normativa e regolatoria tesa a creare un contesto favorevole. Attualmente, i risultati concreti sono oggi ancora limitati: in base alle

considerazioni sviluppate fin qui, emerge come la ricarica bidirezionale dei veicoli elettrici abbia ancora bisogno di tempo per progredire verso una maturità sufficiente da consentirne un impiego su larga scala e un impatto misurabile sul funzionamento del sistema elettrico nazionale. Questo processo di maturazione coinvolge una molteplicità di aspetti, di natura non solo normativa e tecnologica, ma anche economica e sociale; tra questi aspetti rientra anche il fatto che **il razionale economico di queste soluzioni**, basato su differenziali di prezzo sempre più rilevanti ed esigenze di flessibilità, **si manifesterà progressivamente con lo sviluppo delle rinnovabili e l'avanzamento della transizione energetica**, che porterà sempre maggiori carichi sulla rete di distribuzione (con conseguente maggiore fabbisogno da parte dei DSO di approvvigionarsi di servizi a salire).

Per quanto riguarda gli aspetti economici, i risultati dei due studi presentati nel precedente paragrafo suggeriscono alcune considerazioni importanti:

- a) in uno scenario in cui il parco dei VE circolanti in Italia raggiunga qualche milione di unità – che oggi si stima poter essere raggiunto non prima del 2030 - il beneficio economico complessivo derivante dall'applicazione di tutte le modalità di integrazione tra mobilità elettrica e sistema elettrico (*vehicle-grid-integration*) è oggi stimabile nell'ordine di qualche centinaio di milioni di euro all'anno⁵³, con una parte significativa conseguibile grazie al solo utilizzo della modalità di ricarica monodirezionale intelligente (*smart charging V1G*);
- b) l'introduzione di meccanismi incentivanti, in grado di trasferire ai conducenti di veicoli elettrici una quota dei benefici di sistema conseguiti grazie alla VGI, potrebbe generare ricavi conseguibili nell'ordine di grandezza di circa 100 €/veicolo medi all'anno, la cui efficacia nello stimolare la partecipazione ai mercati della flessibilità dovrà essere oggetto di valutazione;
- c) tali valutazioni sono, inoltre, state sviluppate trascurando sia i maggiori investimenti che soggetti pubblici e privati dovrebbero sostenere per abilitare l'erogazione di servizi V1G e soprattutto V2G sia i potenziali ricavi dalla fornitura al DSO di servizi ancillari.

Nuove valutazioni dovranno essere compiute nei prossimi anni - quando le tecnologie saranno maggiormente standardizzate e, potenzialmente, i costi necessari per abilitare la ricarica bidirezionale saranno molto inferiori rispetto ad oggi - per verificare se le tecnologie di ricarica bidirezionale potranno effettivamente mostrare una maggiore efficienza economica rispetto a sistemi di accumulo stazionari, come era stato ipotizzato nel precedente paragrafo 2.2.

Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, è possibile ipotizzare che nei prossimi anni la ricarica bidirezionale dei veicoli elettrici si possa sviluppare lungo un percorso quale quello descritto nella seguente Tabella 4.2.

⁵³ Si vedano i risultati dello studio di Motus-E (sintetizzati nel paragrafo precedente), il cui ordine di grandezza è indirettamente confermato anche dai risultati dello studio dell'Università di Pisa

Tabella 4.2 – Ipotetico percorso di sviluppo applicativo della ricarica bidirezionale

