

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

540/2023/R/EEL

**INIZIATIVE REGOLATORIE A SUPPORTO DELLA PROGRESSIVA
DECARBONIZZAZIONE DEI CONSUMI E PER L'ATTUAZIONE DELLE
DISPOSIZIONI CONTENUTE NEL D.LGS. 210/21 E NEL D.LGS. 199/21 IN
TEMA DI MOBILITÀ ELETTRICA**

PROPOSTE DI REVISIONE DELLA REGOLAZIONE

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito dei procedimenti avviati con deliberazioni dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 22 marzo 2022, 115/2022/R/EEL e 18 aprile 2023, 165/2023/R/EEL

Mercati di incidenza: energia elettrica

21 novembre 2023

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 22 marzo 2022, 115/2022/R/EEL, per implementare le disposizioni in tema di misure tariffarie per le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici e di regole tecniche necessarie al fine di agevolare la connessione dei punti di ricarica, con riferimento alle disposizioni in materia contenute sia nei D.Lgs. 199/2021 e 210/2021 sia nel Quadro Strategico 2022-2025 (OS.29 Sviluppare iniziative regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi). Il presente documento rappresenta altresì la seconda fase della consultazione avviata con la pubblicazione del documento 30 settembre 2022, 449/2022/R/EEL.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) entro il **18 dicembre 2023**.*

Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. Con riferimento alla pubblicazione delle osservazioni, di cui al punto 1, lettera b), della stessa Informativa, si specifica ulteriormente che i partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, diversi dai dati personali, dovranno motivare tale richiesta contestualmente all'invio del proprio contributo alla presente consultazione, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 - Milano

*email: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it*

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

a) Base giuridica e finalità del trattamento

a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

b. Pubblicazione delle osservazioni

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

c. Modalità della pubblicazione

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

b) Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

c) Comunicazione e diffusione dei dati

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

d) Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

e) Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Corso di Porta Vittoria, 27, 20122 Milano, e-mail: rpd@arera.it.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

| | |
|---|-----------|
| PARTE I - ASPETTI INTRODUTTIVI | 6 |
| 1. <i>Ambito della consultazione e struttura del documento</i> | 6 |
| 2. <i>Acronimi e definizioni</i> | 7 |
| PARTE II - PRINCIPI, QUADRO NORMATIVO, OBIETTIVI E VINCOLI DEL REGOLATORE | 10 |
| 3. <i>Principi e quadro normativo</i> | 10 |
| 4. <i>Obiettivi e vincoli dell'intervento regolatorio</i> | 14 |
| 5. <i>I criteri di regolazione per uno sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche</i> | 16 |
| PARTE III - PROPOSTE DI REVISIONE DELLA REGOLAZIONE A SUPPORTO DELLA PROGRESSIVA DECARBONIZZAZIONE DEI CONSUMI | 20 |
| 6. <i>Introduzione</i> | 20 |
| 7. <i>Le agevolazioni per la “ricarica pubblica” previste dalla norma</i> | 22 |
| 8. <i>Agevolazioni alternative, mirate agli utilizzatori della ricarica “pubblica”</i> | 26 |
| 9. <i>Misure tariffarie per la ricarica in luoghi accessibili al pubblico</i> | 27 |
| 10. <i>Uso efficiente della potenza di connessione richiesta per un'infrastruttura di ricarica</i> | 34 |
| 11. <i>Luoghi non accessibili al pubblico: sperimentazioni</i> | 36 |
| 12. <i>Luoghi non accessibili al pubblico: ricarica e altre applicazioni</i> | 41 |
| 13. <i>Tariffe applicabili al cold ironing</i> | 47 |
| APPENDICI | 49 |
| 14. APPENDICE 1 - Sintesi dei contributi pervenuti in esito alla consultazione 449/2022 | 50 |
| 15. APPENDICE 2 - Aggiornamento del quadro normativo e regolatorio di riferimento | 59 |

PARTE I

ASPETTI INTRODUTTIVI

- 1. Ambito della consultazione e struttura del documento**
- 1.1 Il presente documento rappresenta la seconda fase della consultazione avviata dall’Autorità il 30 settembre 2022 con la pubblicazione del documento 449/2022/R/EEL¹ (nel seguito: documento 449 o primo documento o consultazione 449/2022) e si inserisce nell’ambito del procedimento di cui alla deliberazione 22 marzo 2022, 115/2022/R/EEL (di seguito: deliberazione 115/2022/R/EEL), i cui contenuti e presupposti sono già stati illustrati nel precedente documento, a cui si rimanda, interagendo inoltre con il procedimento di cui alla deliberazione 18 aprile 2023, 165/2023/R/EEL relativo alla regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica.
- 1.2 Il documento di consultazione 449 è stato dedicato ad illustrare il contesto e il quadro di riferimento normativo, tecnologico e di mercato nel quale si inseriscono le proposte di aggiornamento della regolazione descritte nelle parti successive del presente documento. Stante l’ampiezza e la complessità delle materie trattate, scopo della prima fase di consultazione è stato anche il coinvolgimento di tutti i possibili portatori di interesse nella ricognizione relativa ai settori da includere e agli elementi principali per ogni settore nonché nella valutazione e costruzione degli scenari tendenziali di crescita della domanda di potenza al 2030. I contenuti del documento sono stati altresì presentati dagli Uffici di ARERA in data 4 novembre 2022 nell’ambito di un seminario online² al quale hanno partecipato oltre 200 persone, in rappresentanza di imprese e associazioni.
- 1.3 Il documento viene articolato in parti e appendici di approfondimento; oltre alla presente parte introduttiva:
 - a) la Parte II, nella quale vengono inquadrati gli obiettivi che si pone l’azione regolatoria, nonché i vincoli di cui deve necessariamente tenere conto e vengono presentati i principali strumenti che si ritengono disponibili per supportare un processo di elettrificazione che si accompagni ad uno sviluppo efficiente e razionale delle reti elettriche;
 - b) la Parte III, nella quale vengono formulate proposte mirate ad aggiornare il quadro regolatorio per superare eventuali barriere e creare un contesto favorevole ad una corretta integrazione tra le applicazioni ad alta efficienza e i sistemi e mercati elettrici, anche sulla base dei dettati normativi.
 - c) Le Appendici 1 e 2, in cui vengono illustrate le sintesi rispettivamente dei commenti ricevuti al documento 449 e delle evoluzioni intervenute nel quadro normativo e regolatorio.

¹ Scaricabile qui: <https://www.arera.it/docs/22/449-22.htm>

² <https://www.arera.it/eventi/22/221104.htm>

2. Acronimi e definizioni

AFIR = *Alternative Fuel Infrastructure Regulation*

AT = alta tensione

BEV = veicolo a batteria (100% elettrico)

BT = bassa tensione

BTAU = tariffa per connessioni in bassa tensione (BT) dedicate ad usi diversi da quello domestico e per illuminazione pubblica

BTIP = tariffa per connessioni in bassa tensione (BT) per illuminazione pubblica

BTVE = tariffa per connessioni in bassa tensione (BT) dedicata esclusivamente alla ricarica di veicoli elettrici

CER = comunità energetiche rinnovabili

CPO = *charging point operator*, cioè gestore dell'infrastruttura di ricarica (IdR)

DSO = impresa distributrice di energia elettrica

FUE = Fattore di utilizzo elettrico, pari al rapporto percentuale tra il numero di ore equivalenti di funzionamento di un POD (alla potenza disponibile) e 8.760 ore/annue.

HPC = *High Power Charging*, cioè stazioni di ricarica ultra-fast

IdR = infrastruttura di ricarica; dotata di 1 o più PdR

MASE = Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica

MIMIT = Ministero delle Imprese e del Made in Italy

MIT = Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti

MT = media tensione

OGS = oneri generali di sistema, cioè somma delle componenti A_{sos} e A_{rim} , come definite nella delibera 481/2017/R/eel

PdR = punto di ricarica, cioè presa per la ricarica di 1 solo VE alla volta; sulla base del valore di potenza massima si è soliti classificare i punti di ricarica in 4 segmenti di mercato ben distinti tra loro:

- lenta o “*Slow*”, per ricariche fino a 7,4 kW;
- accelerata o “*Quick*”, per ricariche fino a 22 kW;
- veloce o “*Fast*”, per ricariche fino a 50 kW;
- ultra-veloce o “*Ultra-fast*”, per ricariche oltre i 50 kW.

P_{disp} = potenza disponibile, come definita all'art.1 del TIT

P_{imp} = potenza impegnata, come definita all'art.1 del TIT

P_{output} = potenza massima teorica che un punto di ricarica può fornire ad un veicolo

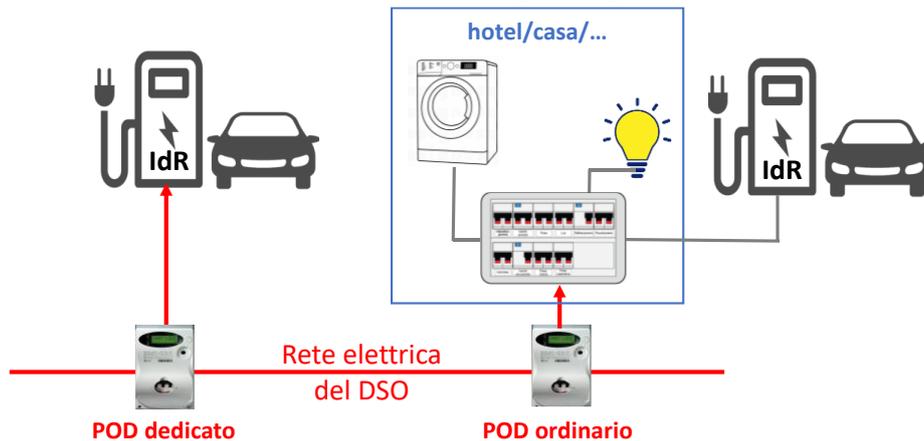
PHEV = veicolo elettrico di tipo ibrido *plug-in*

PNIEC = Piano Nazionale Integrato Energia e Clima

PNIRE = Piano Nazionale delle Infrastrutture di Ricarica dei veicoli Elettrici

PNRR = Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza

POD = punto di connessione alla rete elettrica (*point of delivery*); nel presente documento si utilizzeranno il termine “**POD ordinario**” per indicare una connessione impiegata per alimentare diverse tipologie di carichi elettrici (es. illuminazione, elettrodomestici, forza motrice, ecc.) e il termine “**POD dedicato**” per indicare una connessione ad uso esclusivo di una tipologia di carico, ad es. per sola illuminazione pubblica oppure per sola ricarica dei veicoli elettrici, come schematizzato nella figura seguente



PUN = a seconda del contesto, “Piattaforma Unica Nazionale” oppure “Prezzo Unico Nazionale”

SdA = Sistema di accumulo

SdR = Stazione di ricarica; comprende una o più IdR e, ai sensi dell’art.3, c.1, lettera e-quater, del D.Lgs. 257/16, “è connessa alla rete di distribuzione di energia elettrica tramite un punto di connessione (POD) dotato di smart meter per la misura dell’energia elettrica complessivamente prelevata, inclusa quella eventualmente utilizzata per altri usi diversi dalla ricarica, e di quella eventualmente immessa”

Servizi di rete (o Rete) = trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica

SoC (State of Charge) = stato di carica di una batteria, pari al grado percentuale di riempimento rispetto alla capacità massima dell’accumulatore

TIC = Testo Integrato delle Condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione, allegato C alla delibera 568/2019/R/eel e s.m.i.³

TIQE = Testo Integrato della Regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura, allegato alla delibera 566/2019/R/eel e s.m.i.⁴

TIT = Testo Integrato delle Disposizioni per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione, allegato A alla delibera 568/2019/R/eel e s.m.i.³

VGI (vehicle-grid-integration) o **V-to-G (vehicle-to-grid)** = l’interazione tra veicoli elettrici e sistema elettrico, che consente ai veicoli di erogare, tramite le infrastrutture di ricarica a cui sono connessi, servizi di riserva, bilanciamento, regolazione di frequenza e di tensione

³ Cfr. <https://www.arera.it/it/docs/19/568-19.htm>

⁴ Cfr. <https://www.arera.it/it/docs/19/566-19.htm>

V1G = caso particolare di V-to-G 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)

V2G = caso particolare di V-to-G in cui il flusso di energia può essere bidirezionale, cioè includere anche iniezioni di potenza dalla batteria del veicolo verso la rete. Viene a volte distinto il caso particolare del V2H (*vehicle-to-home*), in cui l'energia contenuta nella batteria del veicolo fluisce solo verso il circuito elettrico dell'abitazione in cui è installato il dispositivo di ricarica, senza raggiungere la rete elettrica di distribuzione.

VE = veicolo elettrico; può essere di tipo BEV o PHEV

Wallbox = dispositivo di ricarica adatto a piccole potenze

PARTE II

PRINCIPI, QUADRO NORMATIVO, OBIETTIVI E VINCOLI DEL REGOLATORE

3. Principi e quadro normativo

3.1 Già nel 2019, l’Autorità aveva prospettato alcune evoluzioni della disciplina tariffaria vigente nella prima parte del V periodo regolatorio, allo scopo di rimuovere attuali ostacoli di tipo tariffario alla diffusione della mobilità elettrica. Tali ipotesi di evoluzione della disciplina tariffaria erano ispirate a **quattro criteri principali**, sui quali si espressero positivamente anche i rispondenti alla consultazione 318/2019/R/eel:

- a) evitare l’introduzione di distorsioni al principio generale di aderenza delle tariffe ai costi dei servizi;**
- b) non indurre una crescita ingiustificata e inefficiente dei costi per servizi di rete;**
- c) stimolare il ricorso ad approcci efficienti e il più possibile «tecnologicamente neutrali»;**
- d) limitare il rischio che possano insorgere abusi e conseguenti costi amministrativi per attività di controllo.**

3.2 Tali criteri sono stati alla base delle proposte formulate e poi effettivamente attuate da ARERA nei mesi e anni successivi; si vedano in proposito le delibere 568/2019/R/eel (conferma della tariffa BTVE e avvio di tavoli tecnici sulla mobilità elettrica), 541/2020/R/eel (sperimentazione per agevolare la ricarica privata nelle fasce orarie notturne/festive).

3.3 I criteri principali indicati nel 2019 sono ancora oggi pienamente validi; tuttavia, **nel corso degli ultimi quattro anni molte sono state le evoluzioni intervenute e di cui è necessario tenere conto per formulare nuove proposte**; tali evoluzioni, relative sia al contesto normativo e regolatorio sia alle dinamiche tecnologiche e di mercato, sono state oggetto della ricognizione illustrata con il documento 449/2022. Le più recenti politiche nazionali ed europee per la decarbonizzazione hanno espressamente indicato la necessità di ricorrere all’elettrificazione dei consumi finali di energia, attraverso processi che coinvolgeranno una molteplicità di settori e di tecnologie. Di conseguenza, **l’azione di ARERA in questo contesto deve essere guidata da:**

- i. la necessità di attuare la normativa italiana che richiede espressamente interventi del Regolatore in modo coerente con la normativa europea;** per comodità e facilità di lettura, nel successivo Box II.1 vengono sintetizzate e integrate le principali previsioni di legge che richiedono ad ARERA di svolgere specifici compiti relativi ai temi oggetto del presente documento

(per ora concentrati soprattutto nel settore dei trasporti), rimandando per maggiori dettagli a quanto già illustrato nell'Appendice 1 al documento 449.

- ii. **L'opportunità di aggiornare la regolazione per tenere conto degli scenari di diffusione di alcune tecnologie, prevenendo gli eventuali impatti negativi** che potrebbero manifestarsi in assenza di interventi regolatori e promuovendo le sinergie, in modo tale da favorire sviluppo e gestione razionali del sistema elettro-energetico, soprattutto per minimizzare il rischio di investimenti infrastrutturali inefficienti.

3.4 È utile ricordare che gli scenari di elettrificazione⁵ illustrati nella Parte II del documento 449 hanno mostrato come nel corso dei prossimi 7-10 anni sia lecito attendersi un notevole incremento delle richieste di potenza soprattutto dalle reti di distribuzione (in BT e MT). Se si considera che i prelievi di potenza rappresentano il principale fattore determinante dei costi di sviluppo e potenziamento delle reti elettriche di distribuzione, è importante prevenire il rischio che le reti elettriche siano oggetto di investimenti ingenti, e potenzialmente inefficienti (per le ragioni che verranno illustrate nel seguito), con conseguenti possibili ricadute negative sulle tariffe di distribuzione, che oggi pesano per circa il 60% del totale delle tariffe di rete e producono un gettito complessivamente pari a oltre 4,4 miliardi di euro all'anno⁶.

Box II.1 – Principali disposizioni normative che affidano esplicitamente ad ARERA compiti inerenti ai temi oggetto del presente documento⁷

Per quanto riguarda la **mobilità elettrica**:

- Il DM MISE 30/1/2020 «Vehicle to grid» ha previsto che: *«l'ARERA provvede alla copertura, anche in via forfettaria, dei costi aggiuntivi connessi alla installazione dei dispositivi e dei sistemi di misura necessari ad assicurare, per entrambe le configurazioni V1G e V2G, l'interazione tra veicolo e rete elettrica»,* poiché *“Le infrastrutture di ricarica partecipano al mercato per il servizio di dispacciamento nonché alla fornitura a termine dirisorse di dispacciamento in forma aggregata tramite le UVAM, alle condizioni di cui alla deliberazione ARERA n. 300/2017”⁸.*

⁵ In base a quanto illustrato in Appendice 2 (punto 15.4), tali scenari dovrebbero venire rivisti al rialzo per effetti dei nuovi obiettivi indicati nel PNIEC 2023 (6,6 M VE @2030 invece di 6.0 M) e nel Regolamento AFIR (ad es, 1,3 kW/BEV invece di 1 kW/BEV).

⁶ Cfr. Tav. 3.2 del Volume 3 della Relazione Annuale 2023 (pag. 122); NB: questi dati prescindono dai costi coperti tramite ricavi da contributi di connessione. NB: impatti ulteriori, sulla rete di trasmissione, sono da considerare nella misura in cui i prelievi di potenza risultino coincidenti con i picchi di sistema.

⁷ Una parte di questo quadro normative è già stato presentato nell'Appendice 1 del documento di consultazione 449/2022, mentre l'Appendice 2 al presente documento contiene gli aggiornamenti relativi all'ultimo anno.

⁸ Tali disposizioni sono già state oggetto di documento per la consultazione 201/2020/R/eel, a cui ne farà seguito un secondo relativo alle proposte inerenti la copertura forfettaria dei costi aggiuntivi, non appena questi saranno stati quantificati.

- il D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 210 ha previsto che “*ARERA adotta uno o più atti regolatori con i quali definisce le **regole tecniche e puntuali necessarie al fine di agevolare la connessione dei punti di ricarica, siano essi ad accesso pubblico ovvero privati, alla rete di distribuzione dell’energia elettrica**”.*
- il D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 199 ha previsto che:
 - “*L’ARERA definisce **misure tariffarie** applicabili a punti di prelievo di energia elettrica che alimentano infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, tenuto conto dell’obbligo di cui al comma 12-ter, nonché **al fine di favorire la diffusione di veicoli alimentati ad energia elettrica assicurando lo sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche** e definendo, ove necessario, le modalità di misura dell’energia elettrica destinata alla ricarica.”;*
 - “*Qualora le misure tariffarie includano interventi che comportano **uno sconto sulle componenti tariffarie da applicare a copertura degli oneri generali di sistema** applicabili all’energia destinata alla ricarica, tali interventi sono efficaci qualora **compatibili con la disciplina comunitaria** in materia di aiuti di stato e **hanno natura transitoria** per il periodo strettamente necessario alla diffusione dei veicoli elettrici, definito con decreto del Ministero della transizione ecologica, sentita l’ARERA; con il medesimo decreto sono altresì valutate le eventuali **modalità di copertura** in caso di ammanco di gettito di oneri generali”;*
 - Gli operatori dei punti di ricarica in luoghi accessibili al pubblico che scelgono di avvalersi delle suddette misure tariffarie sono tenuti a **trasferire il beneficio agli utilizzatori finali** del servizio di ricarica, anche nei casi in cui ciò non sia già previsto da condizioni fissate dall’ente locale competente.
- Il regolamento AFIR, pubblicato sulla GU dell’Unione Europea lo scorso 23 settembre⁹, prevede (all’articolo 15) che entro il 30/6/2024 (e poi ogni tre anni) il regolatore nazionale dell’energia (ARERA nel caso italiano):
 - debba valutare “*Sulla base dei contributi dei gestori dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di distribuzione, [...] il 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. Tale valutazione è resa pubblica. Sulla base dei risultati della valutazione, gli Stati membri adottano, se necessario, le misure adeguate per adattare la disponibilità e la distribuzione geografica dei punti di ricarica bidirezionali nelle aree private*”;

⁹ Cfr. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=OJ:JOL_2023_234_R_0001

- possa essere incaricato dal Governo dello Stato Membro di valutare “*in che modo l’installazione e il funzionamento dei punti di ricarica sono stati 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. Tale valutazione tiene 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, e formula raccomandazioni in merito al tipo di punto di ricarica, alla tecnologia di base e alla distribuzione geografica, al fine di rendere più agevole per gli utenti l’integrazione dei loro veicoli elettrici nella rete. La valutazione individua le misure appropriate da attuare per rispettare le prescrizioni del presente regolamento, comprese quelle volte a garantire la coerenza della pianificazione dell’infrastruttura con la corrispondente pianificazione della rete. La valutazione tiene conto dei contributi di tutti i portatori di interessi ed è resa pubblica.*”.

