

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

449/2022/R/EEL

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

RICOGNIZIONE, QUADRO DI RIFERIMENTO E SCENARI

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del
procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e
Ambiente 22 marzo 2022, 115/2022/R/EEL

Mercati di incidenza: energia elettrica

27 settembre 2022

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. Il presente documento contiene elementi del quadro di riferimento e degli scenari necessari a definire, in un successivo documento da pubblicarsi entro metà novembre 2022, le proposte dell'Autorità 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).

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 31 dicembre 2022.

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>Inquadramento procedurale e ambito della consultazione</i>	6
2. <i>Struttura del documento</i>	7
3. <i>Acronimi e definizioni.....</i>	9
PARTE II GLI SCENARI DI ELETRIFICAZIONE DEI CONSUMI	12
4. <i>Contesto di riferimento e impatti dell'elettrificazione sulle reti di distribuzione</i>	12
5. <i>L'elettrificazione mirata alla decarbonizzazione</i>	15
6. <i>La mobilità elettrica individuale in Italia</i>	18
7. <i>La rete di ricarica disponibile in Italia e l'evoluzione attesa al 2030</i>	25
8. <i>L'elettrificazione dei porti.....</i>	29
9. <i>Gli impatti attesi sulla domanda di energia e di potenza</i>	31
PARTE III RICARICA DEI VEICOLI E QUADRO REGOLATORIO	38
10. <i>Le modalità di ricarica dei veicoli elettrici</i>	38
11. <i>Struttura di costi e prezzi del servizio di ricarica</i>	49
12. <i>Quadro regolatorio</i>	52
13. <i>Segnalazioni, esperienze e analisi</i>	61
14. <i>L'evoluzione dei mercati energetici e delle spese tariffarie</i>	65
APPENDICI.....	68
1. QUADRO NORMATIVO EUROPEO ED ITALIANO	69
2. <i>Confronto tra le spese energetiche associate a diverse strutture tariffarie.....</i>	79
3. <i>Utilizzo delle infrastrutture di ricarica in luoghi accessibili al pubblico</i>	89
4. <i>Principali caratteristiche tecniche dei veicoli elettrici</i>	99
5. <i>Il possibile ruolo dei sistemi di accumulo per la ricarica fast e ultra-fast</i>	109
6. <i>Sintesi dei dati raccolti con la sperimentazione tariffaria per pompe di calore</i>	118
ALLEGATI.....	123
<i>Allegato A - Impatto delle infrastrutture di ricarica sulla rete elettrica di distribuzione</i>	123
<i>Allegato B - Il ruolo delle pompe di calore per gli obiettivi di decarbonizzazione</i>	123

PARTE I

ASPETTI INTRODUTTIVI

1. **Inquadramento procedurale e ambito della consultazione**
- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 22 marzo 2022, 115/2022/R/EEL (di seguito: deliberazione 115/2022/R/EEL) e contiene elementi di riferimento e di scenario propedeutici alla futura formulazione di orientamenti per le misure tariffarie attuative dell'obiettivo strategico OS.29 del Quadro Strategico 2022-2025, con particolare attenzione all'attuazione di quanto disposto dai D.Lgs. 199/2021 e 210/2021 con cui sono state recepite in Italia le Direttive Mercato Interno dell'Energia e Fonti Rinnovabili (c.d. RED II). Come illustrato in dettaglio in Appendice 1 (pag. 75), tali D.Lgs. richiedono ad ARERA di intervenire con propri provvedimenti per definire *"regole tecniche e puntuali necessarie al fine di agevolare la connessione dei punti di ricarica, siano essi ad accesso pubblico ovvero privati"* e *"misure tariffarie applicabili a punti di prelievo di energia elettrica che alimentano infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, al fine di favorire la diffusione di veicoli alimentati ad energia elettrica assicurando lo sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche"*.
- 1.2 Il Quadro Strategico 2022-2025, approvato con deliberazione 2/2022/A, ha introdotto l'obiettivo strategico OS.29 – *Sviluppare iniziative regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi*, le cui principali linee di intervento sono:
 - a) Misure tariffarie in materia di infrastrutture di ricarica, in attuazione di quanto previsto dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 di recepimento della direttiva RED-II, oltre alla promozione della bonifica delle colonne montanti vetuste.
 - b) Regolazione volta a favorire l'integrazione e l'interoperabilità delle infrastrutture di ricarica che possono partecipare, anche con lo sviluppo dello *smart metering* di seconda generazione, ai progetti pilota per i servizi locali di flessibilità a servizio delle reti di distribuzione.
- 1.3 La deliberazione 115/2022/R/eel ha altresì previsto che:
 - siano incluse nel procedimento anche le disposizioni in materia di regole tecniche 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, da definire sulla base del lavoro già in fase avanzata presso il CEI;
 - siano riesaminati alcuni criteri di definizione delle tipologie di utenza elettriche, anche in relazione alla nozione di potenza applicabile.