Tra 2025 e 2026	completamento del quadro normativo tecnico, in modo tale da definire standard tecnici omogenei almeno a livello europeo
Dal 2027	immissione sul mercato dei primi veicoli elettrici e delle prime IdR che sfruttano i nuovi standard e sono quindi in grado di interoperare, cioè di consentire la comunicazione e lo scambio di energia tra dispositivi e veicoli di marchi diversi
Dal 2027-2028	Avvio di prime applicazioni concrete su scala medio-piccola nell'ambito di progetti pilota. Si potrebbe ad esempio trattare di applicazioni che coinvolgono solo uno o pochi POD, preferibilmente intestati ad un unico cliente, come può avvenire nell'ambito di applicazioni V2H oppure V2B-V2G in luoghi non accessibili al pubblico (parcheggi per flotte aziendali, parcheggi dei dipendenti, depositi di bus elettrici, ecc.).
Dal 2028-2030	Si giunge progressivamente al termine della vita tecnica delle prime IdR in AC installate in luoghi accessibili al pubblico e alla possibilità di sostituirle con nuove IdR in DC abilitate alla ricarica bidirezionale.
Dal 2030-2031	La dimensione dei progetti V2G potrà crescere gradualmente, con l'avvio di applicazioni più estese che coinvolgano una molteplicità di clienti distribuiti sul territorio, soprattutto qualora sia intervenuta un'evoluzione tecnologica tale da ridurre il peso degli investimenti iniziali per acquisto e installazione di IdR abilitate alla bidirezionalità.

Il percorso sopra ipotizzato suggerisce che il potenziale contributo della ricarica bidirezionale al funzionamento del sistema elettrico nazionale potrebbe diventare tangibile e misurabile non prima del 2030 e possa poi crescere gradualmente negli anni successivi. Tuttavia, **un fattore chiave per questa evoluzione sarà la crescita del parco dei VE circolanti entro quella data**; in tal modo, anche tenendo conto dei vincoli rappresentati nella Tabella 4.1, sarà possibile raggiungere le masse critiche necessarie per attirare l'attenzione degli aggregatori e per rendere anche progetti V2G su larga scala economicamente convenienti. È importante considerare che una maggiore consistenza del parco circolante elettrico facilita l'innescò delle indispensabili economie di scala, attiva processi di aggregazione (grazie ai quali partecipare ai mercati della flessibilità) e aiuta ad alzare i fattori di utilizzo sia delle IdR sia delle porzioni di rete elettrica a cui sono connesse, con impatti positivi sull'efficienza complessiva, sui costi delle ricariche e, a tendere, sul contenimento delle tariffe di rete pagate da tutti gli utenti del sistema elettrico.

Tale prerequisito è evidentemente essenziale non solo per poter sfruttare i vantaggi della ricarica bidirezionale ma anche, più in generale, per rendere effettivamente appetibile qualunque forma di flessibilità offerta dall'integrazione della mobilità elettrica all'interno del sistema elettrico. In tal senso, si ritiene in questo momento prioritario proseguire il lavoro già avviato sulla ricarica intelligente monodirezionale (V1G) e che potrà in ogni caso rappresentare un utile ponte verso lo sviluppo di V2G, V2H, ecc.

Su questo fronte, **l'Italia presenta una situazione promettente rispetto ad altri paesi europei**, grazie al lavoro già svolto negli ultimi anni in merito a:

- 1) installazione capillare di contatori elettronici di seconda generazione, in grado di dialogare in modo standardizzato con dispositivi installati presso l'utenza connessa in BT;
- 2) standardizzazione di un controllore di infrastruttura di ricarica (CIR), che consente di abilitare l'aggregazione e la partecipazione ai mercati della flessibilità anche delle infrastrutture di ricarica di bassa potenza, connesse in BT e localizzate in luoghi non accessibili al pubblico;
- 3) proseguimento nella messa a punto di discipline regolatorie idonee a valorizzare economicamente i servizi che offerti dai VE alle reti elettriche, nell'ambito dei mercati di dispacciamento e della flessibilità locale;
- 4) definizione di primi interventi a tutela dei clienti finali, pubblicando linee guida per la comunicazione ai clienti finali delle informazioni minime indispensabili per prendere parte a programmi di V1G e V2G.