Per quanto riguarda il **cold ironing**:

- il D.L. 162/2019 e la Legge Semplificazioni 2020 hanno previsto rispettivamente che:
 - “*Al fine di favorire la riduzione dell’inquinamento ambientale nelle aree portuali mediante la diffusione delle tecnologie elettriche, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, l’Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente adotta uno o più provvedimenti volti a **introdurre una specifica tariffa per la fornitura di energia elettrica erogata da impianti di terra alle navi ormeggiate in porto** dotate di impianti elettrici con potenza installata nominale superiore a 35 kW.*”;
 - “*alle stesse forniture **non si applicano gli oneri generali di sistema**, data la natura addizionale dei suddetti prelievi*” e che l’Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente provveda, ove necessario, ai conseguenti aggiornamenti compensativi delle componenti tariffarie dell’energia elettrica;
- È attualmente in corso al Senato l’esame del disegno di legge n. 795¹⁰, Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2022, il cui articolo 3 prevede modifiche al D.L. 162/2019 e, in particolare:
 - identifica il gestore dell’infrastruttura di cold ironing come un cliente finale, ai fini della regolazione delle partite di energia elettrica

¹⁰ Cfr. https://www.senato.it/leg/19/BGT/Schede/Ddliter/dossier/57288_dossier.htm

prelevata dalla rete pubblica o dal sistema di distribuzione chiuso a cui tale infrastruttura è connessa;

- rinvia a un provvedimento dell'ARERA, da adottare entro 180 giorni dall'entrata in vigore della norma, la previsione di uno sconto sulle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, applicabile ai punti di prelievo dell'energia elettrica che alimentano le infrastrutture di cold ironing. Lo sconto è previsto per un periodo di tempo proporzionato alla finalità di favorire la riduzione dell'inquinamento ambientale nelle aree portuali mediante la diffusione delle tecnologie elettriche;
- pone in capo ai gestori delle infrastrutture di *cold ironing* il compito di trasferire i benefici relativi all'applicazione dello sconto sulle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema e di un'aliquota di accisa ridotta, agli utilizzatori finali del servizio ai quali garantiscono condizioni di accesso e di fornitura eque e non discriminatorie.

In termini più generali, ricordando quanto già esposto sulle evoluzioni in corso sui codici di rete europei (cfr. punto 15.7), è interessante evidenziare il ruolo che dovrà svolgere ARERA: il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 (l'articolo 43, comma 2, lett. c-qui quies), così come modificato dal D.Lgs. 210/21, prevede che ARERA “*disciplina l'applicazione dei codici di rete e degli orientamenti adottati a norma degli articoli 58, 60 e 61 del regolamento (UE) 2019/943, mediante misure nazionali o, se richiesto, adottando misure coordinate a livello regionale o di Unione europea*”

4. **Obiettivi e vincoli dell'intervento regolatorio**

4.1 Stanti le premesse illustrate nel precedente capitolo e gli esiti della prima consultazione, per identificare le specifiche proposte di interventi regolatori (che verranno presentate nei capitoli successivi) e per consentirne una successiva comparazione, è utile chiarire fin d'ora gli obiettivi da perseguire e i vincoli a cui ARERA deve necessariamente sottostare.

4.2 Per quanto riguarda gli **obiettivi**, essi possono essere così schematizzati:

A) Assicurare lo sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche ed evitare inefficienze sistemiche di lungo termine; a tale aspetto è dedicato il successivo capitolo 5;

B) Rimuovere eventuali ostacoli di natura regolatoria ad un'elettrificazione dei consumi mirata alla decarbonizzazione; tale aspetto comprende:

- relativamente al settore dei veicoli elettrici, rimuovere possibili ostacoli allo sviluppo di una rete di ricarica capillare su tutto il territorio nazionale (sia in luoghi privati che in luoghi accessibili al pubblico), anche favorendo un coordinamento con i CPO che necessitano di connettersi alle reti elettriche;
- incentivare comportamenti degli utenti che possano ridurre la spesa tariffaria (per Rete e OGS) per l'energia prelevata a fini di ricarica elettrica di veicoli in luoghi accessibili al pubblico (come auspicato dal D.Lgs. 199/2021) e di alimentazione elettrica di navi in porto (idem, dal DDL Concorrenza).

4.3 È evidente come i due obiettivi A e B sopra descritti non possano essere tra loro indipendenti, poiché molti sono gli aspetti della regolazione che possono avere influenza su entrambi. Per quanto riguarda i **vincoli**, essi possono essere così schematizzati:

- **Vincolo 1: Riflessività delle tariffe di rete ai costi del servizio** (in coerenza con quanto previsto dalla legge 481/95 e dall'art.18 Reg. UE 943/2019).¹¹ l'applicazione di questo principio generale, consolidato da decenni anche nell'ambito della normativa, previene l'introduzione di tariffe differenziate in funzione delle applicazioni installate post-contatore, nel rispetto del principio di "neutralità tecnologica". È importante osservare come tale principio debba applicarsi necessariamente alla fissazione delle tariffe, ma risulti invece meno stringente laddove si debbano definire i requisiti minimi per consentire la connessione alle reti; come illustrato in dettaglio nell'Appendice 2, la revisione dei codici di connessione in corso a livello europeo prevede di tenere conto di alcune caratteristiche peculiari di risorse (infrastrutture di ricarica dei veicoli, pompe di calore e sistemi P2G) che saranno oggetto di amplissima diffusione nei prossimi anni;
- **Vincolo 2: Compatibilità di eventuali interventi sugli oneri generali di sistema con la disciplina europea degli aiuti di stato** (cfr. art.57, comma 12-bis, del decreto-legge Semplificazioni n. 76/2020, come modificato dal D.Lgs. 199/2021; e art. 3 DDL Concorrenza in tema di *cold ironing*);
- **Vincolo 3:** Trasferimento agli utilizzatori finali (automobilisti elettrici o armatori navali) dei "benefici tariffari" introdotti per il perseguimento dell'obiettivo A (in coerenza con quanto espressamente richiesto dall'art. 57, comma 12-ter, del decreto-legge Semplificazioni n. 76/2020 come modificato dal D.Lgs. 199/2021; e art. 3 DDL Concorrenza in tema di *cold ironing*).

¹¹ Cfr. art. 18, c.1: "I corrispettivi applicati dai gestori della rete per l'accesso alla rete, compresi i corrispettivi per la connessione alla rete, per l'utilizzo della rete e, ove applicabile, per il potenziamento della rete, sono correlati ai costi, trasparenti, tengono conto della necessità di garantire la sicurezza della rete e la sua flessibilità e danno riscontro ai costi effettivi sostenuti, purché questi corrispondano a quelli di un gestore di rete efficiente e comparabile dal punto di vista strutturale, e siano stati applicati in modo non discriminatorio. Tali corrispettivi non includono costi non correlati a sostegno di altri obiettivi politici."

1. *Si condivide la definizione di obiettivi e vincoli dell'intervento regolatorio? Si ritiene debbano essere considerati ulteriori obiettivi o vincoli o che si debbano formulare diversamente quelli proposti?*

5. I criteri di regolazione per uno sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche

Possibili definizioni di sviluppo efficiente delle reti

5.1 Se le infrastrutture connesse alle reti elettriche (ad es. IdR, PdC o *cold ironing*) venissero realizzate in modo tale da ridurre la potenza di cui viene richiesta disponibilità al punto di connessione, a parità di potenza nominale erogata agli utilizzatori, si otterrebbero due vantaggi, uno a livello di sistema e uno a livello di singolo utente della rete:

- la rete elettrica verrebbe “caricata meno”, ogni connessione verrebbe utilizzata di più (a parità di energia erogata) e, quindi, si rallenterebbero gli impatti per potenziamento ed estensione della rete (i cui costi poi, al netto dei contributi di connessione, ricadono sulle tariffe di rete applicate a tutti gli utenti del sistema elettrico nazionale) riducendo il possibile rischio che gli sviluppi di rete non siano sufficientemente tempestivi;
- chi gestisce le infrastrutture per elettrificazione (di ricarica, di *cold ironing*, etc) sosterebbe spese tariffarie inferiori¹² e quindi i servizi di ricarica, climatizzazione o alimentazione di navi in porto potrebbero essere offerti a prezzi (totali, inclusivi della quota fornitura energia e della spesa tariffaria) più bassi.

In altre parole, a parità di energia prelevata e di potenza nominale erogata dall'infrastruttura (potenza di ricarica al veicolo o potenza termica di climatizzazione o potenza di alimentazione delle navi in porto), adottando accorgimenti comportamentali e/o tecnologici¹³ in grado di ridurre la potenza impegnata sulla rete, sarebbe possibile ottenere vantaggi per il sistema elettro-energetico nel suo complesso, conseguendo contemporaneamente gli obiettivi A e B, senza violare il vincolo V1.

5.2 A parità di energia prelevata dalla rete, una riduzione della potenza impegnata comporta un incremento del **fattore di utilizzo elettrico medio annuo della connessione (FUE)**, che può dunque essere adottato come un primo indice di “utilizzo efficiente delle reti”. A tale proposito, a fronte di valori medi dei FUE calcolati per i POD di tipo BTA6 o MTAU compresi tra 25% e 45%¹⁴, alcuni dati

¹² Si ridurrebbe sia la spesa sia per i contributi di connessione (una-tantum) sia per le quote potenza delle tariffe per servizi di rete e per oneri generali.

¹³ Ad es. favorendo il coordinamento tra diversi carichi connessi al medesimo POD (*load-balancing*), tramite meccanismi di *demand response (time-shifting e peak-shaving)* attuabili anche grazie a sistemi di accumulo o tramite autoconsumo da generazione locale (anche nell'ambito di CER).

¹⁴ Per quanto riguarda i POD BTA6, si vedano i dati già riportati nell'ultima riga della Tabella II.1 a pag.17 del documento 449. I POD MTAU mostrano FUE nettamente superiori a questi.

previsionali (in parte già illustrati nel documento di consultazione 449) inducono a temere che, in assenza di interventi regolatori mirati, i nuovi sviluppi di rete indotti dall'elettrificazione dei consumi possano essere caratterizzati da un ridotto fattore di utilizzo degli investimenti:

- a) un POD dedicato ad un PdR privato individuale difficilmente presenta FUE superiori al 6% (cfr. Capitolo 10 del documento 449);
- b) anche nel caso di POD dedicati ad IdR in luoghi accessibili al pubblico appare al momento molto difficile prevedere che i fattori di utilizzo medi possano superare la soglia del 6%: anche trascurando il fatto che finora la quasi totalità dei POD BTVE mostra FUE molto al di sotto di tale soglia (cfr. Appendice 3 del documento 449), il superamento del 6% potrebbe rimanere lontano anche in futuro (quando il parco dei VE circolanti sarà cresciuto), in ragione degli obiettivi fissati dal Regolamento AFIR di recente approvazione¹⁵;
- c) il fattore di utilizzo di un POD dedicato ad infrastrutture di *cold ironing* dipende molto dal dimensionamento delle infrastrutture di terra, dal numero di navi che nei prossimi anni verranno dotate di tale tecnologia (tenendo conto che al momento non esiste un obbligo in tal senso) e dalla probabilità di presenza contemporanea in porto: maggiore è la contemporaneità di utilizzo assunta come ipotesi progettuale per il dimensionamento delle infrastrutture di terra, minore è il FUE medio¹⁶;
- d) per quanto riguarda i POD delle abitazioni nelle quali è utilizzata una pompa di calore come unico sistema di riscaldamento domestico autonomo, sulla base dei dati raccolti nell'ambito della sperimentazione tariffaria svolta da ARERA tra 2014 e 2017 (cfr. Appendice 6 del documento 449) si può stimare un FUE medio pari all'11%¹⁷.

5.3 Ad integrazione di quanto esemplificato nei due punti precedenti, il successivo Box II.2 elenca i principali fattori che, combinati tra loro, possono contribuire a determinare l'efficienza di utilizzo delle reti elettriche. Proprio partendo da un'analisi di questi aspetti è possibile indicare nel seguito quali strumenti regolatori sia possibile utilizzare per stimolare un incremento di tale efficienza.

¹⁵ Come dettagliato in Appendice 2, il Regolamento AFIR prevede l'imposizione ad ogni stato membro di obiettivi espressi in questi termini: il raggiungimento, anno per anno, di una potenza di ricarica in luoghi accessibili al pubblico pari almeno a 1,3 kW per ogni VE circolante (e di 0,8 kW per ogni PHEV); anche assumendo (molto ottimisticamente) che i VE ricarichino in luoghi accessibili al pubblico tra 500 e 700 kWh/anno (pari a circa il 20%-35% del fabbisogno annuo di un BEV), il rapporto tra questa energia e la succitata potenza minima di ricarica da installare in luoghi accessibili al pubblico per ogni BEV porterebbe a fattori di utilizzo medi annui compresi tra il 4,4% e il 6,1%; si tratta di una preoccupazione condivisa di recente anche dal CEER: vd *CEER Report on Electric Vehicles: Network Management and Consumer Protection* C23-DS-CRM-161-03, August 2023, (www.ceer.eu/documents/104400/-/-/d63a0e13-ae3-6f24-8424-cad9f7aca751, p.19).

¹⁶ Secondo prime stime formulate nel corso del 2022 dalle Autorità di Sistema Portuale italiane, almeno nel corso dei primi 5-7 anni di attività, potrebbero essere molto numerosi i porti con FUE medi non superiori al 7% annuo.

¹⁷ Ottenuto considerato un prelievo totale medio annuo di 5.800 kWh e una potenza impegnata di 6 kW.

Box II.2 – Efficienza di utilizzo delle reti elettriche (obiettivo A)

Al fine di formulare proposte efficaci per il conseguimento dell'obiettivo A, si ritiene importante chiarire quali sono i principali aspetti che, combinati tra loro, influenzano l'efficienza complessiva di utilizzo delle reti elettriche:

- a) L'efficienza energetica del carico (infrastruttura o apparecchio connessi alla rete elettrica), cioè la sua capacità di **fornire il servizio richiesto** (ad esempio la climatizzazione per una pompa di calore oppure la ricarica ad una certa potenza per una IdR), **prelevando meno energia/potenza dalla rete**;
- b) il **fattore di utilizzo elettrico** (FUE) della connessione, che può essere ritenuto molto influente nel determinare l'efficienza economica dell'investimento negli sviluppi o potenziamenti di rete, perché un valore alto del FUE evita ingenti investimenti in tratti di rete che verrebbero pienamente utilizzati solo poche ore all'anno;
- c) la distribuzione dei prelievi di elettricità nelle ore della giornata o nei giorni della settimana, in modo tale da evitare contemporaneità dei carichi e da concentrare i prelievi soprattutto nei momenti della giornata in cui le reti di distribuzione sono normalmente meno impegnate (o, eventualmente, quando è possibile massimizzare l'autoconsumo locale, cfr. punto successivo);
- d) la capacità di integrazione tra infrastrutture di elettrificazione e generazione locale anche in **autoconsumo**; si consideri che la gestione di punti di ricarica dei veicoli elettrici viene espressamente menzionata dai D.Lgs. 199/21 e 210/21 anche con riferimento alle attività che possono essere svolte nell'ambito delle comunità energetiche rinnovabili e dei cittadini;
- e) l'effettiva capacità dei carichi di offrire alla rete **servizi di flessibilità** in grado di ridurre i costi di gestione e sviluppo; a tale proposito è opportuno osservare come l'erogazione di servizi di *V-to-G* sia ragionevolmente appannaggio di IdR lente o accelerate, presso le quali i veicoli devono rimanere fermi qualche ora, mentre nelle IdR veloci o ultra-veloci è sicuramente molto più difficile garantire l'erogazione di un servizio di flessibilità che possa durare almeno 1 o 2 ore;
- f) la **localizzazione dei carichi** e, conseguentemente, dei punti di connessione, poiché tempi e costi di potenziamento ed estensione delle reti possono essere drasticamente ridotti laddove sia possibile posizionare i carichi vicino alle reti già esistenti e, soprattutto, in prossimità di aree della rete che dispongono ancora di capacità inutilizzata (*hosting capacity*).

Possibili iniziative regolatorie per il perseguimento dell'efficienza

- 5.4 Per quanto riguarda la **ricarica dei veicoli elettrici, soprattutto nell'ambito di IdR in luoghi accessibili al pubblico**, con le finalità descritte al punto precedente, si ritiene che possa essere utile:
- a) fare in modo che le imprese di distribuzione implementino i propri piani di sviluppo delle reti (cfr. documento di consultazione 173/2023/R/eel) in modo tale da renderli uno strumento utile ai CPO per individuare le porzioni di rete caratterizzate dalla maggiore *hosting capacity*;
 - b) formalizzare la definizione di un "indice di merito", in grado di esprimere l'efficienza di una soluzione impiantistica, dal punto di vista dello sviluppo razionale delle reti elettriche (cfr. l'aspetto b) menzionato nel Box II.2). Tale indice di merito dovrebbe poter essere impiegabile per confrontare tra loro soluzioni impiantistiche, diverse tra loro sia per modalità di connessione alla rete (a POD ordinari o a POD dedicati) sia per soluzioni tecnologiche in grado di offrire la medesima riduzione dell'impegno di potenza. Si rimanda al successivo Capitolo 0 per l'illustrazione della proposta di introdurre un "*Efficient Charging Factor*" (ECF).
- 5.5 Sempre con riferimento all'ambito della ricarica di veicoli elettrici, ma soprattutto in luoghi privati:
- iniziative quali la sperimentazione avviata con la delibera 541/2020/R/eel fanno leva principalmente sugli aspetti c) ed e) illustrati nel Box II.2;
 - lo sviluppo di una normativa tecnica quale l'Allegato X alla CEI 0-21 si concentra solo sull'aspetto e) illustrato nel Box II.2;
 - la preferenza, ovunque possibile, per lo sviluppo di infrastrutture di ricarica condivise, può consentire di aumentare il fattore di utilizzo del POD a cui è connessa.
- 5.6 Infine, per quanto riguarda lo sviluppo di infrastrutture di cold ironing, appare che le disposizioni contenute nell'art. 23, co. 3, del D.Lgs. 199/21¹⁸ possano rappresentare strumenti normativi già funzionali allo sfruttamento delle opportunità di autoconsumo da fonte rinnovabile (cfr. aspetto d) menzionato nel Box II.2).

2. *Si condivide la proposta individuazione dei fattori che possono contribuire a determinare un "uso razionale ed efficiente delle reti elettriche"? Si ritiene ne debbano essere considerati altri o debbano essere formulati diversamente quelli proposti?*

3. *Oltre a quelli qui presentati, si ritiene di ipotizzare ulteriori interventi regolatori che potrebbero contribuire a favorire un uso razionale ed efficiente delle reti elettriche?*

¹⁸ "Nelle more dell'adozione del piano di gestione dello spazio marittimo di cui al comma 2, sono comunque considerate idonee: [...] b) i porti, per impianti eolici fino a 100 MW di potenza installata, previa eventuale variante del Piano regolatore portuale, ove necessaria, da adottarsi entro 6 mesi dalla presentazione della richiesta."

PARTE III

PROPOSTE DI REVISIONE DELLA REGOLAZIONE A SUPPORTO DELLA PROGRESSIVA DECARBONIZZAZIONE DEI CONSUMI

6. Introduzione

- 6.1 Le proposte di aggiornamento del quadro regolatorio presentate in questa parte del documento devono necessariamente essere formulate tenendo conto del fatto che se ne immagina l'adozione nel periodo regolatorio 2024-2027 che, in base agli esiti della ricognizione compiuta per mezzo del documento 449, si configura per molti aspetti come un **periodo di transizione**; nel corso di tale quadriennio, infatti, ci si aspetta potranno iniziare a diventare visibili alcune trasformazioni tecnologiche e comportamentali che per il momento sono solo ipotizzabili e che potrebbero diventare mature solo verso la fine del decennio in corso o l'inizio del successivo.
- 6.2 Questi **alcuni esempi delle trasformazioni** che ci si attende di poter iniziare a vedere nel corso del suddetto quadriennio e i cui esiti potrebbero influenzare in modo rilevante l'efficacia di molte iniziative:
- a) l'effettiva diffusione che potranno guadagnare da un lato i veicoli elettrici nel parco circolante italiano e dall'altro le navi predisposte per il *cold ironing* nei nostri porti, da cui dipenderanno fattori di utilizzo delle infrastrutture di ricarica e di alimentazione in banchina, fattori di contemporaneità dei carichi sulle reti elettriche, ecc.;
 - b) le direzioni in cui evolveranno alcune caratteristiche tecnologiche dei veicoli elettrici quali, in particolare, la potenza massima di ricarica (in AC e in DC), la capacità e la densità energetica delle batterie a bordo dei veicoli, il consumo chilometrico degli stessi, perché tali caratteristiche potranno guidare la preferenza degli automobilisti per alcuni tipi di ricariche o per altre (in luoghi accessibili o non accessibili al pubblico, lenta, accelerata, veloce o ultra-veloce);
 - c) la velocità con cui gli enti di normazione internazionali riusciranno a standardizzare modalità e protocolli di comunicazione in grado di agevolare il dialogo tra dispositivi elettrici di diversa tipologia e diversa marca; questi rappresentano, infatti, prerequisiti essenziali per l'avvio su larga scala di applicazioni quali il V2X, la controllabilità da remoto e l'aggregabilità delle pompe di calore anche di taglia medio-piccola, ecc.
 - d) il completamento su tutte le reti BT italiane della sostituzione degli *smart meter* di prima generazione con quelli di seconda generazione¹⁹, in grado di

¹⁹ In base agli obiettivi fissati da ARERA e a quanto illustrato dai principali distributori italiani nei Piani di Sviluppo posti in consultazione nel mese di ottobre 2023 (accessibili da qui:

abilitare una diffusione sempre più massiva delle applicazioni domotiche essenziali per automatizzare alcuni comportamenti e agevolare la *demand response*.

6.3 Fenomeni quali quelli appena elencati possono venire influenzati solo in parte dalle scelte regolatorie di ARERA ma, al contrario, possono condizionare fortemente il successo delle iniziative che da questa venissero promosse. A titolo di esempio, in questa fase:

- appare del tutto prematuro ipotizzare di introdurre regimi tariffari speciali per applicazioni di V2X, essendo queste applicazioni ancora in fase prototipale e non essendo disponibile un *corpus* di normativa tecnica internazionale che abiliti i costruttori di veicoli e di IdR a rendere disponibili tali funzionalità sui loro prodotti in modo interoperabile;
- almeno nel corso del biennio 2024-2025²⁰, per evitare indesiderabili discriminazioni tra clienti finali, è necessario che le proposte avanzate poggino sulle potenzialità oggi offerte dai contatori elettronici di prima generazione e, quindi, non è ancora possibile sfruttare la maggiore flessibilità offerta dai misuratori 2G nella definizione di fasce orarie personalizzabili dall'impresa di vendita.