- 1.4 Pur non essendo state menzionate nell'ambito della deliberazione 115/2022/R/eel, incentrata essenzialmente sul tema dell'elettrificazione dei trasporti stradali, rientrano nel campo attuativo dell'OS.29 sopra richiamato (e pertanto, si ritiene necessario tenerne conto in questa sede) anche ulteriori tematiche strettamente connesse con la decarbonizzazione dei consumi energetici: l'elettrificazione dei consumi per climatizzazione, cottura e banchine portuali.
- 1.5 Considerata l'ampiezza delle tematiche da trattare e le complesse interazioni che potrebbero instaurarsi con il settore elettrico, prima di formulare proposte relative all'aggiornamento della regolazione in un successivo documento per la consultazione, si ritiene utile fornire al lettore un quadro ricognitivo approfondito sugli sviluppi tecnologici, normativi e di mercato intervenuti negli ultimi anni e su quali possano essere le evoluzioni attese nei prossimi 8-10 anni, con particolare riferimento a ciò che potrebbe avere impatti rilevanti sulle reti elettriche. Per questi motivi, l'Autorità ha ritenuto preferibile articolare il processo di consultazione formale in due fasi: una prima (il presente documento) con cui descrivere il quadro di riferimento e tracciare le possibili evoluzioni future e una seconda nella quale presentare le proposte di aggiornamento della regolazione ritenute più idonee per affrontare gli scenari qui illustrati. Per questi motivi, successivamente alla pubblicazione del presente documento e prima della pubblicazione del secondo documento, verranno organizzati incontri tematici con i soggetti interessati, finalizzati alla presentazione e all'approfondimento degli argomenti oggetto di consultazione.

S I. Si condivide l'ambito di interesse come sopra delineato? Si ritiene necessario valutare ulteriori aspetti ritenuti rilevanti nell'ambito delle materie inerenti al tema della decarbonizzazione?

2. **Struttura del documento**

- 2.1 Alla luce delle finalità sopra descritte, il documento viene articolato in quattro parti, oltre alla presente parte introduttiva:
- a) la Parte II, nella quale vengono illustrati i più probabili scenari di elettrificazione legati allo sviluppo atteso per la mobilità elettrica, per il *cold ironing*, per le pompe di calore, nonché gli impatti che potrebbero discenderne sulle reti elettriche;
 - b) la Parte III, nella quale viene illustrato lo stato dell'arte inerenti alla ricarica dei veicoli elettrici e presentato lo stato attuale della regolazione che sovraintende specificatamente ai temi delle connessioni, delle tipologie di utenza e delle strutture tariffarie a queste applicabili; in questa parte vengono anche presentate le principali segnalazioni trasmesse dagli operatori ad ARERA dall'avvio dell'attuale semiperiodo regolatorio.

- c) le Appendici, dedicate ad approfondire in dettaglio alcuni specifici argomenti richiamati nell'ambito delle parti precedenti: la normativa, le strutture tariffarie e l'evoluzione delle spese ad esse associate, l'intensità e le modalità di utilizzo della rete di ricarica accessibile al pubblico disponibile in Italia, le principali caratteristiche tecniche dei veicoli elettrici e il possibile ruolo dei sistemi di accumulo elettrico per la realizzazione di stazioni di ricarica ultra-fast;
- d) gli Allegati, sviluppati da RSE su invito di ARERA, per sintetizzare e collegare tra loro i risultati di diversi progetti di ricerca sviluppati negli ultimi anni.

3. Acronimi e definizioni

AFI = *Alternative Fuel Infrastructure*

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

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

DSO = impresa distributrice di energia elettrica

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

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

MiMS = Ministero delle infrastrutture e della Mobilità Sostenibile

MiSE = Ministero dello Sviluppo Economico

MiTE = Ministero della Transizione Ecologica

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

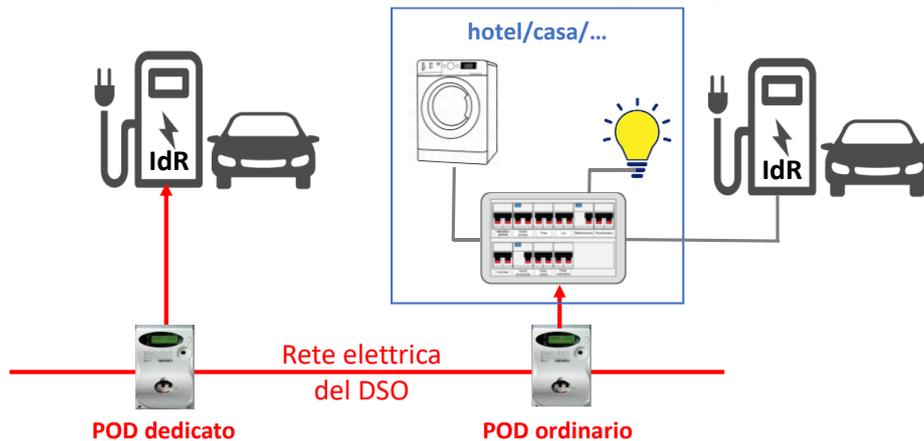
PHEV = veicolo elettrico di tipo ibrido *plug-in*

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



PTE = Piano per la Transizione Ecologica (approvato dal CITE l'8 marzo 2022)

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 = 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.¹

TIQE = Testo Integrato della Regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura, allegato alla delibera 566/2019/R/eel e s.m.i.²