4.5 Raccomandazioni

Sulla base delle conclusioni formulate nel paragrafo precedente, con l'obiettivo di promuovere una futura integrazione ottimale nel sistema elettrico nazionale delle infrastrutture di ricarica dei VE, ottimizzando i costi e migliorando lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili, ARERA formula le raccomandazioni sintetizzate nella tabella seguente.

1) Promuovere la ricarica privata intelligente	<p>I punti di ricarica (PdR) a bassa potenza (fino a 22 kW), diffusi soprattutto nei contesti di ricarica privata (come riconosciuto anche espressamente dal comma 15.4 di AFIR), rappresentano luoghi privilegiati per favorire un'integrazione ottimale tra mobilità elettrica e reti elettriche. Ciononostante, si osserva che, da un lato, finora la maggior parte delle agevolazioni pubbliche e degli obblighi di installazione sono stati concentrati sui PdR accessibili al pubblico e che, dall'altro, solo in pochi casi le agevolazioni riservate all'installazione di PdR in luoghi privati hanno previsto requisiti relativi alle funzionalità di <i>smart charging</i>⁵⁴.</p> <p>Si ritiene dunque importante:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) favorire una progressiva elettrificazione degli ambiti idonei alla ricarica privata collettiva (parcheggi aziendali, autorimesse di quartiere e condomini)⁵⁵; b) introdurre, in qualunque futuro schema incentivante della diffusione sul territorio di stazioni di ricarica in luoghi privati espliciti, requisiti che incentivino il rispetto dell'Allegato X alla norma CEI 0-21; c) sostenere ulteriormente la standardizzazione dei protocolli di comunicazione tra i diversi anelli della "filiera V2G", perché le maggiori difficoltà operative si ravvisano sugli aspetti software più che sugli aspetti hardware, soprattutto in ragione di implementazioni non omogenee anche dei protocolli già esistenti.
---	---

⁵⁴ Cfr. punto 11.2 al Capitolo 11 del documento di consultazione 540/2023/R/eel , <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/540-23>

⁵⁵ Cfr. Capitolo 10 di (ARERA, 2022).

<p>2) Promuovere collaborazione e coordinamento</p>	<p>Per superare le molte sfide illustrate in questa Relazione e favorire un'adozione diffusa dell'integrazione tra veicoli e reti elettriche (inclusa la ricarica bidirezionale), è imprescindibile riuscire a garantire collaborazione e coordinamento tra tutti soggetti e le istituzioni interessate: costruttori di veicoli elettrici e infrastrutture di ricarica, gestori di punti di ricarica, gestori delle reti elettriche, amministrazioni pubbliche, consumatori e aziende. Sarebbe in altre parole necessario favorire un maggiore scambio di esperienze tra i diversi attori della filiera, per evitare che possibili progressi vengano frenati da un'eccessiva segmentazione. Nell'esperienza di ARERA, consultazioni pubbliche e tavoli tecnici (tra le istituzioni e/o con le associazioni di operatori) rappresentano strumenti preziosi per costruire quadri informativi completi e per mettere a punto interventi efficaci.</p>
<p>3) Promuovere studi, ricerche e sperimentazioni</p>	<p>Al fine di favorire una futura diffusione della ricarica bidirezionale, iniziative di studio e ricerca si dovrebbero concentrare sullo sviluppo di:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) analisi tecnologiche dei cicli di carica e scarica, per valutare impatti sulla vita utile delle batterie⁵⁶ ed eventuali opportunità per minimizzare le perdite energetiche; b) analisi statistiche sui comportamenti di ricarica dei veicoli da parte di diverse tipologie di utenza, al fine di disporre di creare una base informativa realistica sulla quale poggiare nuovi progetti pilota o iniziative commerciali; c) analisi algoritmiche che mirino a definire strategie ottimali di ricarica bidirezionale delle batterie, al fine di ottimizzare i benefici pubblici e privati, in presenza di precisi vincoli derivanti dalle esigenze di mobilità dei clienti; d) ulteriori sperimentazioni sul territorio, simili a quelle già avviate nel quadro dei progetti pilota promossi dalla delibera 352/2021/R/eel, per valutare le prime integrazioni dirette della ricarica bidirezionale con i mercati dell'energia.
<p>4) sviluppare campagne informative</p>	<p>I conducenti di veicoli elettrici dovranno essere informati e sensibilizzati in merito alle opportunità offerte dalla VGI, al fine di maturare interesse e fiducia nei confronti di queste nuove tecnologie e di essere messi in grado di valutarne i possibili benefici individuali.</p>