6.4 Questa la struttura dei contenuti di questa parte del presente documento:

- a) i successivi capitoli 7 a 8 sono dedicati alla tematica della ricarica di veicoli in luoghi accessibili al pubblico, illustrando un'analisi dettagliata delle disposizioni contenute nella norma (art. 45 del D.Lgs.199/21) e formulando proposte per approcci alternativi che possono prescindere dalla regolazione in capo ad ARERA;
- b) i capitoli 9 e 10 trattano rispettivamente lo specifico tema del futuro della tipologia contrattuale BTVE e la proposta di introdurre un indice di utilizzo efficiente delle reti che possa risultare funzionale alla definizione di requisiti d'accesso a questa tipologia contrattuale e ad eventuali altre agevolazioni;
- c) i capitoli 11 e 12 illustrano proposte relative ad interventi regolatori inerenti utilizzi in luoghi non accessibili al pubblico;
- d) infine il capitolo 13 è dedicato alle questioni inerenti al *cold ironing*.

6.5 Ulteriori proposte in tema di connessioni, quali quelle oggetto delle segnalazioni illustrate nel primo documento e commentate nelle osservazioni sintetizzate in Appendice 1, potranno essere oggetto di proposte da illustrare in successivi documenti, quali quelli predisposti nell'ambito del previsto processo di revisione del TIC e unificazione con il TICA.

<https://www.arera.it/it/comunicati/23/231024.htm>), gli anni 2024 e 2025 saranno ancora interessati da un numero di sostituzioni rilevante, finalizzato a garantire che entro il 2026 il 95% dei clienti attivi sia dotato di misuratori elettronici di seconda generazione.

²⁰ Durante il quale, in base ai piani di sviluppo predisposti dai principali distributori, è previsto il sostanziale completamento delle attività di sostituzione degli *smart meter 1G* con *smart meter 2G*.

7. Le agevolazioni per la “ricarica pubblica” previste dalla norma

- 7.1 Come già ricordato, l’art. 57, co. 12 del decreto-legge Semplificazioni (come modificato dall’art.45 del D.Lgs. 199/21) demanda ad ARERA di definire *“misure tariffarie riferite esclusivamente alle componenti a copertura dei costi di rete e degli oneri generali di sistema applicabili a punti di prelievo di energia elettrica che alimentano infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, [...], nonché al fine di favorire la diffusione di veicoli alimentati ad energia elettrica assicurando lo sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche”*.
- 7.2 L’Autorità **ritiene che le caratteristiche della misura prevista dalla norma corrispondano a quelle già adottate e già a disposizione dei CPO**, ovvero a quelle della **tariffa a struttura monomia BTVE per infrastrutture di ricarica in luoghi accessibili al pubblico**, introdotta oltre dieci anni fa proprio per favorire l’avvio del processo di installazione di SdR ad accesso pubblico nel nostro Paese; i rispondenti alla consultazione hanno confermato il ruolo cruciale svolto in questi anni dalla disponibilità di questa struttura tariffaria di tipo “monomio in energia”.
- 7.3 Un approccio potenzialmente alternativo a quello della BTVE viene suggerito dal comma 12-bis dell’art.57 del decreto-legge Legge Semplificazioni 75/2020²¹, laddove si ipotizza che le misure tariffarie di cui al comma 12 *possano* consistere nell’applicazione di sconti sulle sole componenti “oneri generali di sistema” (OGS) applicate ai prelievi di energia elettrica destinata alla ricarica dei veicoli (e, laddove il POD non fosse dedicato solo alla ricarica, sarebbe necessario definire specifiche modalità di misura per la sola energia con questa destinazione). Ciò si configurerebbe come una vera e propria agevolazione alle imprese che svolgono il servizio di ricarica dei veicoli elettrici, il cui beneficio dovrebbe essere trasferito agli utilizzatori (vincolo V3). Come puntualizzato dal medesimo comma della norma di legge, occorrerebbe una notifica alla Commissione Europea per verifica del **rispetto della disciplina sugli Aiuti di Stato** (vincolo 2), che deve avere **durata limitata nel tempo** e ottenere **un’esplicita autorizzazione in sede europea**. Si porrebbe inoltre il problema di stabilire la **copertura di tale forma di aiuto ai CPO**²²; qualora non si trattasse di fondi dello Stato, ne deriverebbe che questa agevolazione indurrebbe un costo aggiuntivo da ripartire sulle bollette di tutti i clienti del sistema elettrico tramite gli oneri generali, un aspetto a cui l’Autorità si è sempre detta contraria.
- 7.4 Rispetto a quanto avvenuto finora con la tariffa BTVE, l’approccio ipotizzato dal succitato comma 12-bis presenta l’importante differenza di intervenire sulle

²¹ *“Qualora le misure tariffarie di cui al comma 12 includano interventi che comportano uno sconto sulle componenti tariffarie da applicare a copertura degli oneri generali di sistema applicabili all’energia destinata alla ricarica, tali interventi sono efficaci qualora compatibili con la disciplina comunitaria in materia di aiuti di stato e hanno natura transitoria per il periodo strettamente necessario alla diffusione dei veicoli elettrici, definito con decreto del Ministero della transizione ecologica, sentita l’ARERA; con il medesimo decreto sono altresì valutate le eventuali modalità di copertura in caso di ammanco di gettito di oneri generali”*

²² *“[...] con il medesimo decreto sono altresì valutate le eventuali modalità di copertura in caso di ammanco di gettito di oneri generali”*

componenti parafiscali e sulle tariffe di rete prevedendone l'applicabilità anche qualora la ricarica "pubblica" non sia alimentata da un POD dedicato; ciò implica che non sia strettamente necessario definire una tipologia contrattuale *ad hoc* per la ricarica di veicoli elettrici: con opportuni apparati di misura, ogni CPO potrebbe pagare tariffe "ordinarie" per i servizi di rete (rispettando il principio di riflessività delle tariffe ai costi dei servizi, vincolo 1) e poi ottenere (ex-ante o ex-post) sconti sulla spesa per OGS in funzione dell'energia prelevata per ricarica.

- 7.5 In ogni caso, per poter attuare un intervento di riduzione degli OGS applicabili all'elettricità destinata alla ricarica dei veicoli sarebbe richiesta una misura esatta del volume di energia (e della potenza) oggetto di ricarica; questo è semplice nei casi in cui le IdR sono alimentate da un POD dedicato mentre invece, nei casi di IdR connesse a POD non dedicati, sarebbe necessaria l'installazione di un secondo misuratore elettronico, in posizione di *sub-meter* (la cui gestione dovrebbe comunque essere affidata alla medesima impresa di distribuzione alla cui rete è connesso il POD ordinario); sarebbe necessario valutare con attenzione l'efficienza economica di questo tipo di soluzione.
- 7.6 La norma non specifica l'entità degli eventuali sconti da applicare sugli OGS, che dovrà quindi essere oggetto della prevista verifica di compatibilità con la disciplina europea sugli aiuti di Stato; non sussistendo ancora provvedimenti della Commissione per casi simili, non è possibile anticipare se, nel quadro delle nuove linee guida europee (CEEAG) sia concretamente possibile che tali sconti possano riguardare l'intero livello degli OGS²³, o se l'agevolazione possa riguardare solo una parte di essi (con impatto ulteriormente ridotto).

Considerazioni sulla effettiva "trasferibilità" all'utilizzatore finale del beneficio

- 7.7 La norma di legge in esame assume che il beneficio tariffario di cui gode il CPO sia trasferito agli utilizzatori finali, ovvero agli "automobilisti elettrici" (vincolo 3).
- 7.8 È ragionevole ritenere che se il mercato è sufficientemente competitivo, tale trasferimento agli utilizzatori dei benefici delle misure tariffarie possa avvenire in modo naturale, ma in ogni caso l'Autorità non dispone di poteri e competenze amministrative per garantire l'effettiva implementazione di tale trasferimento. Ciò in ragione non solo delle complesse relazioni tra CPO, MSP e automobilisti, ma soprattutto del fatto che né CPO né MSP sono soggetti alla regolazione e controllo dell'Autorità. Inoltre, anche laddove una diversa autorità (di garanzia o di regolazione) fosse chiamata a controllare l'effettivo trasferimento, le modalità con cui gli operatori possono formulare le proprie offerte commerciali per servizi di ricarica rendono sostanzialmente molto difficile verificare quanta parte del futuro beneficio economico goduto da un CPO sia effettivamente trasferita nei prezzi applicati ai clienti finali: si veda il seguente Box III.1 per un'illustrazione più dettagliata.

²³ Per approfondimenti in merito all'attuale valore degli OGS, si veda la pagina dedicata sul sito internet di ARERA: <https://www.arera.it/it/elettricità/auc.htm>

Box III.1 – Rischi di inefficacia dell’approccio proposto dalla norma

L’art.57, co.12, della Legge Semplificazione 2020 adotta un approccio di promozione della mobilità elettrica incentrato sul miglioramento della convenienza economica per un cliente finale (automobilista) che intenda compiere il proprio investimento per l’acquisto di un veicolo applicando il criterio razionale del *Total Cost of Ownership* descritto al Capitolo 6 del documento 449/2022. Per ottenere tale risultato, la legge prevede che si intervenga tramite riduzione del costo energetico sostenuto dai CPO che gestiscono punti di ricarica in luoghi accessibili al pubblico.

Nell’attuale situazione dei mercati energetici e del mercato dei servizi di ricarica (descritto nei Capitoli 14 e 10 del documento 449/2022) spinge a ritenere che l’adozione di un tale approccio comporti **forti rischi di inefficacia**, per le seguenti ragioni:

- a) salvo rari casi, il CPO non ha rapporti commerciali diretti con l’automobilista, perché interviene spesso la mediazione di uno o più MSP; il rapporto “B2B” tra CPO e MSP può essere regolato sulla base di condizioni economiche che dipendono da una molteplicità di fattori e, tra l’altro, nulla esclude che il CPO possa praticare prezzi diversi a diversi MSP, ad esempio in funzione del volume di traffico che tale MSP è in grado di attirare alla SdR;
- b) malgrado quanto previsto in futuro dall’art.5 del Regolamento AFIR, al momento i prezzi dei servizi di ricarica non sono soggetti a monitoraggio sistematico, né tanto meno a sorveglianza, da parte di enti dello Stato; in assenza di una tale sorveglianza (e forse anche qualora questa fosse attivata) non sarebbe affatto semplice verificare come CPO e MSP possano tradurre le riduzioni della spesa energetica ottenute tramite le misure ipotizzate dal D.Lgs. 199/21 in riduzioni dei prezzi del servizio di ricarica;
- c) gli MSP sono liberi di offrire il servizio in base a formule di prezzo strutturate in modi molto variabili, ad es.: chi lo offre gratuitamente (perché la propria remunerazione è ottenuta tramite la vendita di un altro servizio a maggiore valore aggiunto, quale potrebbe essere una camera di albergo), chi in abbonamento a prezzo forfettario (e quindi indipendente dall’effettivo volume di energia ricaricata), chi in base al tempo di connessione al PdR, ecc.

È in proposito molto interessante evidenziare quanto rilevato da EAFO tramite la propria reportistica messa a disposizione online²⁴: il costo medio di percorrenza di un veicolo elettrico calcolato in base ai prezzi praticati dagli MSP può risultare sia più alto sia molto più basso di quello calcolato in base al prezzo ad hoc applicato dai CPO. Ad esempio, per l’Italia, a fronte di un costo chilometrico “ad hoc” pari a 9,60 €/100 km, lo stesso costo calcolato in base ai prezzi degli MSP può variare tra 3,82 €/100 km e 12,58 €/100 km²⁵.

²⁴ Cfr. “*Electric vehicle recharging prices*” - <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/consumer-portal/electric-vehicle-recharging-prices>

²⁵ Facendo riferimento al consumo chilometrico tipico di una Fiat 500e.

Considerazioni sulla “materialità” del beneficio

- 7.9 Nella situazione di alta volatilità dei prezzi delle *commodities* e di misure straordinarie adottate dal Governo (quali quelle che nel corso dell’anno 2022 hanno azzerato per tutti i clienti le componenti a copertura degli OGS), è **arduo stimare quali potrebbero essere gli effetti quantitativi di questa misura**, sia in termini di riduzione del prezzo finale della ricarica sia di costo complessivo per il sistema. A tal fine, non avrebbe senso fare riferimento né ai valori delle componenti A_{sos} e A_{rim} vigenti un anno fa (nulli), né a quelli attuali, perché le aliquote sono fortemente variabili in funzione del prezzo all’ingrosso dell’energia elettrica (PUN): in termini indicativi, al crescere dei valori di PUN, le aliquote di A_{sos} si riducono mentre quelle di A_{rim} si alzano (per coprire le agevolazioni per RFI e gli aggiornamenti del bonus sociale²⁶).
- 7.10 In conseguenza di quanto appena affermato, concentrando l’attenzione sulla componente A_{sos} in ragione della sua attuale prevalenza, si può osservare come, al crescere dei valori di PUN, se ne ridurrebbe il valore assoluto (con conseguenze positive sul costo del meccanismo che dovrebbe finanziarne lo sconto), ma ancor più il peso relativo sulle bollette dei CPO, con conseguenze di minore impatto in termini di effettiva efficacia della misura nello stimolare la mobilità elettrica.
- 7.11 Inoltre, anche laddove si potesse ipotizzare la garanzia di trasferimento del beneficio agli utilizzatori finali, occorre comunque considerare l’effettiva incidenza delle componenti amministrate (tariffe per servizi di rete e oneri generali di sistema) sul prezzo finale dell’energia elettrica acquistata da chi gestisce una IdR²⁷. **L’impatto sul prezzo finale per il CPO di interventi di riduzione della sola spesa per Rete e OGS è infatti variabile in relazione alle condizioni generali del mercato all’ingrosso dell’energia.** Nell’ultimo periodo, gli alti livelli dei prezzi dell’energia elettrica all’ingrosso rendono questa componente assolutamente dominante rispetto alle altre che compongono i prezzi di vendita dell’energia elettrica al dettaglio. Ciò implica che **nella fase attuale tali interventi risulterebbero probabilmente poco apprezzati in termini di convenienza** relativa tra veicoli elettrici e veicoli a combustione interna²⁸.

²⁶ Si vedano in proposito la Relazione 16 maggio 2022, 212/2022/I/com (<https://www.arera.it/it/docs/22/212-22.htm>) e la Relazione 31 maggio 2023, 243/2023/I/com (<https://www.arera.it/it/docs/23/243-23.htm>), relativi alla "Rendicontazione dell'utilizzo delle risorse destinate al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale" rispettivamente per gli anni 2021 e 2022.

²⁷ Si rinvia alle Figg. III.5 e III.6 al Capitolo 14 del documento 449.

²⁸ Si rinvia al Box II.1 del documento 449.

8. Agevolazioni alternative, mirate agli utilizzatori della ricarica “pubblica”

8.1 Alla luce dei limiti, illustrati nel capitolo precedente, che si ritiene affliggano le agevolazioni previste dalla norma in esame (consistente nella eventuale riduzione degli OGS applicata ai punti di prelievo a cui sono connesse IdR), si riterrebbe preferibile adottare un approccio alternativo, in cui l’agevolazione è mirata direttamente agli utilizzatori della ricarica in luoghi pubblici accessibili al pubblico. Tramite un meccanismo simile a quello delle “carte carburante” sarebbe possibile **applicare sconti ad automobilisti elettrici selezionati in base a criteri oggettivi di merito di sussidio**: in tal modo si ridurrebbe direttamente la spesa per la ricarica del veicolo, in modo selettivo senza intervenire sulle tariffe applicate ai CPO. Un tale approccio potrebbe essere adottato dal Governo senza coinvolgimento del sistema tariffario e, se destinato solo ai cittadini e non alle imprese, non si dovrebbe configurare come un aiuto di Stato e non avrebbe quindi necessità di approvazione da parte delle istituzioni europee.

8.2 Questo approccio di intervento pubblico alternativo si differenzerebbe dal primo perché andrebbe ad agire sull’ultimo anello della catena del valore (l’automobilista) anziché sul primo, ovvero il CPO. Un tale approccio presenterebbe, dunque, i seguenti rilevanti vantaggi:

- il Governo potrebbe definire tale agevolazione senza fare riferimento alla struttura delle tariffe elettriche, e questo consentirebbe di modularne l’entità e la potenziale influenza positiva sulle decisioni di acquisto dei veicoli elettrici in base a considerazioni di finanza pubblica, o di sinergia con altre politiche pubbliche; inoltre, in tal modo, si potrebbe anche garantire maggiore coordinamento con eventuali misure adottate in merito alla fiscalità dei carburanti;
- sarebbe possibile adottare molti diversi criteri per **delimitare l’insieme dei beneficiari** ed eventualmente anche per graduare nel tempo l’entità dell’agevolazione; viste le finalità della norma, l’ “agevolazione a utilizzatori della ricarica” potrebbe venire riconosciuta, per ipotesi, solamente agli automobilisti che non dispongono della possibilità di ricarica privata (i medesimi per i quali è prevista la possibilità di registrazione sulla Piattaforma Unica Nazionale) e/o potrebbe essere graduato in funzione del livello ISEE del nucleo familiare (come già avviene per alcuni incentivi all’acquisto del veicolo), ecc.; attraverso una tale perimetrazione del gruppo di beneficiari, se ne ridurrebbe il numero e quindi, proporzionalmente, anche l’entità dei fondi pubblici necessari per finanziare la misura;
- essendo centrato sull’automobilista e non sul CPO, risulterebbe applicabile in ugual modo a qualunque tipologia di PdR presso il quale avvenga la ricarica, cioè indipendentemente dal fatto che questo sia alimentato da un POD dedicato, da un POD ordinario o sia *off-grid*, cioè mobile: i gestori di POD di quest’ultima tipologia, infatti, non potrebbero beneficiare di agevolazioni erogate tramite il primo approccio sopra descritto; ne risulterebbe, dunque, un **meccanismo tecnologicamente neutrale e non distorsivo della concorrenza**.

- 8.3 Come già anticipato²⁹, l’Autorità ritiene che l’agevolazione agli utilizzatori finali non dovrebbe essere finanziata tramite una componente degli oneri generali applicati ai clienti del servizio elettrico, dal momento che intercetta un settore (trasporto individuale) completamente diverso dal sistema elettrico. D’altro canto, l’onere che verrebbe indotto sulle casse dello Stato per finanziare un meccanismo di questo tipo potrebbe essere molto contenuto, anche con criteri di selettività abbastanza ampi all’inizio; a titolo esemplificativo, si può stimare che, per ridurre di 10 c€/kWh il costo della ricarica in luoghi accessibili al pubblico per 100.000 BEV (pari a circa la metà dell’attuale parco circolante), sarebbero sufficienti ogni anno circa 5 M€³⁰.
- 8.4 È importante osservare come l’attivazione di un’agevolazione quale quella descritta finora comporterebbe solo benefici indiretti sui CPO: a fronte della riduzione dei costi di ricarica, potrebbe aumentare il numero di automobilisti elettrici e quindi anche il volume di kWh ricaricati, a cui sono legati i ricavi dei CPO. Tuttavia, grazie alla prossima attivazione della Piattaforma Unica Nazionale (vd Appendice 2), il Governo potrebbe eventualmente anche valutare l’introduzione di un ulteriore meccanismo di agevolazione diretta dei CPO, i cui importi potrebbero essere parametrati alle effettive *performance* delle SdR registrate dalla Piattaforma (ad esempio per sostenere maggiormente le SdR meno utilizzate); anche in questo caso, tuttavia, si tratterebbe di uno schema di supporto che prescinderebbe completamente dal ruolo di ARERA.

4. *Si condividono le considerazioni sviluppate in merito alle problematiche che affliggono l’agevolazione descritta nel D.Lgs.199/21? Quali considerazioni si ritiene di poter sviluppare in merito all’approccio alternativo proposto?*

9. Misure tariffarie per la ricarica in luoghi accessibili al pubblico

Opportunità di proroga della tariffa BTVE: analisi e considerazioni

- 9.1 Il quadro regolatorio ora vigente (definito dalla delibera 568/2019/R/eel) prevede che **l’attuale struttura tariffaria BTVE rimanga in vigore fino al 31 dicembre 2023**. Come già illustrato nel precedente Capitolo 3, pur essendo trascorsi più di dieci anni dalla sua introduzione a supporto delle fasi di avvio delle prime colonnine di ricarica per veicoli elettrici installate nel nostro Paese, molti soggetti partecipanti alla prima consultazione ritengono indispensabile un mantenimento della tipologia contrattuale BTVE anche oltre il 2023 poiché, in caso contrario, le voci di spesa legate a “trasporto e gestione del contatore” nonché a “oneri generali di sistema” crescerebbero nettamente e i servizi di ricarica dovrebbero essere venduti a prezzi molto più alti di oggi.

²⁹ Il punto era già stato sollevato da ARERA anche nell’ambito della Memoria 18 febbraio 2020, 41/2020/I/eel (cfr. capitolo 4, <https://www.arera.it/it/docs/20/041-20.htm>)

³⁰ Si assume che, in media, un BEV abbia un fabbisogno energetico annuo complessivo pari a 2 MWh e che, sempre in termini medi, non più del 25% di tale fabbisogno venga soddisfatto in luoghi accessibili al pubblico.

- 9.2 In proposito si ritiene utile stimare l'ordine di grandezza degli aumenti di spesa che deriverebbero ad un CPO che non potesse più beneficiare della tariffa BTVE. Si veda in proposito i dati riportati nella seguente Tabella III.1.