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.¹

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

¹ Cfr. <https://www.arera.it/it/docs/19/568-19.htm>

² 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

GLI SCENARI DI ELETTRIFICAZIONE DEI CONSUMI

4. Contesto di riferimento e impatti dell'elettrificazione sulle reti di distribuzione

- 4.1 I Piani Nazionali predisposti dal Governo italiano nel corso degli ultimi due anni per affrontare l'emergenza climatica e per attuare il Recovery Plan Europeo (cfr. PNIEC, PNRR e PTE illustrati in Appendice 1) disegnano un quadro di obiettivi, di riforme e di investimenti mirati all'evoluzione del sistema energetico italiano fino al 2030. In quest'ambito, l'elettrificazione dei consumi finali è ritenuta rivestire un ruolo fondamentale per la decarbonizzazione del Paese ed è previsto interesserà diversi settori; quello che potrebbe subire la trasformazione più netta è il settore dei trasporti, in particolare quello su strada.
- 4.2 ARERA ritiene essenziale che la crescita della mobilità elettrica (così come quella delle pompe di calore e delle altre applicazioni elettriche ad alta efficienza) si concili con il contestuale sviluppo efficiente del sistema elettrico nel suo complesso: il nuovo segmento di domanda si aggiunge infatti a quelli esistenti, comportando una "nuova elettrificazione" di usi finali tradizionalmente soddisfatti con combustibili liquidi (o gassosi).
- 4.3 Per l'Italia, in cui i veicoli elettrici rappresentano una frazione ancora ridottissima del parco circolante (pari a circa 39 milioni di autovetture, cui vanno sommati i veicoli commerciali e quelli industriali), l'obiettivo definito dal PNIEC di 6 milioni di VE circolanti al 2030 risulta sfidante³; inoltre, dall'implementazione del pacchetto "*Fit-for-55*" – ancora in fase di discussione – potrà discendere la definizione di obiettivi ancora più ambiziosi rispetto a quelli del PNIEC, come illustrato anche nel recente documento di descrizione degli scenari pubblicato da Terna e Snam secondo cui, nello scenario di recepimento del pacchetto, al 2030 dovrebbe circolare un numero di veicoli BEV doppio rispetto a quello previsto dal PNIEC⁴.
- 4.4 La diffusione dei veicoli elettrici porta con sé l'esigenza di una rete di punti di ricarica e, quindi, lo sviluppo della mobilità elettrica avrà inevitabili e importanti riflessi sull'evoluzione del sistema elettrico nazionale: dal punto di vista della generazione di energia elettrica, l'elettrificazione dei consumi per il trasporto individuale su gomma può comportare un incremento del fabbisogno di energia ragionevolmente stimabile in circa 2 TWh/anno per milione di autovetture elettriche (BEV) circolanti; sul medio/lungo periodo, ciò appare largamente compatibile con gli andamenti evolutivi del sistema elettrico. Inoltre, l'evoluzione

³ Tenendo conto che, negli ultimi anni, le nuove immatricolazioni annue (tutte le motorizzazioni) sono state dell'ordine di 1,4 - 1,9 milioni di veicoli all'anno.

⁴ Snam/Terna, "Documento di descrizione degli scenari 2022", 1° agosto 2022, https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da74044f6ee28d.pdf (cfr. scenario FF55 illustrato alle Tabelle 8, 9 e 10)

del *fuel-mix* di generazione in Italia verso una quota di energie rinnovabili sempre più elevata (come previsto dal PNIEC e dall'ancora più ambizioso pacchetto “*Fit-for-55*” in discussione), coniugata con l'elettrificazione dei trasporti (individuali e pubblici), consente di ridurre le emissioni di CO₂ con evidenti vantaggi in termini di sostenibilità. Tuttavia, occorre considerare l'impatto sulle reti di distribuzione in bassa e media tensione, dove si attesteranno i prelievi delle infrastrutture di ricarica (e, potenzialmente, le future immissioni di energia in rete nel caso di tecnologia V2G). Al riguardo, è opportuno ricordare che i costi per lo sviluppo, l'esercizio e la manutenzione delle reti elettriche sono posti in capo a tutti gli utenti del sistema elettrico, tramite l'applicazione di tariffe per i servizi di rete non discriminatorie, definite da questa Autorità.