⁵⁶ Basate su tecnologie diverse dagli ioni di litio, analizzate finora.

BIBLIOGRAFIA

1. Piti A. et al. (2019), "Smart Metering 2.0 enhancing a new customer experience", 25th International Conference on Electricity Distribution - giugno 2019 - <https://www.cired-repository.org/items/7fe11b5e-795e-4502-a9d1-99f449b8f764>
2. ARERA (2021), Rapporto "Mercato e caratteristiche dei dispositivi di ricarica per veicoli elettrici" - maggio 2021 - https://www.arera.it/allegati/pubblicazioni/210503_dispositivi_ricarica.pdf
3. EC-JRC (2021), "Vehicle-to-grid and/or vehicle-to-home round-trip efficiency – A practical case study" - 2021 - <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/ceaddb39-7763-11eb-9ac9-01aa75ed71a1/language-en>
4. ARERA (2022), documento di consultazione 449/2022/R/eel, "Iniziative regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizioni contenute nel D.lgs. 210/2021 e nel D.lgs. 199/2021 in tema di mobilità elettrica" – settembre 2022 - <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/22/449-22>
5. RSE (2022), "Analisi e soluzioni tecnologiche per abilitare la ricarica dei veicoli elettrici e la loro gestione come strumento di flessibilità" – 2022 - <https://www.rse-web.it/rapporti/analisi-e-soluzioni-tecnologiche-per-abilitare-la-ricarica-dei-veicoli-elettrici-e-la-loro-gestione-come-strumento-di-flessibilita/>
6. Motus-E (2023), "Integrazione tra veicoli e reti elettriche: sfide e opportunità al 2030" – aprile 2023 - https://www.motus-e.org/studi_e_ricerche/integrazione-tra-veicoli-e-reti-elettriche-sfide-e-opportunita-al-2030/
7. RAP (2023), "Enabling two-way communication: Principles for bidirectional charging of electric vehicles" – dicembre 2023 - <https://www.raponline.org/knowledge-center/enabling-two-way-communication-principles-for-bidirectional-charging-of-electric-vehicles/>
8. SmartEn (2023), "Assessment of the regulatory framework of bidirectional EV charging in Europe" – dicembre 2023 - https://smarten.eu/wp-content/uploads/2023/12/V2X-Enables-abd-Barriers-Study_11-2023_DIGITAL.pdf
9. AAVV (2024), "A survey on enhancing grid flexibility through bidirectional interactive electric vehicle operations" - <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484724002853>
10. Rabobank (2024), "V2G: Transforming electric vehicles into rolling energy storage" – aprile 2024 - <https://www.rabobank.com/knowledge/d011424799-v2g-transforming-electric-vehicles-into-rolling-energy-storage>
11. Università di Pisa (2024), "Managing BEV Charge to Obtain a Positive Impact on a National Power System" – gennaio 2024 - <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/2/348>
12. Zhejiang University (2024) - "Feasibility and Challenges for Vehicle-to-Grid in Electricity Market: A Review", gennaio 2024 - <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/3/679>
13. Jingyu Gong et al. (2024) – "Quantifying the impact of V2X operation on electric vehicle battery degradation: An experimental evaluation", Maggio 2024 - <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2590116824000067?via%3Dihub>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

<https://www.arera.it/>