Tabella III.1 – Confronto tra spese tariffarie sostenute da un CPO (espresse in termini annui unitari) in funzione della tipologia contrattuale scelta, della potenza impegnata e del fattore di utilizzo del POD (casi esemplificativi)

| Spese annue unitarie [c€/kWh] | BTVE | BTAU 22 kW FUE = 1,5% | BTAU 22 kW FUE = 6,0% | BTAU 50 kW FUE = 8,0% |
|-------------------------------|---------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Trasporto | 5,983 | 23,68 | 6,69 | 5,18 |
| Oneri generali | 7,233 | 19,17 | 7,60 | 6,57 |
| Totale | 13,216 | 42,85 | 14,29 | 11,74 |

NOTA: la spesa annua unitaria viene calcolata come rapporto tra la spesa annua totale e il volume di kWh prelevati; nel caso della tariffa monomia BTVE, priva di quote fisse e quote potenza, tali valori coincidono con i corrispettivi tariffari e sono dunque indipendenti da potenza impegnata e fattore di utilizzo.

- 9.3 Come approfondito nell'Appendice 2 del documento 449/2022, relativamente ai gettiti delle componenti tariffarie per costi di rete e per OGS, l'effetto redistributivo complessivo, introdotto nel sistema dal fatto che un CPO richiede l'applicazione della struttura tariffaria BTVE in luogo della BTAU (cioè il trasferimento di gettito tariffario da una tipologia di clienti finali a tutte le altre), cresce con il numero di POD dedicati e con la potenza media impegnata da ciascun POD, mentre è inversamente proporzionale al valore del fattore di utilizzo elettrico (FUE) medio.
- 9.4 Per quanto riguarda i FUE delle SdR in luoghi accessibili al pubblico, pur a fronte dell'auspicata importante crescita del numero di veicoli elettrici circolanti in Italia, non è al momento possibile assumere che nei prossimi anni cresceranno in modo consistente (e che, conseguentemente, si ridurrà anche l'ammonto di gettito derivante dalla tariffa BTVE): le molte iniziative pubbliche e private già attivate porteranno, infatti, ad un contestuale rilevante aumento della potenza di ricarica disponibile (in luoghi accessibili o non accessibili al pubblico)³¹. Se, ad esempio, la rete di ricarica in luoghi accessibili al pubblico venisse sviluppata sulla base degli scenari di diffusione dei veicoli necessari per raggiungere gli obiettivi al 2030, ma poi questi ultimi si realizzassero più lentamente del previsto (anche per effetto di fenomeni esogeni, come trend economici di rialzo dei prezzi, quali quelli attuali, e/o un'evoluzione tecnologica più lenta del previsto) oppure si sviluppasse molto anche la ricarica privata, è possibile che nei prossimi anni i FUE delle infrastrutture pubbliche rimangano bassi e, quindi, che i CPO continuino a beneficiare delle attuali "percentuali di sconto" sulle spese tariffarie.³²

³¹ Nello studio presentato in Allegato A al documento 449 RSE ha altresì osservato come esistano di fatto dei limiti naturali alla possibile crescita dei fattori di utilizzo delle IdR pubbliche, legate alla necessità di contenere il livello di probabile insoddisfazione dei clienti per tempi di attesa sempre più lunghi.

³² A titolo puramente esemplificativo, qualora la rete di ricarica accessibile al pubblico di tipo Quick e Fast arrivasse alle dimensioni indicate nel documento 449 (cfr. Tabella II.9 a pag. 37), la BTVE sarebbe applicabile a circa 38.000 POD ciascuno con una potenza media di 63,5 kW. Assumendo le medesime

- 9.5 Alla luce delle considerazioni sviluppate nella Parte II in merito agli strumenti da mettere in campo per garantire uno sviluppo razionale ed efficiente delle reti, è necessario valutare con attenzione se il mantenimento dell'attuale regolazione tariffaria applicabile ai punti di prelievo dedicati esclusivamente alla ricarica di veicoli in luoghi accessibili al pubblico possa essere soddisfacente e rappresenti ancora la scelta migliore, o se viceversa questa scelta non vada progressivamente abbandonata per due principali motivi:
- a) la struttura tariffaria monomia in energia, per quanto applicata solo alla bassa tensione, **non è in grado di trasmettere al CPO alcuno stimolo ad un contenimento dei prelievi di potenza, in particolare in condizioni di picco di carico della rete quando tale stimolo sarebbe cruciale;**
 - b) siccome la BTVE è equivalente alla BTAU a un dato livello, fissato *ex ante*, di FUE, essa **risulta tanto più conveniente quanto più basso è il FUE effettivo;** questo "effetto redistributivo" tra le diverse fasce di potenza disponibile rimarrebbe invariato, a meno di articolare la BTVE in modo diverso da quello attuale³³.
- 9.6 Inoltre, è necessario evidenziare due difetti intrinsecamente associati all'utilizzo di un approccio basato sulla tariffa monomia BTVE:
- questo tipo di approccio può favorire solo i CPO strutturali (cioè quelli che offrono servizi di ricarica basati sulla connessione diretta tra la SdR e la rete elettrica) e non, invece, quelli che offrono servizi di ricarica con metodi alternativi, cioè basati su "battery swap" (sostituzione delle batterie) o su ricarica mobile (cfr. quanto illustrato al punto 10.17 e nell'Appendice 5 del documento 449/2022), malgrado il fatto che anche il Regolamento AFIR, ai fini del raggiungimento degli obiettivi di infrastrutturazione dei paesi membri, equipari espressamente i PdR mobili a quelli strutturali;
 - essendo la BTVE appetibile per un numero relativamente ristretto di POD e per piccoli volumi di energia prelevata, molte imprese di vendita non hanno ritenuto interessante dedicare risorse alla sua promozione e gestione commerciale; di conseguenza, malgrado ciò non sia affatto previsto dalla regolazione, per i CPO di dimensione medio-piccola l'accesso alla BTVE è risultato finora limitato: nel corso degli ultimi anni gli uffici di ARERA hanno ricevuto diverse segnalazioni da parte di piccoli soggetti, interessati ad applicare la BTVE per pochi POD, che non riuscivano a trovare alcun venditore di energia elettrica del mercato libero interessato a formulare un'offerta di fornitura.

aliquote tariffarie del IV trim 2021, l'effetto redistributivo complessivo sarebbe pari a 85 M€ per un valore medio di FUE=1,5% e a 59 M€ per un FUE doppio.

³³ Si veda il Box 2.1 dell'Appendice 2 al documento 449. Si ricorda che attualmente i corrispettivi della tariffa BTVE sono calcolati in modo tale da garantire un pareggio con l'alternativa tariffa BTAU in corrispondenza di un FUE=6,8% (pari a 600 ore/anno).

Opportunità di proroga della tariffa BTVE: proposte

- 9.7 Per i motivi sopra esposti, si ritiene che **la regolazione attualmente vigente per la tipologia contrattuale BTVE possa essere prorogata per uno o due anni (cioè al massimo fino al 31 dicembre 2025)** e sia importante formulare proposte diverse applicabili negli anni successivi e che si auspica possano conseguire gli obiettivi A e B menzionati in precedenza: assicurare uno *“sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche”* e al contempo favorire lo sviluppo della mobilità elettrica rimuovendo per quanto possibile eventuali barriere (nel rispetto dei vincoli indicati).
- 9.8 Le proposte formulate nel seguito nascono nell’ipotesi che, dal 2025 o al più tardi dal 2026, si possa intervenire sulla regolazione tariffaria con misure di natura diversa, che rappresentino un’evoluzione dell’attuale meccanismo BTVE e possano guidare verso un suo superamento completo dal 2028, in modo tale da tenere conto delle problematiche illustrate nella prima parte di questo capitolo. Un’evoluzione dell’attuale meccanismo BTVE, applicabile tra 2025/2026 e 2027, potrebbe allora essere definita seguendo una o più delle seguenti strade:
- 1) **introduzione di requisiti d’accesso alla BTVE** ulteriori rispetto a quelli già attualmente previsti dal TIT³⁴, al fine di promuovere sia una progettazione ottimizzata delle SdR connesse al POD BTVE sia la capacità di offrire servizi di flessibilità alla rete;
 - 2) **modifica della struttura tariffaria**, calcolandone i corrispettivi sulla base di un punto di *break-even* con la BTAU più “realistico” rispetto a quello adottato finora (cioè più basso, pari ad esempio al 2,5%, cioè 219 ore equivalenti all’anno), **eventualmente anche per intervalli di potenza disponibile, e/o differenziandone i corrispettivi in funzione della fascia oraria**, al fine di favorire maggiormente le ricariche notturne;
 - 3) **introduzione di un limite alle possibilità di “rinuncia”** alla tariffa BTVE per tornare alla tariffa BTAU in modo tale che, una volta superato il punto di *break-even*, il CPO continui a utilizzare la BTVE, contribuendo in tal modo a “rimborsare” il vantaggio dovuto ai minori costi di cui ha potuto godere nei primi anni di attivazione del POD.
- 9.9 La terza strada ipotizzata al punto precedente (limite alla possibilità di rinuncia), per quanto teoricamente valida, può risultare efficace solo laddove ci siano buone probabilità che i FUE delle SdR superino il valore di pareggio tra BTAU e BTVE; stanti le già menzionate limitazioni relative ai valori massimi di FUE che ci si può attendere in attuazione degli obiettivi fissati da AFIR, sarebbe allora necessario ridefinire i corrispettivi della BTVE in modo simile a quanto proposto al secondo punto elenco del precedente alinea; oltre a ciò, un meccanismo di questo genere rischia di presentare problematiche di applicabilità pratica perché, al fine di trattare correttamente un numero molto limitato di POD, sarebbe in ogni caso necessario introdurre nei sistemi informativi nuove procedure atte a gestire in modo adeguato switch di venditore, voltare, subentri, chiusure e riattivazioni.

³⁴ Cioè il fatto che i prelievi dal POD BTVE sono dedicati alla sola ricarica dei veicoli elettrici.

9.10 Alla luce di quanto sopra, nel box seguente viene illustrata una proposta di revisione della tipologia contrattuale BTVE potenzialmente attuabile dal 2025 o 2026 e basata su una combinazione dei primi due punti sopra descritti: introduzione di requisiti d'accesso più stringenti e ridefinizione dei criteri di fissazione dei corrispettivi, tramite un'articolazione in fasce orarie. Si ritiene che una soluzione di questo tipo, pur non comportando di per sé una riduzione dell'effetto redistributivo di gettito menzionato nei capitoli precedenti, potrebbe in ogni caso garantire una migliore aderenza delle tariffe ai costi del servizio, stimolando sia un potenziale contenimento degli impegni di potenza sia una preferenza per prelievi concentrati nelle fasce orarie caratterizzate da minori congestioni di rete e in tal modo stimolando comportamenti di ricarica più compatibili con le reti. Si tratta in ogni caso di un intervento delicato, da studiare con attenzione per valutare in anticipo e quindi evitare possibili distorsioni derivanti da un'errata definizione delle fasce orarie.³⁵

PROPOSTA RPubb-1) - BTVE bioraria (o trioraria) condizionata a un indice di efficienza

L'implementazione di una tale proposta richiederebbe di:

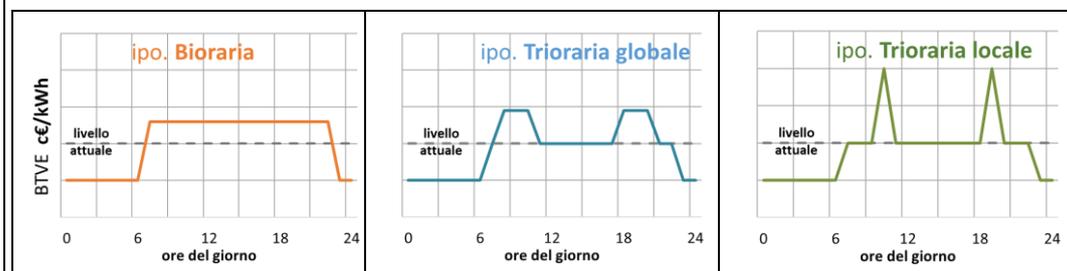
- a) modificare l'art. 2, comma 2, lettera c) del TIT (BTVE) per modificare la definizione di questa tipologia contrattuale in modo tale da subordinarne l'accessibilità al rispetto di requisiti minimi legati all'efficienza nell'utilizzo delle reti elettriche (valutabile, ad esempio, tramite il rispetto di una soglia minima del valore del coefficiente *ECF*, di cui al successivo Capitolo 10) o in grado di fornire gli stessi servizi previsti dall'Allegato X alla norma CEI 0-21;
- b) mantenere invariato il comma 2.5 del TIT, in modo tale da consentire al titolare del POD di chiedere in ogni momento il ritorno all'applicazione della tariffa BTAU;
- c) ridefinire i corrispettivi monomi in energia associati a questa tipologia contrattuale, in modo tale da differenziarli in funzione della fascia oraria. .

La differenziazione in fasce orarie di cui alla lettera c) potrebbe basarsi sul principio generale secondo cui nelle ore notturne/festive (in prima approssimazione corrispondenti all'attuale fascia F3) vengono adottati i medesimi corrispettivi già definiti per l'illuminazione pubblica (la tariffa BTIP è oggi tipicamente pari alla metà della BTVE). La definizione dei corrispettivi applicabili nelle altre fasce orarie potrebbe avvenire alternativamente in tre modi:

³⁵ Ad esempio, la fascia F3 copre non solo le ore notturne ma anche alcune ore critiche preserali nel corso dei fine settimana.

- i. struttura BTVE bioraria - nelle fasce orarie diverse dalla F3 viene applicato un corrispettivo più alto (circa +30-40%) di quello calcolato con i criteri attuali, al fine di garantire una sostanziale invarianza di gettito³⁶;
- ii. struttura BTVE trioraria nazionale - nelle fasce orarie diverse dalla F3 notturna (“ore di basso carico”) vengono distinte “ore di alto carico” (es. una selezione dell’attuale F1+F2 o altro raggruppamento di ore applicabile su tutto il territorio nazionale), nelle quali viene applicato un corrispettivo più alto del 40-50% rispetto a quello calcolato con i criteri attuali, che continuerebbe ad essere applicato nelle ore restanti (“ore di medio carico”);
- iii. struttura BTVE trioraria locale - nelle fasce orarie diverse dalla F3 ogni impresa di distribuzione definisce “ore di picco” per il proprio ambito territoriale (per un numero di ore non superiori al 10% del totale settimanale), nelle quali verrebbe applicato un corrispettivo doppio rispetto a quello calcolato con i criteri attuali, che continuerebbe ad essere applicato nelle fasce orarie restanti.

A fronte di strutture di corrispettivi quali quelle appena ipotizzate e illustrate nelle figure seguenti, CPO ed MSP potrebbero a questo punto essere indotti ad offrire prezzi di ricarica differenziati per ricarica diurna o notturna³⁷; un tale approccio potrebbe risultare particolarmente appetibile per le aree cittadine sprovviste di posti auto per ricariche private dove, come suggerito da alcuni rispondenti alla consultazione, è più probabile il ricorso a “ricariche di quartiere”.



5. *Quali considerazioni si ritiene di poter formulare in merito alla tariffa BTVE e ad un suo mantenimento invariato fino al 31 dicembre 2024 o 2025? Quali eventuali ulteriori proposte si ritiene di poter formulare per superare le difficoltà e i limiti evidenziati finora in merito all’applicazione di questa struttura tariffaria?*

6. *Si condivide la proposta RPubb-1 per l’introduzione, dal 2025 o dal 2026, di una “nuova” BTVE multioraria e subordinata a requisiti tecnici di controllabilità da*

³⁶ Si ricordano alcuni dati illustrati nell’Appendice 3 al documento 449/2022: il 30-40% dei prelievi di energia registrati tra 2018 e 2021 nei POD BTVE (soprattutto in quelli con potenze non superiori a 80 kW) era concentrato in fascia oraria F3. Per effetto dell’introduzione di una tariffazione bioraria quale quella proposta, i prelievi in fascia F3 tenderebbero senz’altro ad aumentare.

³⁷ Una parte del mercato sta già andando in questa direzione: anche un importante operatore della ricarica in luoghi accessibili al pubblico ha recentemente introdotto una differenziazione dei prezzi in base all’orario in cui avviene la ricarica.

remoto o di efficienza nell'utilizzo finale della potenza di connessione? Se no, per quali motivi?

7. *Quale tra le tre articolazioni in fasce orarie dei corrispettivi monomi BTVE si ritiene preferibile, in termini sia dell'efficacia del segnale economico sia della gestione operativa?*

8. *Nella definizione di una tariffa di tipo Time-of-Use, quali ulteriori elementi si ritiene vadano considerati per meglio trasferire all'utente un segnale di efficienza nell'utilizzo della rete?*

Eventuale estensione anche alle connessioni in media tensione

9.11 L'introduzione di una tariffa monomia anche alle utenze di ricarica in media tensione è stata oggetto di analisi e di osservazioni (si veda la segnalazione T7 illustrata a pag. 64 del documento 449/2022); anche alla luce di quanto già sopra esposto per l'applicazione della tariffa BTVE ai POD connessi alle reti BT, diversi sono i motivi per i quali non si ritiene opportuno proporre l'introduzione di una tariffa speciale per i punti di prelievo in MT dedicati alla sola ricarica dei veicoli elettrici:

- a) al momento non si dispone di elementi quantitativi relativi ai fattori di utilizzo di queste infrastrutture, ma nulla induce a ritenere che possano risultare più alti di quelli registrati nelle infrastrutture in BT ad alta potenza (cfr. Appendice 3 del documento 449/2022), anche in considerazione del ridotto numero di veicoli che al momento sono in grado di ricaricare ad alta potenza;
- b) qualunque sia il criterio adottato per la definizione del corrispettivo monomio in energia, maggiore è la potenza impegnata da un POD maggiore è la riduzione di gettito che viene generata dall'utilizzo di una tariffa monomia rispetto ad una trinomina; le potenze in gioco per una connessione MT sono indubbiamente alte e, quindi, rilevanti sarebbero i volumi di gettito tariffari da redistribuire verso altre tipologie di utenza;
- c) nel documento 449 (cfr. Capitolo 10 e Appendice 5) sono state illustrate diverse strategie da poter sfruttare per abbassare le spese tariffarie legate alla realizzazione di una IdR *ultra-fast*.

9.12 L'introduzione degli obiettivi AFIR specifici per l'installazione di stazioni di ricarica ad alta potenza sul reticolo TEN-T, dedicate espressamente ai veicoli pesanti, porterà quasi certamente ad una progressiva diffusione di POD connessi in MT e caratterizzati da FUE estremamente bassi, considerato l'esiguo numero di mezzi pesanti elettrici attualmente circolanti o previsti circolare nel breve-medio periodo. Per situazioni di questo tipo, caratterizzate da indici di remunerazione dell'investimento ancora più critici di quelli delle situazioni considerate al punto precedente per la ricarica ultra-veloce di veicoli leggeri, si ritiene che il ricorso ad eventuali agevolazioni di tipo tariffario non sia opportuno e che sia senz'altro preferibile che lo Stato valuti l'eventuale introduzione di

incentivi diretti, riconosciuti anche a fronte degli effettivi dati di utilizzo delle SdR registrati nella Piattaforma Unica Nazionale.

9. *Quali considerazioni si ritiene di poter formulare in merito alle condizioni tariffarie applicabili alle stazioni di ricarica collegate a POD connessi in MT?*

10. **Uso efficiente della potenza di connessione richiesta per un'infrastruttura di ricarica**

10.1 Con le finalità esposte nei paragrafi precedenti, si ritiene utile formalizzare la definizione di un coefficiente denominato “*Efficient Charging Factor*” (o *ECF*), che possa aiutare a qualificare l’impatto di una IdR in termini di impegno di potenza e possa fungere da “indice di merito” per l’accesso a strutture tariffarie o a condizioni di connessione particolari, quali alcune di quelle proposte nel seguito del presente documento.

10.2 Per qualunque IdR può essere calcolato il seguente coefficiente:

$$ECF = 1 - \Delta P_{disp} / P_{output} \quad (1)$$

dove:

ΔP_{disp} è la variazione della potenza disponibile alla connessione richiesta a seguito dell’installazione della/e IdR; (per valori di potenza impegnata non superiori a 15 kW, la potenza disponibile è calcolata come $P_{disp} = 1,1 * P_{imp}$);

P_{output} è la somma delle potenze nominali di ricarica di tutti i PdR inclusi nella/e IdR connessa/e al POD.

10.3 Dalla definizione riportata al punto precedente si desume che il valore del coefficiente *ECF* può essere calcolato per qualunque POD (ordinario o dedicato) a cui sia sottesa una o più IdR, sulla base di soli dati nominali o contrattuali; tale valore può dunque essere valutato a priori e non è influenzato dagli effettivi prelievi di energia e potenza. Il dato relativo alla potenza disponibile è, salvo casi particolari, riportato nel contratto di fornitura di energia elettrica sottoscritto dal cliente, mentre il dato relativo alla potenza nominale di ricarica della/e IdR sottesa/e al POD può essere valutato sulla base delle “potenze di targa” dei dispositivi di ricarica; a tale proposito, si ritiene che tale dato dovrebbe essere sempre rintracciabile nella documentazione relativa ad acquisto e installazione del dispositivo; inoltre, nel caso delle IdR in luoghi accessibili al pubblico, tale dato dovrebbe risultare disponibile anche all’interno della Piattaforma Unica Nazionale³⁸, la cui funzione di supporto viene espressamente menzionata dal comma 45.3 del D.Lgs.199/21.

³⁸ Lo sviluppo della Piattaforma Unica Nazionale (PUN) ha l’obiettivo di garantire, in tutto il territorio nazionale, uniformità e omogeneità delle informazioni relative alle infrastrutture per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica e che saranno definite a seguito dello sviluppo della stessa piattaforma,

10.4 Il seguente Box III.2 illustra alcuni esempi di applicazione pratica della formulazione sopra descritta. Si può facilmente comprendere come il valore di ECF risulti un indicatore utile per valutare quali soluzioni impiantistiche siano più “efficienti” di altre, in termini di impegno della potenza richiesta alla connessione, a parità di servizio utile reso agli utilizzatori del servizio di ricarica: nei casi con $ECF=100\%$ il servizio di ricarica viene erogato senza alcun incremento di P_{disp} e quindi con impatto minimo sulla rete elettrica, mentre nei casi con $ECF=0\%$ l’incremento di potenza richiesta alla rete è del tutto equivalente alla potenza di ricarica complessivamente offerta ai veicoli elettrici. Il calcolo del valore di ECF poggerebbe su:

- un dato di ΔP_{disp} facilmente disponibile (per POD dedicati si tratterebbe della potenza disponibile alla connessione, mentre per POD ordinari si potrebbe valutare come l’incremento di potenza disponibile registrato nel corso degli ultimi dodici mesi);
- un dato di P_{output} certificato dall’installatore e a regime, per le IdR accessibili al pubblico, contenuto nei registri della PUN.