- 4.5 Anche l'IEA nell'ultima edizione del proprio rapporto annuale “*Global Electric Vehicle Outlook 2022*” ha dedicato particolare attenzione all'integrazione delle infrastrutture di ricarica nelle reti elettriche di distribuzione, evidenziando come le necessità di estensioni/potenziamenti delle reti rimangono mediamente contenuti finché i tassi di penetrazione dei veicoli elettrici leggeri rimangono bassi (sotto il 20%) ma, ciononostante, problemi si potrebbero verificare presto in alcuni centri urbani già elettricamente congestionati e con l'eventuale maggiore diffusione dei veicoli pesanti; inoltre, la connessione di SdR ad alta potenza in zone rurali risulta particolarmente costosa e quindi sarebbe importante localizzare le SdR dove la potenza è già disponibile⁵. Lo *smart charging* gioca un ruolo essenziale per contribuire a contenere le necessità di investimento nelle reti⁶.
- 4.6 Le preoccupazioni rispetto al potenziale impatto delle previsioni di elettrificazione sulle reti di distribuzione sono peraltro state espresse anche dai regolatori dell'energia in altri paesi europei, che hanno adottato misure per lo sviluppo dello *smart charging*. A titolo di esempio vale la pena di evidenziare alcune iniziative particolari promosse recentemente in Europa:
- nei **Paesi Bassi** il regolatore dell'energia (ACM) ha dichiarato a fine 2021 la necessità di aumentare in modo rilevante le tariffe di rete per finanziare investimenti urgenti sulle reti di trasmissione e di distribuzione resi necessari dalla transizione energetica⁷; a conferma dell'urgenza di tali interventi sulle reti, a giugno 2022 i DSO di due province olandesi hanno dichiarato la rete di alta tensione completamente saturata e, quindi, la temporanea impossibilità di procedere a nuove connessioni o a potenziamenti di quelle esistenti;
 - nel **Regno Unito**, nel 2021 il regolatore dell'energia (Ofgem) ha pubblicato un documento di indirizzo⁸ ed è stata approvata la normativa “*The Electric*”

⁵ Cfr. pagg. 194-200 di <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ad8fb04c-4f75-42fc-973a-6e54c8a4449a/GlobalElectricVehicleOutlook2022.pdf>

⁶ Alle pagg. 203-205 si legge: “*Adoption of digital technologies and smart charging can alleviate the need for grid upgrades*”, “*Smart charging for EVs offers new opportunities for power systems*”, “*Smart charging can provide services along the power supply chain*”;

⁷ Cfr. <https://www.acm.nl/en/publications/upgrading-high-voltage-grid-results-higher-tariffs-large-scale-users> e <https://www.acm.nl/en/publications/energy-distribution-tariffs-increase-average-6-euros-year-household>

⁸ Ofgem, “*Enabling the transition to electric vehicles: the regulator's priorities for a green fair future*”, Sept. 2021 - <https://www.ofgem.gov.uk/publications/electric-vehicles-ofgems-priorities-green-fair-future>

*Vehicles (Smart Charge Points) Regulations 2021*⁹, che definisce i requisiti minimi che devono essere garantiti da tutti i punti di ricarica in luoghi non accessibili al pubblico; tra questi rientrano, tra gli altri, due obblighi relativi ai dispositivi di ricarica installati in luoghi privati:

- i. che siano in grado di offrire “*funzionalità smart*” (cioè la capacità di trasmettere informazioni a soggetti esterni e di ricevere da questi comandi);
 - ii. che siano programmati di *default* (ma modificabile dal cliente) in modo tale che la ricarica possa avvenire solo nelle ore “fuori picco” (definite essere dalle 8 alle 11 del mattino e dalle 4 alle 10 del pomeriggio);
- c) in **Francia**, il regolatore dell’energia (CRE) ha più volte espresso le proprie preoccupazioni in merito al fatto che l’introduzione di eccessivi incentivi alle connessioni di IdR alle reti elettriche possa comportare distorsioni dei segnali di prezzo tali da impedire la minimizzazione dei costi per la collettività¹⁰;
- d) in **Finlandia**, fin dal 2017 la legge nazionale di recepimento della Direttiva AFID prevede che nelle IdR in luoghi accessibili al pubblico vengano usati “*smart charging systems*” ovunque possibile¹¹.

4.7 Anche da parte delle istituzioni europee si rileva molta attenzione al tema dell’impatto della elettrificazione (in particolare dei trasporti) sulle reti e ai segnali che possono essere trasferiti ai clienti finali (che nel caso della ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico non coincidono con l’utente del veicolo elettrico¹²) tramite la regolazione tariffaria; si citano ad esempio:

- a) il rapporto di **ACER** sulle tariffe di distribuzione, che esamina anche la possibilità – adottata da qualche regolatore nazionale – di considerare una specifica tipologia di utenza per la ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico;¹³
- b) la **Commissione Europea** ha pubblicato uno studio sulle *best practice* regolatorie per l’integrazione efficiente dei veicoli elettrici nelle reti elettriche.¹⁴

⁹ Cfr. <https://www.legislation.gov.uk/ukxi/2021/1467/regulation/10/made>

¹⁰ Ad esempio nella delibera 2021-85 (https://www.cre.fr/content/download/23632/file/210318_2021-85_avis_projet_arrete_refaction_IRVE.pdf) si afferma che l’eventuale introduzione di sgravi sui contributi di connessione delle IdR debba essere temporanea e modulata in funzione delle effettive caratteristiche della infrastruttura, con la sola finalità di garantire una copertura omogenea e completa del territorio nazionale; queste cautele devono essere tanto maggiori quanto più alta è la potenza delle IdR, perché la rete MT presenta costi di connessione molto maggiori di quelli della BT.