BOX III.2 - Esempi di applicazione pratica del fattore ECF

Nel caso di 4 PdR da 22 kW connessi ad un POD dedicato:

- a) se la potenza disponibile alla connessione è pari a 88 kW, $\Delta P_{disp}=88$ e $ECF=0\%$;
- b) se la potenza disponibile alla connessione è pari a soli 44 kW, grazie all’adozione di tecniche di *power sharing*³⁹ (solo due veicoli possono essere ricaricati contemporaneamente a piena potenza mentre, nei momenti di ricarica contemporanea di 4 veicoli, la potenza di ciascuno viene dimezzata), $\Delta P_{disp}=44$ e $ECF=50\%$.

- 1) Nel caso di 7 PdR da 22 kW connessi ad un POD dedicato con 22 kW di potenza disponibile alla connessione, $\Delta P_{disp}=22$ e $ECF=86\%$.
- 2) Nel caso di un POD ordinario da 200 kW (ad es. di un hotel) per il quale viene richiesto un aumento di potenza disponibile a 220 kW, al fine di poter alimentare due nuovi PdR da 22 kW, sfruttando in parte anche i margini di potenza finora non utilizzati, $\Delta P_{disp}=20$ e $ECF=55\%$ ($=1 - 20/44$).
- 3) Nel caso di 6 PdR da 350 kW connessi ad un POD dedicato da 1,2 MW, $ECF=43\%$ ($=1 - 1,2/2,1$).
- 4) Nel caso di un POD da 50 kW dedicato esclusivamente ad alimentare un PdR da 150 kW, grazie all’utilizzo di un dispositivo di ricarica dotato di sistema di accumulo (ed eventualmente impianto di generazione FER) in grado di erogare i 100 kW rimanenti, $\Delta P_{disp}=50$ e $ECF=66\%$ ($=1 - 50/150$).
- 5) Nel caso di un punto di ricarica mobile, alimentato esclusivamente da un sistema di accumulo in grado di erogare tutta la potenza richiesta dal veicolo $\Delta P_{disp}=0$ e $ECF=100\%$.

prevista dal decreto ministeriale di attuazione dell’articolo 4, comma 7-bis, del decreto-legge del 18 aprile 2019, n. 32, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 giugno 2019, n. 55.

³⁹ Si tratta di soluzioni impiantistiche già ampiamente diffuse per IdR in luoghi accessibili o non accessibili al pubblico (come mostrato anche da alcuni risultati della ricognizione illustrata nel Box II.2 a pag. 27 del primo documento), perché si tiene conto del fatto che non tutti i modelli di veicoli sono effettivamente in grado di ricaricare alla potenza nominale del PdR e che, maggiore è la potenza del PdR, minore è la durata della sosta e quindi la probabilità di utilizzo contemporaneo di tutti i PdR collegati al medesimo POD.

- 10.5 Come evidenziato dagli esempi del Box III.2, l'applicazione di questo tipo di indice risulta particolarmente efficace nell'ambito della ricarica in luoghi accessibili al pubblico, perché consente di valutare l'efficienza nell'impiego della potenza disponibile alla connessione in modo del tutto indipendente dal valore della potenza erogata al veicolo (funziona bene, cioè, qualunque sia la P_{output} del PdR). In coerenza con quanto illustrato al precedente Capitolo 5, tra i criteri utili per valutare l'impatto sulla rete di un'installazione, si ritiene dovrebbe rientrare anche la capacità di reagire – automaticamente o sulla base di segnali trasmessi da un soggetto esterno – a situazioni di emergenza e/o per contribuire alla stabilità ed efficienza del sistema elettrico. A tal fine, possono risultare utili sia l'adozione di interfacce per la protezione da eventi di sotto-frequenza (indispensabile soprattutto per carichi con potenze nominali rilevanti, quali molte SdR o infrastrutture di *cold ironing*) sia le funzionalità *smart* offerte ormai da un numero sempre maggiore di dispositivi di ricarica e, in un prossimo futuro, anche da pompe di calore (le c.d. “*smart heat pumps*” menzionate anche nell'Allegato B al documento 449/2022).

10. *Si condivide la proposta di introdurre coefficienti che permettano di valutare l'impatto sulla rete di una stazione di ricarica in luoghi accessibili al pubblico in funzione del rapporto tra la potenza erogabile ai veicoli e la potenza richiesta alla rete? Si ritiene che queste formulazioni possano essere migliorate o che se ne possano proporre di alternative?*

11. *Quali valutazioni si ritiene utile formulare in merito alle ulteriori considerazioni esposte in merito all'impatto sulla rete di una installazione?*

12. *Si ritiene che, a fini di ricerca e di messa a punto di nuove strategie di controllo e aggregazione dei carichi, potrebbe essere utile disporre di dati relativi al profilo temporale di prelievo (oraria o quattorario) di un campione di POD BTVE? Quali tipi di informazioni si ritiene potrebbero venire estratte elaborando una tale base dati?*

11. **Luoghi non accessibili al pubblico: sperimentazioni**

- 11.1 Nel corso degli ultimi tre anni l'iniziativa più rilevante promossa da ARERA in favore della ricarica in luoghi non accessibili al pubblico è stata la sperimentazione avviata con delibera 541/2020/R/eel, di cui si rende conto nel seguito. In base a quanto emerso in quella sede (si veda il successivo Box III.3) e degli ulteriori elementi raccolti anche in risposta al primo documento di consultazione, il presente capitolo viene dedicato ad analizzare tale esperienza e a formulare ipotesi per l'eventuale continuazione.

Box III.3 – Esiti della sperimentazione 541/2020

Sulla base dei dati e delle informazioni rese note dalla società GSE S.p.a, incaricata della gestione operativa della sperimentazione avviata con deliberazione 541/2020/R/eel per favorire la ricarica privata in orari notturni e festivi (applicabile ai clienti BT con potenze impegnate non superiori a 4,5 kW):

- a) moltissimi costruttori di dispositivi per la ricarica di veicoli elettrici hanno dimostrato interesse, registrando i propri prodotti nel catalogo dei dispositivi “smart” messo a disposizione online sul sito del GSE, che è arrivato a censire alcune centinaia di modelli;
- b) la spesa aggiuntiva legata ai requisiti smart risulta molto modesta, poiché il costo medio rilevato dal GSE per l’installazione di questo tipo di dispositivi risulta del tutto confrontabile con quello tipicamente necessario per l’installazione di un dispositivo non smart;
- c) malgrado quest’ampia scelta di dispositivi smart sul mercato, meno di 2.000 automobilisti elettrici hanno formulato richiesta di adesione a tale sperimentazione, nel corso dei 24 mesi intercorsi tra il 2 maggio 2021 e il 30 aprile 2023 (ultime data utile per l’adesione); si tratta di un numero inferiore allo 0,5% del numero di veicoli elettrici (BEV o PHEV) circolanti a inizio 2023.

Tra le ragioni alla base di una tale ridotta adesione alla sperimentazione si possono menzionare almeno le seguenti:

- non era ancora sufficientemente diffusa la convinzione che installare una wallbox sia un elemento importante per garantire una ricarica del proprio veicolo sicura, potente ed efficiente (anche al fine di ridurre il rischio di distacchi a seguito di interventi del limitatore di potenza);
- in alcuni casi una *wallbox* era già stata installata al momento dell’acquisto del veicolo elettrico e, quindi, la sostituzione con un modello smart sarebbe risultato troppo onerosa;
- una parte delle richieste è stata rigettata per la difficoltà, dichiarata da diversi clienti, di disporre della dichiarazione di conformità dell’impianto elettrico, rilasciata da un installatore professionale a seguito del collaudo del dispositivo;
- sarebbe stato forse necessario investire maggiormente in comunicazione, per garantire che l’esistenza di tale sperimentazione fosse nota sia ad un più ampio numero di potenziali clienti sia ad alcuni operatori di settore che avrebbero potuto a loro volta stimolare il ricorso a tale opportunità (es. artigiani installatori, concessionari di case automobilistiche, etc);

A fronte del numero esiguo di aderenti, non si è neanche a conoscenza di alcuna iniziativa assunta (ad es. da imprese di vendita o da aggregatori) per valorizzare le funzionalità smart che caratterizzano i dispositivi di ricarica installati da tali clienti (cfr. comma 4.1 della delibera 541/2020/R/eel). In proposito non ha senz’altro giovato il fatto che, in attesa di una standardizzazione dei protocolli di comunicazione, le *wallbox* smart installate usassero protocolli non omogenei tra loro e quindi non facilmente aggregabili. Su questo fronte ci si attende la situazione potrebbe migliorare nel corso dei prossimi mesi grazie al progressivo sviluppo di nuovi dispositivi di ricarica che implementino quanto definito dall’Allegato X alla norma CEI 0-21.

Infine, non si può fare a meno di rilevare anche alcune criticità procedurali riscontrate nel corso dei due anni di funzionamento della sperimentazione, legate ad una gestione non ottimale delle fasi di verifica, approvazione e aggiornamento dei dati raccolti sul SII in carico alle imprese di distribuzione; le statistiche elaborate da GSE mostrano, per alcune imprese distributrici:

- tempi di risposta superiori a quelli massimi previsti dalla delibera;
- insufficiente formazione del personale addetto alla customer care;
- inspiegabile impossibilità di completare l’attivazione di alcune richieste approvate;
- attivazione solo formale, cioè senza effettivo aumento della potenza disponibile al contatore;
- disattivazione della sperimentazione a seguito di *switch* di impresa di vendita.

Tutto quanto descritto al punto precedente, in alcuni casi probabilmente legato al carattere sperimentale dell’iniziativa e alla conseguente mancata automazione dei processi, ha provocato la necessità per il GSE e per gli uffici di ARERA di dedicare molto più tempo del previsto a svolgere attività di monitoraggio delle richieste, assistenza ai clienti e gestione delle pratiche problematiche, con conseguente aumento dei costi amministrativi e gestionali.

- 11.2 A corredo di quanto già rilevato in merito alle criticità riscontrate con la sperimentazione 541/2020, si ritiene utile compiere una rapida **fotografia relativa ad alcuni aspetti di mercato** che possono avere un impatto rilevante sul prosieguo di iniziative analoghe:
- a) a fronte di un parco di VE circolanti (BEV+PHEV) attualmente stimabile in circa 450.000 e con tassi di crescita piuttosto contenuti, secondo dati forniti da ENEA in merito agli interventi incentivati negli ultimi anni grazie alle detrazioni fiscali del 110%, sarebbero già quasi 400.000 le *wallbox* installate nelle abitazioni italiane solo nell'ambito di tali meccanismi, che non imponevano alcun requisito relativo alle funzionalità *smart* dei dispositivi di ricarica;
 - b) i decreti direttoriali recentemente pubblicati dal MIMIT per l'attivazione dei percorsi di incentivazione delle *wallbox* domestiche⁴⁰ potranno agevolare l'installazione di circa ulteriori 50.000 dispositivi di ricarica, ma non impongono alcun requisito tecnico relativo alle funzionalità *smart* dei dispositivi di ricarica;
 - c) non sono attualmente ancora disponibili sul mercato dispositivi di ricarica in grado di implementare le funzionalità *smart* di tipo V1G definite dall'Allegato X alla CEI 0-21.
- 11.3 Alla luce di quanto sopra, si ritiene di formulare la proposta LPriv-1 illustrata di seguito che mantiene attiva questa iniziativa, dando modo e tempo a tutti gli attori della filiera di conoscerla e promuoverla, nonché ai costruttori di adeguare i propri prodotti alla nuova norma tecnica. Si esplorerà anche la possibilità di utilizzare su punti a maggiore potenza la funzionalità di modulazione multioraria della potenza disponibile, sperimentata finora solo su punti a piccola potenza (fino a 4,5 kW).

PROPOSTA LPriv-1) Riattivare e estendere sperimentazione 541/2020

- **riattivare nel corso del 2024** la possibilità, per i clienti con potenza impegnata fino a 4,5 kW, di aderire alla sperimentazione a cui attualmente non vengono più accettate nuove adesioni;
- mantenere attivi, per i clienti già attivati alla sperimentazione 541/2020, gli effetti pratici in termini di disponibilità di potenza (cioè l'applicazione dei cosiddetti "criteri sperimentali di gestione dei misuratori elettronici") **fino al 31/12/2024** (tramite opportuna modifica dell'art. 2, comma 4, della delibera 541/2020/R/eel⁴¹);
- **monitorare nel corso del 2024 l'evoluzione** dei mercati e delle tecnologie, al fine di valutare l'eventuale ulteriore estensione della sperimentazione all'anno successivo (dal 1/1/2025), sulla base di requisiti tecnici aggiornati, da definirsi entro

⁴⁰ Previsti dal DPCM 4 agosto 2022 ("Modifiche al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 6 aprile 2022 – Riconoscimento degli incentivi per l'acquisto di veicoli non inquinanti"), pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 4 ottobre 2022, serie generale, n. 232.

⁴¹ "2.4 L'applicazione dei criteri sperimentali ai dispositivi limitatori di potenza attivi presso i clienti aderenti alla sperimentazione decorre dal 1 luglio 2021 e, fatte salve eventuali estensioni temporali che l'Autorità si riserva di introdurre con successivo provvedimento, rimane attiva fino al 31 dicembre 2023."

il 30 giugno 2024 e tra i quali includere l'obbligo di installazione di *wallbox* conformi all'Allegato X della norma CEI 0-21;

- **valutare la realizzabilità di un'eventuale nuova sperimentazione** che potrebbe riguardare punti a maggiore potenza come proposto nel successivo Box III.4.

11.4 È importante osservare che sarebbe particolarmente favorevole per l'avvio di un'eventuale nuova sperimentazione (o per l'adozione strutturale di criteri di gestione dei misuratori elettronici che offrano una maggiore disponibilità di potenza in certe fasce orarie) l'ampia disponibilità sul mercato di dispositivi aggiuntivi (*add-on* o *dongle*) applicabili a *wallbox* esistenti al fine di dotarle delle funzionalità *smart* previste dall'Allegato X; questo consentirebbe, infatti, di trasformare in *smart* il parco di dispositivi di ricarica già installati senza richiederne una sostituzione. In proposito, nell'ambito di quanto richiesto dal DM V-to-G, gli uffici di ARERA hanno richiesto al Politecnico di Milano di stimare i costi legati alla produzione di un tale dispositivo, al fine di poter procedere a definire contributi forfettari in grado di agevolare la copertura dei costi associati ad una loro installazione su larga scala.

Box III.4 - Ipotesi di sperimentazione per “soggetti privati collettivi”: estensione dell'ambito di applicazione della sperimentazione 541/2020/R/eel anche a condomini, sedi aziendali e autorimesse con potenza impegnata non superiore a 15 kW

Anche per POD BTAU intestati a condomini o ad autorimesse, si potrebbe immaginare di introdurre criteri di gestione dei contatori elettronici simili a quelli adottati dalla sperimentazione 541, rendendo disponibile in fascia oraria F3 una potenza massima di 16,5 kW per POD che abbiano impegnati tra 10 e 12 kW (e quindi fino a 13,2 kW di disponibile).

La fissazione dei valori di potenza limite 10 kW e 16,5 kW discende dalla constatazione che il primo valore rappresenta la soglia oltre la quale l'impresa distributrice realizza connessioni trifase, mentre il secondo valore rappresenta il limite oltre il quale si rientra nella tipologia contrattuale BTA6, per la quale l'impegno di potenza non è fissato contrattualmente ma valutato mese per mese in funzione del prelievo massimo registrato in ogni quarto d'ora del mese. La possibilità di effettiva attivazione dei criteri sperimentali di gestione dei misuratori dovrebbe essere verificata caso per caso dal distributore locale, con sopralluogo in sito e preventivo, secondo le usuali regole per le richieste commerciali dei lavori semplici o complessi, diversamente da quanto avvenuto nella sperimentazione 541/2020 per le potenze fino a 6 kW.

Un tale ampliamento del perimetro applicativo della sperimentazione 541/2020 potrebbe risultare favorito anche dalla progressiva entrata a regime del meccanismo di incentivi introdotto con il DM 25 agosto 2021 a supporto dell'installazione di IdR *smart* (definite sulla base dei medesimi requisiti indicati all'art. 4 della delibera 541/2020/R/eel) da parte di aziende e professionisti.

13. *Quali considerazioni si ritiene di poter formulare in merito a quanto avvenuto nell'ambito della sperimentazione 541/2020/R/eel? Sulla base dell'esperienza maturata, quali azioni di supporto si ritiene potrebbero essere eventualmente attivate per aumentare il numero di future adesioni?*
14. *Si condividono le proposte formulate in merito all'attività da svolgere nel corso del 2024? Quali ipotesi si ritiene di poter formulare in merito alle caratteristiche di una eventuale nuova sperimentazione da attivare nel 2025?*
15. *Si ritiene che, a fini di ricerca e di messa a punto di nuove strategie di controllo e aggregazione dei carichi, potrebbe essere utile disporre di dati relativi al profilo temporale di prelievo (oraria o quartorario) di un campione di clienti che hanno aderito alla sperimentazione 541/20? Quali tipi di informazioni si ritiene potrebbero venire estratte elaborando una tale base dati?*

12. Luoghi non accessibili al pubblico: ricarica e altre applicazioni

- 12.1 Al netto degli approcci sperimentali trattati finora, rispetto alla ricarica in luoghi accessibili al pubblico, l'ambito della ricarica in luoghi "privati" offre molte **più opportunità di interazione e integrazione** tra queste applicazioni legate strettamente alla mobilità e altri tipi di utilizzi del vettore elettrico sia sul fronte della generazione locale per autoconsumo sia su quello per altri usi finali, tra cui quelli per riscaldamento/climatizzazione, accumulo, ecc. Inoltre, come più volte osservato in precedenza, la condivisione di un medesimo POD per una molteplicità di utilizzi finali consente di aumentare il volume di energia prelevata dal medesimo punto di connessione alla rete e, quindi, di minimizzare l'impatto sui costi medi sia dei contributi di connessione sia delle quote fisse tariffarie.
- 12.2 Per quanto possibile, si riterrebbe dunque preferibile formulare in questa sede proposte di aggiornamento della regolazione tariffaria che adottino **approcci il più possibile "tecnologicamente neutrali" o "trasversali"**, cioè non applicabili unicamente alla ricarica dei veicoli ma, più in generale, ad una molteplicità di applicazioni che siano caratterizzate da un potenziale di flessibilità dei carichi (in termini di *peak-shaving*, *time-shifting*, ecc.). In proposito, è tuttavia importante ricordare quanto illustrato nell'introduzione alla presente Parte III (cfr. Capitolo 6), da cui discendono inevitabili limitazioni ad un'adozione estensiva di tale approccio nel corso del periodo regolatorio 2024-2027; ad esempio, al momento la penetrazione degli *smart meter 2G*, benchè molto avanzata, non è ancora completa e non sono ancora disponibili dispositivi standard in grado di monitorare e controllare da remoto qualunque tipologia di carico elettrico: da questo punto di vista le tecnologie per la mobilità elettrica risultano più avanti di molte altre.
- 12.3 Alla luce delle considerazioni appena sviluppate, viene di seguito presentata una prima proposta di modifica della regolazione tariffaria (**LPriv-2**) applicabile ai POD con potenza medio-alta (cioè con potenza disponibile maggiore di 16m5 kW). La formulazione di una tale proposta discende altresì dalla constatazione che l'attuale sviluppo della tecnologia e della normativa tecnica risulta ancora insufficiente per consentire l'introduzione di soluzioni più flessibili basate, ad esempio, su **contratti di fornitura di tipo "non firm"**, cioè nei quali non tutta la potenza richiesta dal cliente può essere ritenuta sempre disponibile: a fronte di una riduzione dei corrispettivi tariffari, il cliente dovrebbe accettare la possibilità di essere depotenziato qualora si verificassero particolari condizioni di rete o situazioni di emergenza⁴². Per ogni POD si tratterebbe in ogni caso di misure mutuamente esclusive (non complementari) alla possibilità di offrire servizi ancillari sugli appositi mercati.

⁴² Formule tariffarie di questo tipo sono allo studio o in corso di sperimentazione in alcuni paesi europei.

PROPOSTA LPriv-2) - Tariffe biorarie in potenza

Perimetro di applicabilità. Per le utenze di taglia medio-grande connesse in bassa e media tensione (cioè quelle con potenza disponibile maggiore di 16,5 kW e ricadenti nelle tipologie contrattuali BTA6, MTA1, MTA2, MTA3), come noto⁴³, il valore di potenza rilevante ai fini della fatturazione non è fissato contrattualmente ma viene determinato in base al massimo prelievo registrato in ciascun quarto d'ora del mese.

Meccanismo. Al fine di favorire un progressivo spostamento dei picchi di prelievo verso i raggruppamenti di ore nelle quali le reti sono tipicamente meno impegnate, si può ipotizzare di introdurre un nuovo criterio di fatturazione in base al quale i picchi di prelievo registrati in fascia F3 vengano esclusi dai calcoli per la fatturazione; ciò equivale di fatto ad adottare una struttura tariffaria di tipo “*time-of-use power-based*”, in cui il corrispettivo di potenza viene differenziato in base alle fasce orarie e posto pari a 0 in fascia F3⁴⁴.

Rispetto ad una struttura tariffaria di tipo “*energy time-of-use*” (in cui, cioè, sono i corrispettivi in c€/kWh a venire differenziati temporalmente), questa struttura presenta il vantaggio di non interferire in modo diretto con la differenziazione dei prezzi in fasce orarie eventualmente praticata dall'impresa di vendita.