¹¹ Art. 4 della legge 478/2017 (<https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2017/20170478>)

¹² Nel caso di IdR in luoghi accessibili al pubblico, il cliente finale è il CPO; tale aspetto è stato sottolineato nel rapporto CEER “*Conclusions paper on new services and DSO involvement*”, March 2019, Ref: C18-DS-46-08, par. 5.3, <https://www.ceer.eu/ceer-conclusions-paper-on-new-services-and-dso-involvement>

¹³ Sezione 9.2 del rapporto ACER “*Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe*”, febbraio 2021, https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf

¹⁴ DG ENERGY, “*Best practices and assessment of regulatory measures for cost-efficient integration of electric vehicles into the electricity grid*”, febbraio 2022, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/d877544f-8a23-11ec-8c40-01aa75ed71a1/language-en>

5. L'elettrificazione mirata alla decarbonizzazione

- 5.1 Il PNIEC prevede elettrificazione dei trasporti (su strada, ferroviario regionale, pubblico locale e portuale), della climatizzazione e della cottura e il PNRR stanziando fondi e definisce interventi mirati a favorire tale evoluzione dei sistemi energetici nazionali. L'attenzione maggiore è dedicata all'elettrificazione del settore dei trasporti e quindi a questo verrà dedicata gran parte delle considerazioni sviluppate nel presente documento, ma non vanno in ogni caso trascurati anche i settori residenziale e terziario, poiché anche la loro evoluzione potrà contribuire in modo significativo ad aumentare il fabbisogno di energia e di potenza e, conseguentemente, la "pressione" sulle reti elettriche.
- 5.2 È in ogni caso importante evidenziare come un graduale processo di elettrificazione dei consumi finali domestici sia in ogni caso già avvenuto a partire dal 2017, anno in cui è stato attuato il secondo step di riforma della tariffa elettrica domestica (cfr. Capitolo 13), grazie al quale è stata superata la struttura progressiva delle tariffe di rete ed è stata resa più semplice e conveniente la possibilità di impegnare maggiore potenza. Le Figure II.1 e II.2, ottenute grazie ad un'elaborazione dei dati raccolti annualmente da ARERA presso le imprese distributrici in merito alla suddivisione dei clienti domestici, mostrano infatti come solo dopo il 2016 sia iniziata una progressiva ma netta riduzione del numero di contratti domestici residenti con potenze impegnate tra 1,5 e 3 kW (il cui peso è calato in cinque anni dal 97% al 88%), in favore delle classi di potenza superiori e come in queste stesse classi di potenza si sia registrato anche un aumento dei prelievi medi annui.

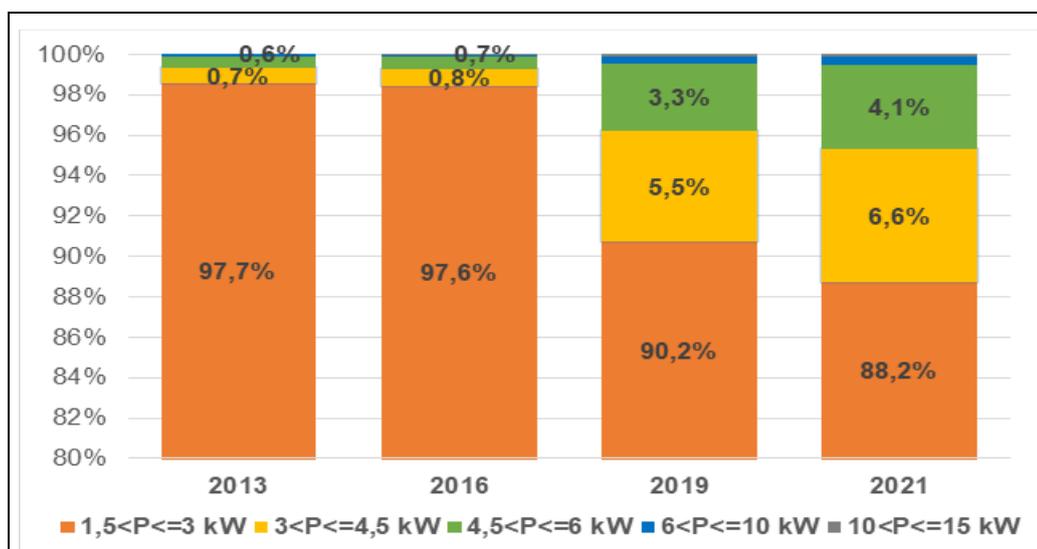


Fig. II.1 - Peso percentuale delle classi di potenza impegnata tra tutti i clienti domestici (residenti) italiani

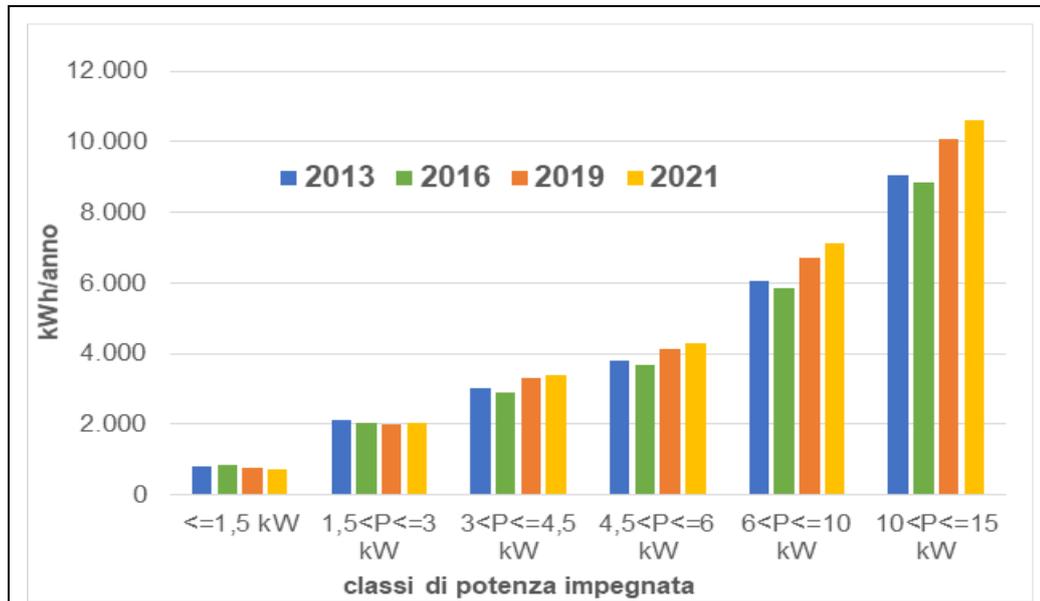


Fig. II.2 - Consumo medio annuo per POD domestico residente [kWh], in funzione della classe di potenza impegnata (Fonte: Relazioni annuali ARERA)

- 5.3 Una tendenza simile, anche se molto meno marcata, si evidenzia negli ultimi anni anche tra i clienti non domestici connessi in BT. Analizzando le serie storiche degli ultimi sei anni relative alla numerosità e ai prelievi di potenza ed energia dei clienti BTAU (cfr. Tabella II.1), è possibile evidenziare alcune tendenze:
- a fronte di una progressiva costante riduzione del numero di POD BTAU, cresce il peso della sotto-tipologia BTA6 (ovvero, con potenza disponibile superiore a 16,5 kW), che aumenta sia in termini assoluti (quasi 100.000 clienti in più) sia percentuali (da 12,2% a 14,0%);
 - il peso dei BTA6 sul totale dei BTAU cresce costantemente anche in termini di potenza impegnata e di energia prelevata;
 - i fattori di utilizzo di questi POD rimangono invece tendenzialmente stabili o in linea con le variazioni mostrate dal complesso dei clienti BTAU.
- 5.4 Complessivamente oggi rientra nella sotto-tipologia BTA6 un cliente BTAU ogni 7, ma a questa sotto-tipologia è associato il 40% della potenza impegnata e quasi il 70% dell'energia prelevata; questi clienti mostrano una potenza impegnata media di circa 22 kW e i fattori di utilizzo più alti tra tutti i clienti connessi in BT (circa il 15%, cioè più di 2.200 ore equivalenti).

Tabella II.1 – serie storiche dei dati caratteristici (Fonte: dati ARERA)

		2016	2017	2018	2019	2020	2021
Numero di POD migliaia	Tutti BTAU	7.028,6	6.994,0	6.967,6	6.906,9	6.841,7	6.778,7
	BTA6	854,7	869,6	883,1	901,4	906,0	951,6
	% BTA6/BTAU	12,2%	12,4%	12,7%	13,1%	13,2%	14,0%
Potenza impegnata GW	Tutti BTAU	51,41	52,15	51,50	52,10	51,30	49,80
	BTA6	19,32	20,13	20,18	20,67	20,34	19,81
	% BTA6/BTAU	37,6%	38,6%	39,2%	39,7%	39,7%	39,8%
Energia prelevata GWh	Tutti BTAU	67.279	68.660	69.421	69.200	66.589	64.756
	BTA6	44.242	45.617	46.499	46.817	45.192	44.391
	% BTA6/BTAU	65,8%	66,4%	67,0%	67,7%	67,9%	68,6%
Energia per POD kWh/POD	Tutti BTAU	9.572	9.817	9.963	10.019	9.733	9.553
	BTA6	51.765	52.460	52.654	51.937	49.881	46.649
Potenza per POD	Tutti BTAU	7,31	7,46	7,39	7,54	7,50	7,35
	BTA6	22,60	23,15	22,85	22,93	22,46	20,82
Ore equivalenti di utilizzo	Tutti BTAU	1.309	1.317	1.348	1.328	1.298	1.300
	BTA6	2.290	2.266	2.304	2.265	2.221	2.241
Fattore utilizzo	Tutti BTAU	14,9%	15,0%	15,4%	15,2%	14,8%	14,8%
	BTA6	26,1%	25,9%	26,3%	25,9%	25,4%	25,6%

Legenda:

- BTAU: clienti in bassa tensione per usi non domestici
- BTA6: clienti in bassa tensione per usi non domestici con potenza disponibile superiore a 16,5 kW

6. La mobilità elettrica individuale in Italia

La crescita del parco circolante

6.1 Negli ultimi dieci anni, cioè da quando ARERA ha introdotto la prima regolazione tariffaria tesa ad agevolare l'installazione di punti di ricarica per i veicoli elettrici, la crescita delle immatricolazioni di VE in Italia (soprattutto auto e autobus, molto meno i veicoli commerciali) è stata indubbiamente notevole: a fine 2021 le automobili BEV e PHEV arrivavano a rappresentare oltre il 9% delle immatricolazioni totali (con contributo paritario dei due tipi di alimentazione), mentre nei primi cinque mesi del 2022 si è registrata una contrazione soprattutto per le BEV (scese al 3%, secondo i dati UNRAE¹⁵). La seguente Tabella II.2 mostra come si sia arrivati a costituire un parco circolante, a fine 2021, composto da circa 132.000 BEV e 115.000 PHEV, con tassi di crescita medi anna su anno del 70% nel 2018 e 2019 e di oltre il 130% nel 2020 e 2021.