Tipologia di clientela ammissibile. Con l'intento di rispettare il principio della neutralità tecnologica, il criterio di fatturazione appena descritto potrebbe venire applicato a qualunque tipologia di cliente, senza necessità di una sua “pre-qualifica” in funzione della tipologia di utilizzo.

Ciononostante, nell'ambito di precedenti consultazioni, alcuni distributori hanno osservato come l'introduzione di un meccanismo tariffario che tenda a favorire i prelievi in fascia F3 potrebbe risultare critica soprattutto in alcuni ambiti, tipicamente urbani, in cui già oggi le fasce orarie notturne/festiva sono comunque critiche, almeno in alcuni periodi dell'anno.

In tal senso, potrebbe allora avere senso prevedere, almeno in una prima fase, l'applicabilità di questo tipo di struttura tariffaria solamente ai POD per i quali si possa dimostrare che la potenza disponibile è prioritariamente utilizzata per alcune tipologie di carichi, ritenuti più efficienti e più flessibili di altri: la ricarica dei veicoli elettrici, la climatizzazione efficiente (pompe di calore) o l'alimentazione delle navi ferme in porto (*cold ironing*). La verifica di rispetto della condizione di applicabilità sopra descritta potrebbe avvenire, ad esempio, sulla base del rapporto tra la potenza nominale totale assorbibile dai PdR connessi al POD (o dalle PdC o dalle infrastrutture di *cold ironing*) e la potenza disponibile al POD: la predominanza degli utilizzi efficienti potrebbe quindi essere dimostrata qualora tale rapporto risultasse superiore ad una soglia minima (ad es. 65-70%).

⁴³ Si veda quanto illustrato nel Capitolo 12 del primo documento.

⁴⁴ Come già previsto nell'ambito della sperimentazione 541/2020 un tale approccio potrebbe essere applicabile qualora l'offerta commerciale sottoscritta dal cliente sia articolata sulla base di fasce orarie che consentono la delimitazione della fascia F3, così come oggi definita (e implementata sugli *smart meter 1G*).

Per quanto riguarda il caso specifico delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, una tale struttura tariffaria potrebbe risultare particolarmente efficace e conveniente non solo per “soggetti privati collettivi” (condomini, autorimesse, sedi aziendali, depositi TPL, ecc.) ma anche, potenzialmente, per i gestori di quelle SdR in luoghi accessibili al pubblico il cui utilizzo venga concentrato prevalentemente (o esclusivamente) nelle fasce orarie notturne/festive (i c.d. *hub* cittadini per la ricarica di quartiere) oppure che siano dotate di sistemi di accumulo in grado di prelevare dalla rete in momenti diversi da quelli in cui avviene la ricarica (cioè un disaccoppiamento temporale tra ricariche e prelievi)⁴⁵.

16. *Quali valutazioni si possono formulare in merito alla proposta LPriv-2 per l'introduzione di una struttura tariffaria di tipo “time-of-use power-based”?*

17. *Qualora si optasse per un'applicabilità selettiva di questa struttura tariffaria, quali procedure di pre-qualifica dei POD si riterrebbe preferibile adottare? O sarebbe preferibile un'applicazione indifferenziata, onde evitare fenomeni di “auto-selezione”?*

18. *Quali tempi di implementazione si ritiene siano da prevedere per rendere operativa una struttura tariffaria di tipo “time-of-use power-based” quale quella descritta?*

12.4 È facile comprendere come la proposta LPriv-2 sopra formulata non rappresenti una risposta alle problematiche da tempo evidenziate da più osservatori in merito alla estrema onerosità della **ricarica privata individuale che avviene in box o posti auto non collegabili elettricamente al POD dell'abitazione** principale (cfr. ambito di ricarica 2 descritto nella Tabella III.1 del primo documento di consultazione) dove, quindi, è necessario richiedere l'apertura di un POD dedicato (tipicamente di potenza compresa tra 3 e 6 kW), al quale viene applicata la tipologia contrattuale BTAU. L'alta spesa unitaria (in c€/kWh) associata ad una ricarica di questo tipo dipende dai contributi di connessione e dalle quote tariffarie fisse (per punto e per potenza), che possono venire ripartite su un volume ridotto di kWh (poiché il fabbisogno energetico annuo di un'auto elettrica è piuttosto contenuto⁴⁶) e dunque, in altre parole, può essere ritenuto naturale conseguenza del basso tasso di utilizzo energetico della connessione (FUE pari al 5-6%).

12.5 Il modo migliore per superare questa problematica economica, rispettando pienamente il principio di riflessività delle tariffe ai costi del servizio (vincolo 1) ed evitando al contempo una proliferazione del numero di POD e della potenza impegnata in ambito privato, consiste senz'altro nel realizzare – ovunque possibile – **infrastrutture condivise a livello condominiale**; ciò potrebbe avvenire collegando IdR, alternativamente, al POD già esistente per i servizi

⁴⁵ In tal senso verrebbero agevolati anche i gestori di sistemi di ricarica mobile.

⁴⁶ Tra 1.600 e 2.400 kWh/anno per una BEV e molto meno per una PHEV (In base ai dati riportati in Tabella II.3 a pag. 23 del documento 449/2022)

comuni oppure ad un nuovo POD dedicato esclusivamente alla ricarica dei veicoli. In entrambi i casi, la ricarica potrebbe poi avvenire attraverso PdR individuali (collegando tante *wallbox* al medesimo POD condominiale) oppure collettivi, installando una IdR di potenza maggiore presso spazi comuni a disposizione del condominio, con una adeguata gestione di tale IdR a cura del condominio o di un soggetto terzo competente. Purtroppo, in base alle segnalazioni ricevute finora, soprattutto in queste prime fasi di diffusione dei veicoli elettrici, la percorribilità di questo tipo di soluzioni risulta compromessa dalla difficoltà di ottenere le necessarie approvazioni assembleari, in ragione del basso numero di soggetti interessati. Alcuni interventi normativi potrebbero senz'altro migliorare la situazione appena descritta e favorire la realizzazione di infrastrutture di ricarica condivise:

- a) l'eventuale introduzione di modifiche alle norme del Codice Civile in materia di maggioranze assembleari per l'adozione di interventi di questo genere;
- b) la pubblicazione di un chiarimento relativo a quanto attualmente previsto in merito alla possibilità per le Comunità energetiche di realizzare e operare infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici (si veda quanto osservato da alcuni partecipanti alla consultazione in Appendice 1, punto 14.15).

12.6 Nelle more degli interventi legislativi auspicati al punto precedente, si può valutare l'opportunità di introdurre interventi regolatori che riducano l'attuale onerosità della ricarica privata individuale, purché ciò non arrivi al punto di rendere questo tipo di soluzioni impiantistiche tariffariamente più convenienti rispetto alle soluzioni impiantistiche collettive sopra descritte; un tale "artificio tariffario" potrebbe infatti introdurre distorsioni nelle logiche progettuali; in quest'ottica, si formula la proposta descritta nel seguito come Tipo-1.

12.7 Sempre in merito alla definizione delle tipologie contrattuali previste dal TIT, alla luce di quanto già segnalato nell'ambito del primo documento, si ritiene altresì necessario procedere ad un perfezionamento delle definizioni adottate per le tipologie domestica (TD) e BT altri usi (BTAU); a tal fine viene nel seguito illustrata anche la proposta Tipo-2.

PROPOSTA Tipo-1) Tariffa pertinenze: nuova tipologia contrattuale per le pertinenze dell'abitazione principale e a questa non connesse elettricamente

Questa tipologia contrattuale, accessibile solo presentando documentazione catastale che dimostri l'effettiva pertinenza dell'abitazione principale, sarebbe applicabile indipendentemente dal tipo di dispositivi che vengono collegati al POD, purché la potenza impegnata non superi un valore limite (es. 7 kW).

La nuova tariffa per le pertinenze dovrebbe avere una "struttura mista", cioè la tariffa di rete sarebbe definita con gli stessi criteri della BTAU (adottando convenzionalmente i corrispettivi della tipologia BTA3), mentre le componenti tariffarie a copertura degli OGS sarebbero fissate pari a quelle dei clienti domestici. In base a quanto chiarito in Appendice 2 del documento 449 (par. 2.1), ciò comporterà un netto abbassamento delle spese per quota potenza, perché le componenti a copertura degli OGS saranno tutte espresse in quota energia.

PROPOSTA Tipo-2) Ridefinizione TD e BTAU: migliorare la definizione delle tipologie contrattuali domestica e BTAU

Per la tipologia contrattuale domestica (art.2, co.2, lettera a) del TIT) si ritiene necessario introdurre una delimitazione più precisa, inserendo il requisito di intestazione a persona fisica (come avviene nel settore del gas⁴⁷) e introducendo una soglia massima alla potenza massima impegnabile (pari a 15 kW, equivalente a quella già applicata alle utenze non domestiche per fatturazioni basate sulla potenza contrattualmente impegnata).

Per la tipologia contrattuale BTAU (art.2, co.2, lettera d) del TIT), invece, si ritiene di poter eliminare – perché superflui – i riferimenti espliciti al fatto che sia applicabile anche laddove il POD alimenti esclusivamente pompe di calore o infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici poiché ormai, alla luce delle riforme tariffarie intervenute negli scorsi anni, tale specificazione appare pleonastica.

- 12.8 La successiva Tabella III.2 mostra le modalità con cui si propone di intervenire per modificare il TIT per implementare le misure indicate in precedenza come Tipo-1 e Tipo-2.

Tabella III.2 - Proposte di modifica del TIT necessarie per implementare le misure indicate in precedenza come Tipo-1 e Tipo-2

| TIT | |
|---|---|
| TESTO ATTUALE | NUOVO TESTO PROPOSTO |
| Co. 2.2) a) per <u>utenze domestiche in bassa tensione</u> , dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare: i) le applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare o collettivo, con esclusione di alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari; ii) le applicazioni relative a servizi generali in edifici di al massimo due unità immobiliari, le applicazioni relative all'alimentazione di punti di ricarica privata per veicoli elettrici, le applicazioni in locali annessi o pertinenti all'abitazione ed adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage o a scopi agricoli, purché l'utilizzo sia effettuato con unico punto di prelievo, per l'abitazione e i locali annessi, e la potenza disponibile non superi 15 kW; | Co. 2.2) a) per <u>utenze domestiche in bassa tensione</u> , dove per tali si considerano i contratti intestati a persone fisiche e riguardanti la fornitura di energia elettrica, con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW , utilizzata per alimentare: i) le applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare o collettivo, con esclusione di alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari; ii) le applicazioni relative a servizi generali in edifici di al massimo due unità immobiliari, le applicazioni in locali annessi o pertinenti all'abitazione purché l'utilizzo sia effettuato con unico punto di prelievo, per l'abitazione e i locali annessi; a-bis) per pertinenze dell'abitazione principale dove per tali si considerano i contratti intestati a persone fisiche e riguardanti la fornitura di energia elettrica, con potenza disponibile non |

⁴⁷ Il TIVG prevede (al comma 2.3 lettera a)) che un PDR possa essere considerato nella titolarità di un cliente domestico solo laddove “il titolare del punto sia una persona fisica”.

| | |
|--|---|
| <p>Co. 2.2) d) per <u>utenze in bassa tensione</u> diverse da quelle di cui alle lettere a), b) e c) del presente comma, ivi incluse le utenze relative a pompe di calore, anche di tipo reversibile, per il riscaldamento degli ambienti nelle abitazioni e le utenze per la ricarica dei veicoli elettrici, quando l'alimentazione sia effettuata in punti di prelievo distinti rispetto a quelli relativi alle utenze di cui alla precedente lettera a);</p> | <p>superiore a 7 kW, utilizzata per alimentare locali accatastati come pertinenze dell'abitazione principali, quali box, garage e cantine.</p> <p>Co. 2.2) d) per <u>utenze in bassa tensione</u> diverse da quelle di cui alle lettere a), b) e c) del presente comma.</p> |
|--|---|

19. *Si condivide la proposta di introdurre una nuova tipologia contrattuale dedicata alle pertinenze dell'abitazione principale?*
20. *Si condividono le proposte di modifiche del TIT relative alle definizioni delle tipologie contrattuali TD e BTAU?*

13. Tariffe applicabili al *cold ironing*

- 13.1 Come illustrato nel documento 449⁴⁸, la normativa prevede che ARERA intervenga in modo tale che l'energia elettrica destinata a *cold ironing* venga esentata dal pagamento degli oneri generali di sistema. La normativa primaria, dunque, ha previsto di applicare a questo contesto tecnologico un approccio di agevolazione simile a quello già previsto per la ricarica in luoghi accessibili al pubblico illustrata all'inizio del precedente Capitolo 7.
- 13.2 Analogamente a quanto illustrato nel precedente Box III.1 in merito alla possibile inefficacia di un tale approccio di agevolazione alla ricarica dei veicoli in luoghi accessibili al pubblico, anche nel caso del *cold ironing* si ritiene difficile poter garantire che un'agevolazione formulata in termini di riduzione della spesa per OGS sostenuta dal titolare del POD possa venire trasferita tal quale al conduttore della nave⁴⁹ o che, in ogni caso, tale riduzione possa essere tale da influenzarne la scelta del tipo di alimentazione energetica durante le soste in porto (*cold ironing* anziché autoproduzione a bordo della nave).
- 13.3 In proposito, il disegno di legge annuale per il mercato e la concorrenza 2022, attualmente in discussione al Senato (A.S. 795) all'art.3, chiarisce che fornisce importanti elementi per cercare di superare alcune delle criticità legate alla verifica di trasferimento dei possibili benefici tariffari: *“i gestori delle infrastrutture trasferiscono i benefici derivanti dall'applicazione delle citate misure agli utilizzatori finali del servizio di cold ironing, ai quali garantiscono condizioni di accesso e di fornitura eque e non discriminatorie. Nel caso in cui l'infrastruttura insista su aree portuali già affidate in concessione secondo la legge n. 84 del 1994, l'Autorità di sistema portuale adotta, anche mediante la previsione di apposite clausole negli atti di concessione, le misure necessarie a evitare che il concessionario possa beneficiare di vantaggi ingiustificati ovvero operare discriminazioni tra i diversi utilizzatori.”*
- 13.4 Ciononostante, nell'ambito della Memoria 12 settembre 2023, 401/2023/I/com⁵⁰, l'Autorità ha chiarito come difficilmente, in mancanza di altri interventi, la norma di esenzione dagli oneri generali di sistema (ancora al vaglio della Commissione Europea) potrà conseguire lo scopo di rendere l'alimentazione elettrica delle navi in porto più conveniente rispetto all'autoproduzione a bordo e ha ribadito l'importanza di identificare strumenti di sostegno, diversi dalla tariffa, in grado di assicurare che il beneficio raggiunga i soggetti che sostengono il costo di elettrificazione delle navi.
- 13.5 Tale valutazione discende da una molteplicità di considerazioni:
- a) la crescita dei prezzi dell'energia all'ingrosso, intervenuta negli ultimi due anni e che pare potersi protrarre, ha fortemente ridotto il peso in bolletta delle componenti per oneri generali di sistema;

⁴⁸ Nel paragrafo “Porti” dell'Appendice 1 (pag. 76)

⁴⁹ Si ricorda che la maggior parte delle realtà portuali italiane potenzialmente interessate dal provvedimento è costruita come SDC e quindi esiste un unico POD di connessione alla rete dell'impresa distributrice.

⁵⁰ Cfr <https://www.arera.it/it/docs/23/401-23.htm>

- b) il graduale inserimento, tra 2024 e 2026, del trasporto navale nel meccanismo europeo ETS comporterà una penalizzazione economica dei carburanti marittimi utilizzati anche per l'autoproduzione di energia elettrica in porto;
- c) finché rimarrà molto ridotto il numero di navi predisposte per l'utilizzo delle infrastrutture di *cold ironing*, i volumi di energia prelevata dai POD dedicati a queste applicazioni rimarranno estremamente bassi (considerate anche le alte potenze richieste alla connessione) e, di conseguenza, sul prezzo medio dell'energia elettrica fornita alle navi sarà rilevante il peso delle quote fisse della bolletta e dei costi di investimento iniziale per la connessione.

13.6 Anche in considerazione di quanto esposto al precedente punto c), come già accennato nel documento 449, si ritiene che il modo più efficace per ridurre il costo della fornitura di energia elettrica alle navi ferme in porto consista nel ridurre il fabbisogno di potenza disponibile alla connessione, anche ricorrendo a generazione locale che possa alimentare il *cold ironing* in autoconsumo; una tale soluzione potrebbe inoltre consentire di stabilizzare e contenere il prezzo della materia energia. Si evidenzia, tra l'altro, che anche nelle "Linee guida per la redazione dei Piani Regolatori di Sistema Portuale" predisposte dal MIT⁵¹, già nel 2017 si evidenziava come un porto energeticamente competitivo dovrebbe essere basato anche su "*una produzione di energia elettrica locale, attuabile se con costi proporzionati, che elimina la necessità di trasmissione e distribuzione di parte degli elevati fabbisogni di energia, privilegiando le fonti rinnovabili e gli accumuli.*".

21. *Quali considerazioni si ritiene di poter formulare in merito a quanto esposto con riferimento al cold ironing?*

22. *Alla luce di quanto esposto, si ritiene possano essere avanzate proposte di modifica alla regolazione tariffaria in grado di favorire l'elettrificazione dei consumi portuali?*

⁵¹ Cfr. <https://www.mit.gov.it/nfsmitgov/files/media/pubblicazioni/2017-06/Linee%20guida%20per%20la%20redazione%20dei%20Piani%20Regolatori%20di%20Sistema%20Portuale.pdf>

APPENDICI

14. APPENDICE 1 - Sintesi dei contributi pervenuti in esito alla consultazione 449/2022

14.1 A seguito della pubblicazione del documento di consultazione 449/2022 commenti e contributi sono stati inviati da numerose imprese, associazioni ed enti di ricerca, di cui si fornisce una sintesi nel seguito del presente capitolo, rimandando per dettagli alla lettura dei singoli contributi pubblicati sul sito internet di ARERA⁵².

Considerazioni generali e ambito di interesse (Capitoli 4 e 5)

14.2 Gran parte dei rispondenti esprime apprezzamento per il tema scelto dall’Autorità nel definire l’obiettivo OS.29 del proprio quadro strategico, a cui il documento di consultazione fa riferimento: il processo di elettrificazione è infatti un tassello fondamentale per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione. Alcuni distributori confermano altresì alcuni dei dati presentati nel documento in merito al fatto che una progressiva elettrificazione dei consumi sia già in corso da tempo: molte nuove urbanizzazioni sono ormai “*full electric*” e in diverse aree urbane esistenti si assiste alla chiusura di utenze gas.

14.3 Alcuni partecipanti alla consultazione ritengono che nella definizione del quadro generale bisognerebbe considerare anche ulteriori iniziative europee, quali lo stop della vendita dei veicoli endotermici entro il 2035 e i target derivanti dalla riforma della Direttiva EPBD. Sarebbe altresì da seguire con attenzione la revisione in corso della direttiva europea sulla tassazione dell’energia, lanciata dalla Commissione Europea nel luglio del 2021, perché potrebbe portare ad un aumento dei costi (doppia tassazione) per i consumatori che decidano di partecipare a servizi innovativi di scambio di energia con la rete.

Caratteristiche dei VE e motivazioni che spingono all’acquisto (Capitolo 6)

14.4 Si registra una generale condivisione del quadro informativo fornito nel documento, ma diversi osservatori sottolineano l’importanza di una visione di medio-lungo termine per tutte le assunzioni, ivi incluse quelle legate alle caratteristiche dei veicoli ed alle loro necessità di ricarica, ritenendo che i veicoli elettrici venduti prima dell’anno 2021 siano da considerare “di prima generazione” e che nei prossimi modelli aumenteranno le **potenze massime di ricarica** sia in AC sia in DC⁵³. Le batterie montate sui veicoli mostreranno altresì un progressivo incremento di capacità.

⁵² Scaricabili qui: <https://www.arera.it/allegati/docs/22/449-22oss.zip>.

⁵³ Secondo statistiche elaborate da Motus-E: “Considerando 208 modelli disponibili nel mercato europeo tra il 2021 ed il 2023, tutti risultano avere la capacità di ricarica in DC e la potenza media sale dai 135 kW nel 2021, ai 159 kW nel 2022 fino ai 190 kW nel 2023. La potenza massima di ricarica è di 300 kW ed è molto interessante che tutti i modelli considerati lanciati nel 2023 avranno una potenza di ricarica superiore ai 75 kW”; secondo un operatore di servizi di ricarica europeo “Dalle statistiche relative alle sessioni di ricarica si verifica che la potenza media di ricarica a livello europeo stia crescendo ad un ritmo superiore al 10% ogni anno”.

- 14.5 Per quanto riguarda il **chilometraggio annuo** mediamente percorso, secondo un'associazione di categoria, quello dei VE sarebbe più alto di quello dei veicoli a combustione interna nel caso delle flotte aziendale mentre sarebbe inferiore nel caso dei servizi di car sharing. Nessun osservatore ha, tuttavia, espresso opinioni o fornito dati relativi alla correttezza del dato di chilometraggio medio annuo (10-12.000 km) adottato per lo sviluppo delle valutazioni quantitative illustrate nel documento.
- 14.6 Per quanto riguarda le opportunità di **servizi V2G** viene osservato che diversi costruttori avrebbero segnalato interesse ad implementarli in tempi brevi (Nissan, Stellantis, Ford, VW, Volvo, Porsche), ma che ad ostacolarne la diffusione non sarebbe la *technology readiness*, quanto l'adozione di massa degli standard internazionali (ad esempio il protocollo di comunicazione EV-EVSE ISO 15118-20).
- 14.7 Per quanto riguarda le **motivazioni che spingono all'acquisto di VE**, alcuni condividono la considerazione che finora in Europa la scelta dei consumatori di passare ad un veicolo elettrico non sia stata dettata da valutazioni di mera convenienza economica, ma ritengono che questo approccio sia destinato a cambiare in futuro; d'altro canto, tuttavia, bisogna osservare come l'attesa decisione europea di vietare la vendita di veicoli ICE dal 2035 potrebbe restringere molto le possibilità di scelta tra motorizzazioni alternative. Per quanto riguarda le valutazioni del Total Cost of Ownership sviluppate da RSE Spa, alcuni ritengono che nell'investimento iniziale per l'acquisto di un VE andrebbe incluso anche il costo di una *wallbox* (circa 600÷1200 €), finora acquistata da circa metà degli automobilisti elettrici⁵⁴.

Previsioni di aumento al 2030 della domanda di potenza (Capitolo 9)

- 14.8 Tutti gli osservatori hanno espresso pareri positivi in merito alla costruzione di scenari quali quelli presentati nel Capitolo 9 del documento 449 (espressi in termini di incremento al 2030 dei POD e dei MW per le diverse necessità), ma alcuni di questi hanno ritenuto certe **assunzioni troppo caute**; ad esempio:
- a) sarebbe opportuno considerare un numero di veicoli circolanti al 2030 superiore rispetto a quello indicato nel PNIEC 2019, anche in coerenza con gli scenari pubblicati a fine 2022 da Terna/Snam⁵⁵;
 - b) per i PdR in autostrada bisognerebbe prevederne un numero maggiore rispetto a quello minimo richiesto dal Regolamento AFIR (in Francia e Olanda, la densità di SdR arriverebbe a circa 1 ogni 20-25 km in autostrada) e una

⁵⁴ Si osserva in proposito come gli abachi di DeltaTCO mostrati nel primo documento (Box II.1 a pag.20) possano rimanere validi anche in questi casi, purché al costo di ricarica elettrica si aggiunga un ammontare tale da equiparare il costo iniziale lungo la vita tecnica del prodotto; a titolo di esempio: per un veicolo dal consumo medio di 16 kWh/100km, percorrenza media di 10.000 km/anno con ricarica esclusivamente in casa, il costo iniziale d'acquisto di una *wallbox* da 1.200 € equivale ad incrementare di 7,5 c€/kWh per 10 anni il mero costo energetico della ricarica casalinga.

⁵⁵ In proposito si osserva che nella bozza di nuovo PNIEC trasmessa dal Governo Italiano alla Commissione Europea nella prima metà del 2023, gli obiettivi relativi al numero di VE circolanti al 2030 è stata incrementata del 10%, per un totale di 6,6 milioni (molto inferiore rispetto agli scenari Terna/Snam).

maggiore potenza (in autostrada il POD medio tenderà ad essere da 600-900 kW, mentre gli HPC extra-urbani saranno da circa 450 kW).

14.9 Un'impresa ritiene sovrastimato il numero di abitazioni italiane dotate di posti auto elettrificabili, soprattutto se si prendono in considerazione i centri urbani; sarebbe quindi necessario attribuire maggior rilievo al ruolo che svolgeranno **PdR a bassa potenza** in luoghi accessibili al pubblico, in grado di servire quegli automobilisti che non avranno la possibilità di ricaricare in casa.

14.10 Per quanto riguarda la **ricarica in luoghi privati residenziali**:

- a) alcuni osservatori hanno ritenuto eccessive le previsioni formulate al punto 9.8 del documento 449 in merito alla futura diffusione di PdR presso le abitazioni e si rende dunque necessaria una spiegazione più puntuale: il previsto incremento di 6 GW di potenza impegnata non sarebbe direttamente associato all'incremento di 1 milione di POD per alimentare PdR privati, ma piuttosto al fatto che circa la metà dei VE circolanti al 2030 potranno ricaricare a casa e richiederanno aumenti di potenza medi pari a 2 kW (in un terzo dei casi tramite POD dedicati e negli altri casi tramite POD esistenti)⁵⁶;
- b) nei contesti condominiali una soluzione di ricarica basata su infrastruttura elettrica collettiva (POD unico) per la futura connessione di PdR in tutti i box costituirebbe la soluzione di minimo tecnico in grado di garantire maggiore sicurezza, minor numero di POD e un ottimo bilanciamento delle potenze.

14.11 In merito a tali previsioni, molti distributori sottolineano che gli scenari sviluppati portano a prevedere un impatto significativo sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica dal punto di vista sia dell'infrastruttura fisica che di quella digitale. L'incremento della potenza richiesta comporterà necessariamente ingenti investimenti, soprattutto sulle reti di distribuzione in bassa tensione, in un arco temporale ristretto. Per poter realizzare tali investimenti è necessario che il DSO sia messo nelle condizioni di poterli eseguire sia da un punto di vista tecnico che economico; dal punto di vista tecnico, si segnala la difficoltà in ambiti urbani nel trovare spazi disponibili, sul suolo pubblico o privato, per la realizzazione di cabine di trasformazione MT/BT. Quindi, condividendo le preoccupazioni di ARERA per gli impatti sulle reti, si ritiene che ARERA dovrebbe compiere azione di *moral suasion* nei confronti degli sviluppatori di IdR perché coinvolgano i DSO fin dalle prime fasi di pianificazione delle IdR, inclusi gli eventuali approcci di *smart charging*.

Elettrificazione di posti auto disponibili in autorimesse e condomini (Capitolo 10)

14.12 Molti osservatori condividono l'importanza di promuovere lo sviluppo di opportunità di ricarica condivisa in luoghi privati (non accessibili al pubblico), perché potrebbero offrire una modalità di ricarica più vicina alle abitazioni e più economica rispetto a quella in luoghi accessibili al pubblico. In questo contesto, il ruolo degli operatori di mercato potrebbe diventare sempre più rilevante, tramite

⁵⁶ Si ritiene trattarsi di uno scenario comunque molto cauto, poiché a questi risultati finali (+1 M POD e +6 GW) si può giungere immaginando che 2 milioni di PdR vengano connessi a POD esistenti, metà dei quali senza alcun aumento di potenza e l'altra metà con un aumento di 2 kW, mentre un terzo milione di PdR venga collegato a nuovi POD dedicati, ciascuno con una potenza impegnata di 4 kW.

modelli di business orientati alla fornitura dell'infrastruttura "chiavi in mano" con in aggiunta il servizio di gestione della colonnina di ricarica; tuttavia, tale business è al momento frenato da:

- impossibilità di accedere ad una tariffa con struttura monomia come la BTVE;
- difficoltà di contrattualizzare lo scambio di energia tra titolare del POD e CPO senza violare la normativa fiscale e quella sulla vendita di energia;
- potenzialmente, frequente necessità di una connessione in MT con conseguenti problematiche relative alla realizzazione della cabina.

14.13 Un operatore ritiene in ogni caso che ulteriori margini per favorire la diffusione di PdR presso le autorimesse possano essere ottenuti tramite un'agevolazione a livello di componenti tariffarie in bolletta per i gestori delle stesse che si impegnano ad elettrificare determinate percentuali di posti auto nel tempo oppure tramite l'istituzione di piani regolatori che prevedano una forma di obbligo per i gestori delle autorimesse ad elettrificare determinate percentuali di posti auto nel tempo.

14.14 Per quanto riguarda lo sviluppo della ricarica nei contesti condominiali, vengono richiesti interventi regolatori di due tipi, entrambi da applicare in quei contesti nei quali non è possibile collegare elettricamente il posto auto individuale con il POD già esistente dell'abitazione: "collegare tariffariamente"⁵⁷ il POD domestico e il POD collocato nel locale di pertinenza oppure adottare approcci simili a quello sperimentato in Francia, in cui è lo stesso DSO a farsi promotore per l'infrastrutturazione elettrica del condominio a fini di ricarica.

Comunità energetiche e promozione dell'installazione di PdR (Capitolo 10)

14.15 Molti osservatori ritengono che, per incentivare l'installazione di PdR all'interno di comunità energetiche, sia opportuno che la normativa e la regolazione intervengano per chiarire che, ai fini del calcolo dell'energia condivisa, il servizio di ricarica possa essere effettuato anche nei confronti di **sogetti non appartenenti alla comunità energetica**. Anche se non espressamente affermato dai rispondenti, si suppone che tale richiesta possa derivare da una interpretazione letterale dell'art. 31, co.2, lett.f del D.Lgs. 199/21, dove afferma che il servizio di ricarica possa essere venduto "ai membri" della comunità⁵⁸; una tale interpretazione, secondo cui non sarebbe possibile includere nelle CER anche IdR accessibili al pubblico, non è presente nel testo della Direttiva Europea di cui il

⁵⁷ Un'associazione ipotizza l'applicazione a questi casi di "POD virtuali", la cui regolazione attuale non è tuttavia compatibile con queste situazioni, mentre altri operatori suggeriscono di applicare ai POD nelle pertinenze la stessa tariffa domestica o una nuova tariffa definita ad hoc per la ricarica e più conveniente dell'attuale tariffa "BT altri usi"; ciò però contrasta con il principio di aderenza ai costi.

⁵⁸ "2. Le comunità energetiche rinnovabili di cui al comma 1 operano nel rispetto delle seguenti condizioni: [...] f) nel rispetto delle finalità di cui al comma 1, lettera a), la comunità può produrre altre forme di energia da fonti rinnovabili finalizzate all'utilizzo da parte dei membri, può promuovere interventi integrati di domotica, interventi di efficienza energetica, nonché offrire servizi di ricarica dei veicoli elettrici ai propri membri e assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio e può offrire servizi ancillari e di flessibilità."

D.Lgs. 199/21 è recepimento e parrebbe in contrasto con quanto affermato nello stesso articolo al comma 1, lettera a), secondo cui i benefici della CER dovrebbero andare, oltre che ai membri della comunità, anche alle “aree locali”⁵⁹.

- 14.16 Alcuni osservatori sostengono che una maggiore diffusione di PdR all’interno delle CER potrebbe discendere dalla messa a disposizione di un **elenco di tutte le comunità energetiche** presenti sul territorio nazionale, al fine di agevolare gli operatori nella individuazione delle aree dove poter proporre l’installazione delle colonnine di ricarica. Alcuni partecipanti sostengono che potrebbe altresì essere introdotto un incentivo aggiuntivo dedicato solo ai PdR accessibili al pubblico facente parte di comunità energetica ma non indicano quale sarebbe la fonte di finanziamento di tale incentivo.

Panorama della ricarica in luoghi accessibili al pubblico (Capitolo 10)

- 14.17 La maggioranza dei soggetti rispondenti alla consultazione condivide l’illustrazione del panorama della ricarica in luoghi accessibili al pubblico presentata nel documento, ritenendola sufficientemente completa.
- 14.18 Due soggetti suggeriscono, in ogni caso, di dedicare maggiore attenzione ad alcuni aspetti particolari:
- a) Un’associazione di esercenti di stazioni di rifornimento ritiene che non sia stato preso adeguatamente in considerazione il ruolo svolto dagli impianti di carburanti nella diffusione e promozione della ricarica elettrica in Italia; sarebbe pertanto opportuno, previo approfondimento in un tavolo di confronto che coinvolga gli Enti competenti,
 - i. fornire tutte le informazioni di tipo amministrativo e fiscale sul servizio di ricarica;
 - ii. individuare soluzioni efficaci che consentano al consumatore di confrontare le offerte dei diversi servizi di ricarica;
 - iii. intervenire legislativamente per consentire al titolare di una stazione di servizio di ottenere una licenza per vendere energia elettrica all’automobilista così come avviene per gli altri combustibili;
 - b) un operatore internazionale della ricarica osserva che:
 - i. secondo tre studi pubblicati tra il 2018 e il 2021, sarebbe lecito prevedere una forte crescita nella ricarica pubblica veloce, portando la domanda totale di ricarica di questo settore quasi alla pari con quella della ricarica privata;
 - ii. lo stesso operatore ritiene altresì che, per certi casi d’uso della ricarica pubblica, il collegamento ad un POD esistente risulti sconsigliato o addirittura dannoso dato il rapido sviluppo del mercato della mobilità elettrica e della conseguente necessità di espansione della SdR.

I sistemi di ricarica mobile o off-grid (Capitolo 10)

⁵⁹ “1. I clienti finali, ivi inclusi i clienti domestici, hanno il diritto di organizzarsi in comunità energetiche rinnovabili, purché siano rispettati i seguenti requisiti: a) l’obiettivo principale della comunità è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi soci o membri o **alle aree locali** in cui opera la comunità e non quello di realizzare profitti finanziari”.

- 14.19 Su questa tematica i partecipanti alla consultazione si dividono principalmente in due gruppi:
- a) chi ritiene che i PdR mobili siano da considerare solo come una forma di ricarica emergenziale e marginale e non certo come una soluzione efficiente per ridurre il carico sulla rete, anche in ragione dei costi logistici, della dispersione energetica, ecc;
 - b) chi invece ritiene questa tecnologia possa essere complementare rispetto alle soluzioni on-grid, in quanto caratterizzata da diversi vantaggi:
 - i. i PdR mobili sono in grado di disaccoppiare il momento e il luogo del prelievo di energia elettrica dalla rete da quello di fornitura della ricarica al veicolo;
 - ii. i PdR mobili possono offrire soluzioni di ricarica fast in zone in cui la rete di distribuzione elettrica non ha una sufficiente disponibilità di potenza (eventualmente anche solo in alcuni periodi dell'anno).

Illuminazione pubblica e reti di punti di ricarica a bassa potenza (Capitolo 10)

- 14.20 Pochi operatori/associazioni hanno fornito contributi in proposito; di questi, due associazioni ritengono che l'integrazione tra PdR e sistemi di illuminazione pubblica possa costituire un'opzione interessante per superare le difficoltà legate a vincoli paesaggistici o architettonici o all'indisponibilità di spazi, ma inquadrano questa soluzione tecnologica nell'alveo delle forme di ricarica alternative e complementari. Un operatore esprime perplessità legate alle complessità logistiche e contrattuali di una soluzione di questo genere e ritiene che, a prescindere dal quadro regolatorio/contrattuale molto complesso, in questo contesto sia fondamentale salvaguardare la parità di trattamento degli operatori della ricarica senza favorire soggetti integrati che già dispongono di reti di illuminazione pubblica.
- 14.21 Chi sostiene l'utilità di approfondire un approccio di questo genere ritiene che la principale criticità regolatoria da affrontare per consentire uno sviluppo riguardi la corretta applicazione delle diverse tariffe di rete (e, conseguentemente, degli oneri generali di sistema) ai diversi usi finali potenzialmente alimentabili tramite un unico POD fisico; ciò, a sua volta, implica la capacità di attribuire correttamente ai diversi usi i prelievi effettuati da tale punto. Vengono in proposito ipotizzate alcune soluzioni tecniche e algoritmiche, ma evidenziando altresì come tali soluzioni potrebbero coesistere e bisognerebbe comunque tenere in considerazione sia extra-costi per i distributori sia maggiori oneri per il gestore della illuminazione pubblica.
- 14.22 Nonostante quanto sopra è da rilevare come, malgrado l'esplicito spunto di consultazione, nessuno dei rispondenti abbia formulato stime relative ai potenziali di questo tipo di applicazioni, né fornito dati utili ad una loro quantificazione.

Hub di ricarica smart nei contesti urbani (Capitolo 10)

- 14.23 Due operatori concordano sull'utilità di questo tipo di iniziative (basate sull'aggiunta di nuove funzionalità a prodotti già esistenti), ritenute fondamentali

per lo sviluppo della mobilità elettrica, ma ritengono che ad oggi queste siano poco attrattive per gli operatori industriali per due principali problemi:

- a) l'assenza di misure incentivanti/regolatorie volte a favorirne la diffusione (al contrario di quanto invece previsto per le infrastrutture ad alta potenza, oggetto di incentivazione tramite i fondi PNRR);
- b) gli ostacoli posti dalle amministrazioni locali, che non consentono all'operatore di ricarica di occupare più di due stalli di parcheggio, rendendo l'investimento poco sostenibile.

14.24 Vengono allora formulate proposte di due tipi:

- a) incentivazione tramite un regime, anche transitorio, che preveda un annullamento/riduzione dei costi di connessione applicati agli hub di ricarica cittadini a bassa potenza, nonché la riduzione della tariffa BTVE applicabile a questo tipo di infrastrutture;
- b) spinta verso le amministrazioni comunali perché concedano agli operatori di ricarica un numero di stalli di parcheggio collegati allo stesso POD non inferiore a 6.

Segnalazioni (Capitolo 13)

14.25 I CPO rispondenti alla consultazione hanno dimostrato grande interesse nei confronti dei temi relativi alla **regolazione delle connessioni**, oggetto dei punti da 13.2 a 13.7 del primo documento di consultazione, ritenendo che i casi evidenziati da C1 a C6 rappresentino tutte configurazioni possibili e la regolazione debba quindi renderli ammissibili oppure chiarirne gli ambiti di ammissibilità. Più in dettaglio, viene richiesto:

- a) di chiarire i requisiti di titolarità del POD nel caso in cui questo alimenti contemporaneamente una IdR e un'entità terza diversa dal CPO gestore della IdR (casi C5 e C6), essendo il POD situato all'interno del perimetro di proprietà privata dell'ente terzo precedentemente nominato (sia in BT sia in MT);
- b) di prevedere un finanziamento a fondo perduto per l'installazione del CIR, già previsto dal DM 30/01/2020, poiché il CIR sarebbe utile sia per l'osservabilità sia per la partecipazione dei relativi punti di ricarica al mercato dei servizi di dispacciamento;
- c) di prevedere che tutti i POD a cui sono collegati PdR per veicoli elettrici siano misurati su base quantomeno oraria, poiché questa caratteristica è essenziale per consentire la partecipazione dei punti di ricarica pubblici e privati ai servizi di *demand response* presenti e futuri (*Vehicle Grid Integration*, ecc);
- d) di abbassare drasticamente la soglia, espressa in termini di numero minimo di POD da connettere, oltre la quale si può beneficiare delle agevolazioni previste dal TIQE per le "connessioni massive".

14.26 Per quanto riguarda, invece, i temi legati alla **regolazione tariffaria**, l'attenzione è stata rivolta in particolare a:

- a) confermare l'opinione espressa con la segnalazione T5, in merito alla fondamentale importanza rivestita dalla disponibilità della struttura tariffaria

BTVE senza la quale, nell'attuale carenza di veicoli elettrici circolanti, gli investimenti in PdR in luoghi accessibili al pubblico non potrebbero mai risultare economicamente sostenibili;

b) per quanto riguarda i punti di ricarica in luoghi privati (non accessibili al pubblico), suggerire che:

- i. confermando quanto riportato nella segnalazione T1, nel caso in cui la ricarica avvenga presso garage non connettibile all'abitazione ma di cui ne sia comunque pertinenza catastale, possa venire applicata una tariffa ad hoc (incentivante rispetto all'attuale BTAU) oppure la tariffa domestica;
- ii. negli ambiti condominiali venga promossa l'attivazione di un POD unico dedicato alla sola ricarica dei veicoli, al quale sarebbe opportuno applicare una tariffa dedicata alla ricarica elettrica domestica;
- iii. venga introdotta una struttura tariffaria priva di oneri generali per i POD dedicati alla ricarica dei mezzi pesanti e/o del trasporto pubblico locale, anche in considerazione del ruolo che questi mezzi potrebbero ricoprire nella fornitura di servizi di flessibilità alla rete;
- iv. d'altro canto, potrebbe risultare utile differenziare la BTVE per livelli di potenza, in modo tale da renderla più conveniente per i POD caratterizzati da potenze basse.

14.27 Un operatore, infine, condivide l'idea di *“proporre un meccanismo tariffario che vada a “premiare i gestori delle infrastrutture di ricarica dotate di soluzioni in grado di contenere, a parità di servizio offerto, i prelievi di energia e potenza da rete, ad esempio tramite l'installazione di sistemi di accumulo power intensive (basso rapporto energia/potenza) e impianti di produzione da fonte rinnovabile per fini di autoconsumo; un simile meccanismo, il cui scopo finale deve essere chiaramente quello di incentivare i CPO a sviluppare veri e propri sistemi di energy management (EMS) locale delle infrastrutture, si ritiene sicuramente di opportuna applicazione a livello di reti in MT, sulle quali verranno principalmente sviluppate le infrastrutture di ricarica col più alto impegno di potenza, ma potenzialmente anche a livello di reti in BT (in alternativa alla BTVE), per cui si ritiene comunque giustificato premiare secondo gli stessi principi chi è in grado di contenere l'erogazione di potenza ed energia da rete. A questo proposito, si ritiene inoltre che i discorsi inerenti tali proposte debbano essere integrati e non paralleli alle proposte annunciate in estate col DCO 392/2022 sull'auto-bilanciamento”*.

Il ruolo delle pompe di calore

14.28 Alcuni operatori e associazioni hanno formulato considerazioni dedicate specificatamente al ruolo che le pompe di calore (e altri apparecchi con funzione termica) potranno ricoprire con riferimento ai diversi aspetti trattati nel documento. Vengono confermate, innanzitutto, le stime di crescita del settore e il possibile impatto in termini di domanda di potenza alle reti elettriche, in ragione della diffusione sempre maggiore che viene prevista per queste tecnologie ad alta efficienza nei molti piani di decarbonizzazione menzionati.

- 14.29 Come già accennato nel primo documento nell'Allegato in cui vengono menzionate le “*smart heat pumps*”, diversi soggetti sottolineano anche l'importante contributo alla flessibilità dei carichi che tali apparecchi potranno garantire grazie alla possibilità di sfruttare le inerzie termiche degli edifici e i serbatoi integrati agli impianti. Ciononostante, nessun soggetto fornisce informazioni specifiche in merito all'esistenza di tecnologie o protocolli standard tramite i quali poter controllare tali carichi da remoto.
- 14.30 Due associazioni evidenziano l'importanza di valutare l'introduzione di tariffe dinamiche o, più in generale, di “*un sistema tariffario premiante per impianti flessibili dotati di una regolazione 'smart' che reagisca agli eventuali segnali della rete per evitare le condizioni di possibili sovraccarichi*” che strutture tariffarie di tipo *time-of-use* potrebbero avere per stimolare; le osservazioni non forniscono, tuttavia, indicazioni univoche in merito a quali potrebbero essere le fasce orarie più idonee nelle quali stimolare la concentrazione dei carichi da PdC con finalità di “*peak-shaving*”.
- 14.31 Più di un soggetto evidenzia come “*l'installazione di pompe di calore per la climatizzazione nel settore domestico non dovrebbe più essere soggetta all'installazione di un POD dedicato e dove questo esiste sarebbe opportuno unificare la fornitura su un unico POD, unificare la tariffa e sommare la potenza disponibile senza ulteriori oneri d'allacciamento*”.