Tabella II.2 – serie storica del numero di VE immatricolati in Italia dal 2013
(Fonte: elaborazioni ARERA su dati EAFO)

		2011-12	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Immatricolazioni	BEV		908	899	2.526	2.255	2.318	5.723	12.719	33.651	70.488
	PHEV		218	469	718	1.599	2.637	5.034	6.034	27.456	70.768
Parco Circolante	BEV	740	1.531	2.430	4.956	7.211	9.529	15.252	27.971	61.622	132.110
	PHEV	145	363	832	1.550	3.149	5.786	10.820	16.854	44.310	115.078
Tasso di crescita annua delle immatricolazioni BEV+PHEV			114%	72%	99%	59%	48%	70%	72%	136%	133%

6.2 Analizzando le statistiche relative alle immatricolazioni italiane nei primi cinque mesi del 2022 (ma dati simili si riscontrano anche in precedenza), si possono mettere in evidenza alcune caratteristiche importanti:

- la preferenza degli automobilisti italiani è senz'altro diretta alle auto di piccola taglia: considerando tutte le alimentazioni, il 56% del totale ricade nei segmenti A e B e un ulteriore 29% nel segmento C, riservando dunque solo il 15% del totale ai segmenti D, E ed F; questa tendenza è ancora più accentuata **per le BEV, per le quali nel segmento A/B è concentrato il 62% del totale delle immatricolazioni** e un ulteriore 15% nel segmento C¹⁶; le immatricolazioni di PHEV sono invece molto più concentrate nei segmenti C (per il 55%) e D (per il 32%)¹⁷;
- BEV e PHEV risultano destinate al noleggio (anche professionale) molto più frequentemente delle altre alimentazioni: ben il 30% delle BEV e il 54%

¹⁵ Cfr https://unrae.it/files/Struttura%20del%20mercato%20maggio%202022_6297551b48fd1.pdf

¹⁶ Cfr <https://unrae.it/dati-statistici/immatricolazioni/5830/immatricolazioni-bev-per-modello-maggio-2022>

¹⁷ Cfr <https://unrae.it/dati-statistici/immatricolazioni/5831/immatricolazioni-phev-per-modello-maggio-2022>

delle PHEV, a fronte di una media nazionale del 25%¹⁸; questa constatazione spinge a ritenere ragionevole che **il chilometraggio medio di veicoli BEV e PHEV sia mediamente maggiore rispetto a quello medio nazionale.**

- 6.3 A fronte dei dati raggiunti a fine 2021, per conseguire l’obiettivo definito dal PNIEC di 6 milioni di VE circolanti al 2030 (di cui 4 milioni di BEV e 2 milioni di PHEV), nei prossimi nove anni andrebbero mantenuti tassi di crescita medi annui (*CAGR*) compresi tra il 40% e il 50%, che potrebbero alzarsi ulteriormente se, come è probabile, l’implementazione del *Fit-for-55* dovesse comportare un ulteriore innalzamento degli obiettivi al 2030; nella prima metà del 2022 si è tuttavia registrato un rallentamento delle immatricolazioni rispetto al 2021. Con l’intento di definire quelle misure tariffarie atte a “favorire la diffusione dei veicoli elettrici” che il D.lgs. 199/21 ha chiesto ad ARERA, risulta allora necessario disporre di informazioni sufficientemente chiare e complete in merito sia ai fattori che maggiormente ne influenzano l’adozione da parte degli automobilisti italiani sia alle principali caratteristiche dei VE.

Principali motivazioni d’acquisto

- 6.4 Negli ultimi anni molti studi sono stati svolti a livello nazionale e internazionale¹⁹ per valutare su quali fattori sia più importante intervenire per stimolare i consumatori a preferire l’acquisto di veicoli elettrici rispetto ai veicoli a combustione interna. Il seguente Box II.1 analizza alcuni di questi fattori, concentrandosi in particolare – ma non esclusivamente - sui risultati conseguibili tramite un’analisi del *Total Cost of Ownership*. Nel compiere queste analisi per il nostro Paese è importante considerare che finora il mercato dell’auto ha sempre dimostrato una preferenza per le taglie medio-piccole (segmenti A, B e C) ed è proprio in questi segmenti che si sono finora concentrate le vendite di BEV; le PHEV sono state invece preferite da chi cerca auto di taglia maggiore (segmenti D, E ed F) è probabilmente meno disposto a soffrire di “*range anxiety*” sui tragitti lunghi;

¹⁸ Si tratta di un dato che conferma la tendenza già fotografata per il 2019 e il 2020 dai rapporti annuali dell’Associazione ANIASA: si veda in proposito il loro 21° Rapporto Annuale pubblicato a maggio 2022 <https://www.aniasa.it/aniasa/aniasa-informa/public/pubblicazioni/4912>