15. APPENDICE 2 - Aggiornamento del quadro normativo e regolatorio di riferimento

15.1 Dopo la pubblicazione del documento di consultazione 449/2022 non poche novità sono intervenute a modificare e integrare alcuni degli aspetti illustrati in quel documento di carattere ricognitivo. Si ritiene dunque necessario darne sintetica segnalazione in questa sede, al fine di garantire che le proposte di modifica della regolazione presentate nelle parti successive siano inserite all'interno di un quadro di riferimento completo e aggiornato.

Novità del quadro normativo nazionale

15.2 In data 22 maggio 2023 è stato pubblicato il **Decreto Ministeriale 16 marzo 2023** relativo alla Piattaforma Unica Nazionale dei punti di ricarica per i veicoli a energia elettrica⁶⁰. Il seguente Box A.1 illustra in modo sintetico alcuni punti del decreto ritenuti particolarmente utili per quanto proposto nelle parti successive.

Box A.1 - Estratti dal DM 16 marzo 2023

Per PUN viene intesa la Piattaforma unica nazionale dei punti di ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica per il trasporto stradale, prevista nell'ambito del Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica, quale strumento informatico pubblico che consente l'accesso da parte degli utenti finali del servizio di ricarica dei veicoli elettrici o di altri soggetti interessati alle informazioni indicate di seguito:

- localizzazione, data di entrata in servizio, foto e identificativo dell'infrastruttura;
- **tecnologia utilizzata** (tipologia di presa/e abilitazione a *smart charging*, V1G o V2G), **tipologia di alimentazione** (corrente continua o alternata) e **potenza massima** erogabile;
- **tecnologia utilizzata per l'accesso alla ricarica** (quali, a titolo esemplificativo, card proprietaria, carta di credito), presenza display, abilitazione RFID/NFC e disponibilità temporale dell'accesso;
- **costo del servizio di ricarica base** (euro/kWh), da intendersi come un servizio di ricarica acquistato senza la necessità di registrarsi, concludere un accordo scritto o stipulare un rapporto commerciale di durata superiore a quella del servizio di ricarica stesso;
- **stato in tempo reale** del punto di ricarica (quali, a titolo esemplificativo, occupato, libero, prenotato, fuori servizio, in manutenzione), nonché l'indicazione, con almeno cinque giorni di preavviso, delle eventuali chiusure programmate del punto di ricarica che incidono sull'orario di normale apertura al pubblico;
- **proprietario** dell'infrastruttura (nome, indirizzo e-mail, web, riferimento telefonico eventuale call center) e modalità di segnalazione di reclami o disservizi relativi al servizio di ricarica;
- **mix energetico** della fornitura con indicazione della quota di energia rinnovabile, consumo medio in *stand-by*, eventuali etichettature energetiche e certificazioni di eco-design, ove disponibili;
- percentuale di tempo in cui il servizio di ricarica è effettivamente disponibile (**up-time**) ed energia erogata negli ultimi dodici mesi o, se più recente, dalla data di messa in servizio;

⁶⁰ Scaricabile qui:

https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2023-05-22&atto.codiceRedazionale=23A02948&elenco30giorni=true

- identificativo del punto di connessione (**POD**) dotato di *smart meter* per la misura dell'energia elettrica complessivamente prelevata, inclusa quella eventualmente utilizzata per altri usi diversi dalla ricarica, e di quella eventualmente immessa.

La PUN garantisce almeno le seguenti funzionalità:

- l'inserimento e l'aggiornamento delle informazioni sopra elencati e la loro accessibilità in funzione delle diverse tipologie di utenti, tra le quali, a titolo esemplificativo: utenti di veicoli elettrici; pubbliche amministrazioni centrali e locali e Autorità di regolazione o controllo; operatori economici, quali, a titolo esemplificativo, CPO, operatori privati di piattaforme commerciali di visualizzazione o di e-roaming, produttori di veicoli elettrici, produttori di stazioni di ricarica, venditori ed installatori delle stazioni di ricarica; GSE/RSE;
- un differente livello di accesso ai dati e alle funzionalità della PUN in base alle diverse tipologie di utenza;
- la possibilità di comunicare informazioni mancanti, non veritiere o aggiornate, disservizi, reclami e suggerimenti in merito alla PUN, alle infrastrutture di ricarica, e alla diffusione dei punti di ricarica sul territorio nazionale, nonché' di tracciare le eventuali risposte e i riscontri;
- l'accesso in forma semplificata tramite app e sito web utilizzando i più comuni browser e sistemi operativi anche open source ed eventualmente, ove richiesto da esigenze di riservatezza e
- **certificazione dei dati**, mediante autenticazione degli utenti e tracciamento delle operazioni effettuate sulla piattaforma;
- l'estrazione dei dati con formati aperti e compatibili con i principali strumenti di elaborazione, tenuto conto dei vari livelli di riservatezza delle informazioni, nonché l'accesso alle funzioni di monitoraggio e reportistica, anche utilizzando formati cartografici, e le modalità di integrazione e di accessibilità dei dati con quelli di altre piattaforme pubbliche o private;
- l'estrazione di dati e informazioni per le **finalità di monitoraggio e controllo**, nonché la possibilità di predisporre cruscotti a supporto del monitoraggio delle fonti di energia rinnovabile nel settore trasporti e al fine di sviluppare, per istituzioni e autorità pubbliche, processi valutativi di specifiche attività ed iniziative future;
- l'acquisizione e gestione dei dati relativi alle **misure di energia prelevata dalle stazioni di ricarica** tramite flusso integrato con il Sistema Informativo Integrato di Acquirente Unico S.p.a.;
- la possibilità di inserire e visualizzare, mediante aree dedicate, informazioni su programmi/incentivi dedicati al settore della mobilità elettrica;
- la registrazione, su base volontaria, di **punti di ricarica privati non aperti al pubblico**.

15.3 Nel mese di dicembre 2022 il CEI ha pubblicato l'**Allegato X alla CEI 0-21** recante "Controllore di infrastruttura di ricarica (CIR) per veicoli elettrici" (la cui funzione era stata illustrata nel Box III.3 a pag. 59 del primo documento di consultazione) e, nel successivo mese di aprile, la relativa specifica PAS 57-127⁶¹, che fornisce specifiche di dettaglio dell'interfaccia logica di comunicazione tra un Controllore di Infrastruttura di Ricarica (CIR) per veicoli elettrici e un Operatore Remoto, ai fini dell'implementazione degli scambi informativi specificati dall'Allegato X (cfr). A seguito della pubblicazione di tali standard tecnici, la società RSE S.p.A. ha altresì comunicato l'avvio di una propria sperimentazione mirata alla messa a punto di un modello di wallbox rispondente e ai requisiti dell'Allegato X e di una piattaforma software in grado di rendere

⁶¹ Entrambi scaricabili qui: <https://www.ceinorme.it/strumenti-online/norme-cei-0-16-e-0-21/> (l'Allegato X si trova all'interno della Norma CEI 0-21;V1);

disponibili ad operatori remoti di tutte le potenzialità di controllo offerte da questo nuovo standard ⁶².

- 15.4 Lo scorso 19 luglio Il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica ha comunicato di avere formalmente inviato alla Commissione europea la proposta di **aggiornamento del PNIEC**, Piano Nazionale Integrato Energia e Clima⁶³, che dovrà essere oggetto di approvazione definitiva entro giugno 2024. Nel definire i nuovi obiettivi nazionali al 2030 su efficienza energetica, fonti rinnovabili e riduzione delle emissioni di CO₂, il PNIEC 2023 alza del 10% le previsioni di diffusione dei veicoli elettrici (4,3 milioni di BEV e 2,3 milioni di PHEV per un totale di 6,6 milioni di veicoli leggeri) e un ruolo sempre più preponderante per le tecnologie di riscaldamento a pompa di calore.

Novità intervenute nel quadro normativo europeo

- 15.5 Nel mese di luglio 2023, in esito ad una lunga fase di concertazione tra le istituzioni europee, è stato pubblicato il testo definitivo del Regolamento AFIR⁶⁴ che, rispetto a quello commentato nel primo documento, prevede obiettivi ancora più sfidanti. Il seguente Box A.2 sintetizza i contenuti di tale nuova versione del Regolamento, sostituendo quanto illustrato nell’analogo Box III.1 a pag. 42 del documento 449/2022.

Box A.2 - Estratti del 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/UE

Si riportano di seguito alcuni estratti del regolamento AFIR nella versione definitiva pubblicata a settembre 2023 e che paiono particolarmente significativi ai fini di quanto trattato nel presente documento di consultazione.

Articolo 2 - Definizioni

- (17) **"punto di ricarica connesso digitalmente"**: un punto di ricarica che può 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;
- (36) **'fornitore di servizi di mobilità'**: una persona giuridica che fornisce servizi a un utente finale a fronte di un corrispettivo, compresa la vendita di servizi di ricarica o di rifornimento;
- (39) **'gestore di un punto di ricarica'**: il 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;
- (44) **"potenza di uscita"**: la potenza massima teorica, espressa in kW, che un punto, una stazione o un gruppo di stazioni di ricarica o un’installazione per la fornitura di energia elettrica da terra può fornire a veicoli o navi collegati a tale punto, stazione o gruppo di stazioni di ricarica o a tale installazione;

⁶² Cfr. <https://www.rse-web.it/news/rse-cerca-partner-industriali-per-un-progetto-pilota-di-aggregazione-delle-ricariche-di-veicoli-elettrici-secondo-il-modello-cir-ro/>

⁶³ Cfr. https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf

⁶⁴ Scaricabile in inglese qui: https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2023-0261_EN.pdf

(45) **'infrastruttura per i combustibili alternativi accessibile al pubblico'**: un'infrastruttura per i combustibili alternativi ubicata in un sito o in locali aperti al pubblico generale, indipendentemente dal fatto che si trovi in una proprietà pubblica o privata, che si applichino limitazioni o vengano condizioni per l'accesso al sito o al locale e indipendentemente dalle condizioni d'uso ad essa applicabili;

(47) **'ricarica ad hoc'**: un servizio di ricarica acquistato da un utente finale senza che questi debba registrarsi, concludere un contratto scritto o instaurare un rapporto commerciale con il gestore del punto ricarica che vada al di là del mero acquisto del servizio di ricarica;

(48) **'punto di ricarica'**: 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; sono esclusi i dispositivi con una potenza di uscita pari o inferiore a 3,7 kW la cui funzione principale non sia quella della ricarica di veicoli elettrici.

(54) **'servizio di ricarica'**: la vendita o la fornitura di energia elettrica, comprensiva dei relativi servizi, attraverso un punto di ricarica accessibile al pubblico;

(65) **'ricarica intelligente'**: un'operazione di ricarica nella quale l'intensità dell'energia elettrica fornita alla batteria è regolata in tempo reale sulla base di informazioni ricevute mediante comunicazione elettronica.

Articolo 3 - Obiettivi per l'infrastruttura di ricarica per i veicoli elettrici leggeri

1. Gli Stati membri provvedono affinché nel loro territorio siano installate stazioni di ricarica accessibili al pubblico per i veicoli elettrici leggeri, in modo commisurato alla diffusione dei veicoli elettrici leggeri, che forniscano potenza di uscita sufficiente per tali veicoli.

A tale fine, gli Stati membri provvedono affinché, alla fine di ogni anno, a decorrere dal 2024, siano cumulativamente conseguiti gli obiettivi di potenza di uscita seguenti:

(a) **per ciascun veicolo elettrico leggero a batteria immatricolato nel loro territorio è fornita, attraverso stazioni di ricarica accessibili al pubblico, una potenza di uscita totale di almeno 1,3 kW;**
e

(b) **per ciascun veicolo ibrido leggero plug-in immatricolato nel loro territorio è fornita, attraverso stazioni di ricarica accessibili al pubblico, una potenza di uscita totale di almeno 0,80 kW.**

2. Quando la quota di veicoli elettrici leggeri a batteria rispetto al parco totale di veicoli leggeri immatricolati nel territorio di uno Stato membro raggiunge almeno il 15 % e lo Stato membro dimostra che l'attuazione delle prescrizioni di cui al paragrafo 1, secondo comma, ha effetti negativi in tale Stato membro, scoraggiando gli investimenti privati, e non è più giustificata, tale Stato membro può presentare alla Commissione una richiesta motivata di autorizzazione ad applicare prescrizioni meno rigorose in termini di potenza di uscita totale o a cessare di applicare tali prescrizioni.

I commi da 3.4 a 3.11 e il successivo articolo 4 definiscono obiettivi di infrastrutturazione minima dei reticoli stradali principali, rispettivamente, per veicoli leggeri e per veicoli pesanti.

Per quanto riguarda i veicoli leggeri (art.3, co.3) vengono fissati gli obiettivi sintetizzati nella tabella seguente (espressi in termini di "potenza di uscita"):

| | entro il 31/12/2025 | entro il 31/12/2027 |
|--|--|--|
| Ogni 60 km lungo la rete centrale TEN-T (core network) | Almeno 1 stazione da 400 kW con almeno 1 PdR da 150 kW | almeno 1 stazione da 600 kW con almeno 2 PdR da 150 kW |
| | entro il 31/12/2030 * | entro il 31/12/2035 |
| Ogni 60 km lungo la rete globale TEN-T (comprehensive network) | Almeno 1 stazione da 300 kW con almeno 1 PdR da 150 kW | almeno 1 stazione da 600 kW con almeno 2 PdR da 150 kW |

* entro il 2027 questo obiettivo deve essere rispettato per almeno il 50% della lunghezza della rete

Per quanto riguarda i veicoli pesanti (art.4) vengono fissati i seguenti obiettivi da conseguire entro il 31 dicembre 2030 (con due obiettivi intermedi, al 2025 e al 2027):

- ogni 60 km lungo la rete centrale TEN-T deve essere disponibile almeno 1 stazione con potenza di uscita complessiva da almeno 3600 kW, nella quale almeno 2 PdR da 350 kW;
- ogni 60 km lungo la rete TEN-T estesa deve essere disponibile almeno 1 stazione con potenza di uscita complessiva da almeno 1500 kW, nella quale almeno un PdR da 350 kW;
- in ogni area parcheggio sicura e protetta, devono essere installate almeno 2 stazioni di ricarica dedicate a veicoli pesanti, in grado di fornire una potenza di ricarica di almeno 100 kW;
- in ogni “nodo urbano”⁶⁵ devono essere disponibili PdR per veicoli pesanti con potenza di uscita complessiva di almeno 1800 kW, ciascuno dei quali da almeno 150 kW.

L’articolo 5 (commi 3, 5 e 6) obbliga gli stati membri ad operarsi per monitorare in modo sistematico i prezzi praticati da CPO ed MSP, sorvegliando il fatto che i prezzi siano definiti in modo chiaro, trasparente e non discriminatorio.

L’articolo 5 (comma 8) introduce **l’obbligo per i gestori dei punti di ricarica di provvedere affinché tutti i punti di ricarica accessibili al pubblico da loro gestiti e realizzati dopo il 13 aprile 2024 o ristrutturati dopo il 14 ottobre 2024 siano in grado di effettuare ricariche intelligenti.**

Per quanto riguarda l’elettrificazione dei porti marittimi, il Regolamento prevede (all’articolo 9) che entro il 31 dicembre 2029 gli Stati membri garantiscano, per ogni porto della rete TEN-T, una “minima capacità” di rifornire di elettricità navi passeggeri e navi merci ferme in porto. In tal senso, dovrà essere garantita la possibilità di alimentare elettricamente almeno il 90% delle soste in porto registrate annualmente.

15.7 **ACER** ha condotto una **consultazione pubblica**, da fine luglio fino al 27 settembre, relativa a "*amendments to the electricity grid connection network codes*" ⁶⁶; conclusa tale consultazione, entro fine 2023, ACER formulerà alla Commissione le proprie raccomandazioni per aggiornare i codici di connessione europei (le cui nuove versioni sono attese venire pubblicate entro il 2024). Tale consultazione rappresenta la terza e ultima tappa formale di un percorso avviato in risposta a specifica richiesta della CE di aggiornare i codici di connessione europei (network codes o NC); precedenti tappe erano state una consultazione pubblica relativa alle direzioni generali d’intervento esposte da ACER in un policy paper⁶⁷ e l’organizzazione di workshop aperti agli stakeholders, di cui uno

⁶⁵ Si ricorda che le reti TEN-T sono specificate dal Regolamento (UE) n. 1315/2013 e che tra i “nodi urbani” rientrano: Bologna, Cagliari, Genova, Milano, Napoli, Palermo, Roma, Torino, Venezia.

⁶⁶ Consultazione PC_2023_E_07 - <https://www.acer.europa.eu/documents/public-consultations/pc2023e07-public-consultation-amendments-electricity-grid-connection-network-codes>

⁶⁷ "*Policy paper on the revision of the network code on requirements for grid connection of generators and the network code on demand connection*" (https://acer.europa.eu/Position%20Papers/260908%20ACER%20GCNCs%20Policy%20Paper_final.pdf), al cui punto 21 si legge: “*The increasing role of rapidly expanding electromobility and some tools for its further integration have been highlighted in the existing legal framework.13 As EVs proliferate, the number of electrical charging points grows too. Their interaction with the network depends on the implemented technologies since some electrical charging points are able to operate in both injection and withdrawal*”

dedicato a "*electromobility, power-to-gas demand units and heat-pumps*"⁶⁸. È in proposito interessante osservare come, alla luce dell'attesa di una penetrazione massiva di auto elettriche, pompe di calore e impianti P2G nei mercati europei dei prossimi anni, ACER intenda definire regole comuni a livello europeo per le connessioni di questi apparecchi e, quindi, vengono:

- introdotte definizioni specifiche (prima non esistenti) per sistema di ricarica di VE, stazione di ricarica, V1G, V2G, pompa di calore;
- specificati, per ciascuno dei tipi di dispositivi (*V1G, V2G, heat pump*), requisiti cogenti per consentire la connessione (applicabili solo ai nuovi punti, non agli esistenti).

I requisiti sono specifici per ogni tipologia di apparecchio (anche di piccole taglie) ed espressi principalmente in termini di obblighi di operare in determinati intervalli di frequenza, tensione e velocità di modifica della frequenza.

Novità intervenute nel quadro regolatorio

15.8 Nel mese di aprile 2023 ARERA ha pubblicato il **documento per la consultazione 173/2023/R/eel**, recante "*Verso un modello di sviluppo selettivo degli investimenti nella rete di distribuzione dell'energia elettrica - Orientamenti per lo sviluppo delle reti e i relativi Piani*"⁶⁹, con il quale ha presentato i propri orientamenti per l'identificazione di priorità e indicatori di performance per uno sviluppo maggiormente selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica e per la progressiva introduzione di disposizioni per la consultazione e la predisposizione dei **Piani di sviluppo delle reti di distribuzione**. In tale contesto, e viene ipotizzata una struttura dei nuovi Piani di Sviluppo delle Reti di Distribuzione (Capitolo 10 e Appendice A), in cui trova posto anche una definizione del processo di interazione con i soggetti che interagiscono nello sviluppo della rete (ad esempio: enti o aziende che si occupano di infrastrutture stradali o ferroviarie, comuni, *charging point operator*, gestori di trasporto pubblico locale). Tale processo potrebbe definire specifiche milestone temporali (precedenti la preparazione dei Piani di sviluppo) in modo da fornire input alla pianificazione di rete e, di conseguenza, facilitare uno sviluppo di rete che tenga meglio conto delle esigenze espresse dai soggetti coinvolti. Al riguardo, si richiama che i prossimi piani di sviluppo dovranno essere predisposti entro il 31 marzo 2025, ai sensi della delibera 296/2023/R/eel.

operational mode, while others act as demand units only. Moreover, electrical charging points may function in various configurations that affect their significance to the network.

The charging points' operational modes can vary depending on the use of the underlying technology (unidirectional (V1G), bidirectional (V2G)). This necessitates an appropriate consideration of the needed technical connection requirements, operational notification procedures and compliance regimes, as already laid down in both the NC DC and NC RfG.

V1G technologies (as well as some other kinds of demand units, e.g., heat pumps) will expectedly reach significant penetration levels, which will impact all other system users (existing and new). In order to establish the equitable treatment of all system users, it is necessary to determine the contribution to the system stability (system defence strategies) by these "new" technologies."

⁶⁸ Cfr. <https://www.acer.europa.eu/public-events/acer-workshop-electromobility-power-gas-demand-units-and-heat-pumps>

⁶⁹ Scaricabile qui: <https://www.arera.it/it/docs/23/173-23.htm>

- 15.9 Con la delibera 345/2023/R/eel, è stato approvato il Testo **Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)**, che entrerà in vigore dal 1 gennaio 2025. Molte le novità introdotte, tra le quali le modalità a regime di erogazione dei servizi ancillari globali, anche in forma aggregata, da parte di risorse diffuse: nel frattempo proseguino le sperimentazioni già in corso, in particolare rilievo in questo contesto sono quelle relative alla disciplina di funzionamento delle per quanto qui rileva tramite il progetto pilota UVAM⁷⁰.
- 15.10 Con le delibere 365/2023/R/eel e 372/2023/R/eel sono, infine, stati approvati i **primi progetti pilota** messi a punto da due imprese di distribuzione italiane nel quadro delle opportunità offerte dalla delibera 352/2021/R/eel per l'erogazione di servizi ancillari locali (a uso del distributore).

⁷⁰ Cfr. <https://www.arera.it/it/docs/23/345-23.htm>, con particolare riferimento alla Parte III “Aggregazioni rilevanti” del Testo Integrato e della relativa Relazione Tecnica