¹⁹ Si veda ad esempio il recente “*EV Driver Survey Report 2022*” - <https://shellrecharge.com/en-gb/solutions/knowledge-centre/reports-and-case-studies/ev-driver-survey-report>

Box II.1 – Le motivazioni di scelta di un veicolo elettrico: *Total Cost of Ownership (TCO)* e altri fattori

È convinzione diffusa che per un “automobilista razionale”, in assenza di limitazioni specifiche, la scelta d’acquisto tra un veicolo elettrico ed un veicolo a combustione interna dovrebbe essere basata sulla valutazione del “costo totale di possesso” ossia della somma di tutti i costi che sono connessi all’acquisto, all’utilizzo e alla manutenzione di un veicolo nel corso di un orizzonte temporale predefinito.

A parità di veicolo, l’entità di questo costo totale può variare molto da paese a paese, in base ai diversi prezzi di vendita al pubblico, al prezzo dei carburanti, agli incentivi eventualmente applicabili, al chilometraggio medio annuo tipico di ogni mercato, ecc.

Ad esempio, il calcolo del TCO per un veicolo acquistato e utilizzato in Italia dovrebbe tenere conto di voci quali: il costo di acquisto iniziale (con o senza incentivi pubblici), le imposte (bollo, superbollo, ecc.), i costi di manutenzione, i costi per accesso e/o parcheggio in aree a traffico limitato e, infine, i costi di rifornimento/ricarica.

Per quanto riguarda il mercato italiano, la valutazione più recente in proposito è stata compiuta da RSE tra 2021 e 2022 (aggiornamento di una precedente valutazione compiuta nel 2017) con l’intento di confrontare il TCO di alcuni modelli di auto elettriche con analoghi modelli di auto a benzina/gasolio (cfr. <https://dossiere.it/18-2021-total-cost-of-ownership-tco-2021/>). I risultati sono differenti a seconda della tipologia di veicolo considerato (segmento A/B oppure C), della durata di possesso, dei km percorsi e della modalità di ricarica (prevalentemente a casa o lungo le strade), ma consentono di trarre alcune conclusioni di validità generale:

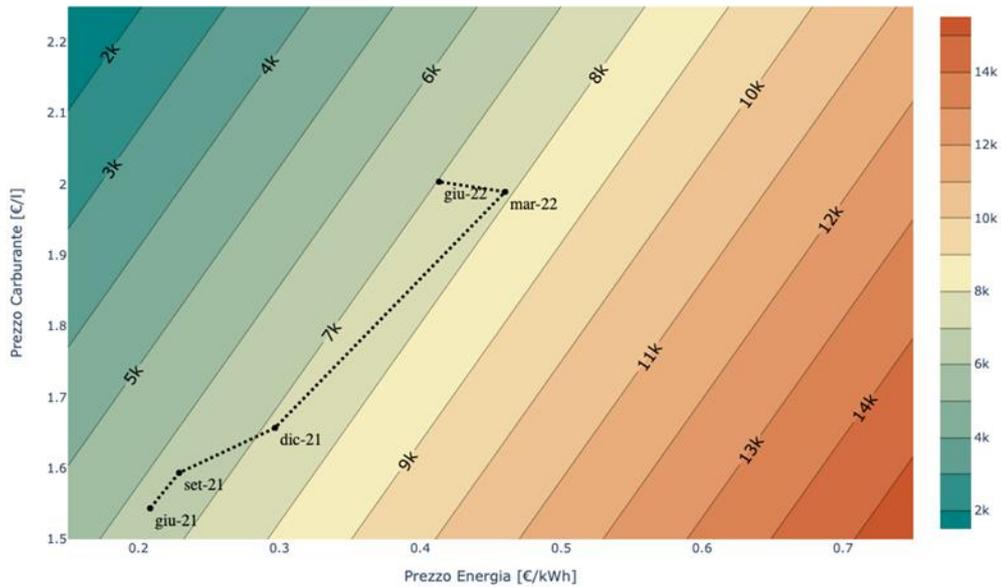
- **in assenza di incentivi all’acquisto, il TCO dei veicoli elettrici risulta (nel 2021) generalmente ancora superiore, tranne alcuni casi particolari, a quello dei veicoli a combustione interna;**
- **per un’auto elettrica, il costo iniziale d’acquisto (CAPEX) rappresenta mediamente tra i 2/3 e i 3/4 del TCO, mentre i costi di ricarica raramente superano il 10% del totale;**
- **la convenienza dei veicoli elettrici rispetto a quelli a combustione interna è, generalmente, tanto maggiore quanto più alto è il numero di chilometri percorsi annualmente, in ragione dei minori costi operativi.**

Come illustrato in dettaglio nel Capitolo 14, i forti sconvolgimenti intervenuti nei mercati energetici nel corso degli ultimi 15 mesi hanno inevitabilmente comportato anche una variazione nelle stime di convenienza tra veicoli elettrici e veicoli a combustione interna basate sul metodo del TCO. Gli effetti di tali sconvolgimenti dei mercati vengono mostrati nelle due figure seguenti che, rispettivamente per i segmenti di veicoli A/B oppure C, rappresentano abachi con cui calcolare il valore del ΔTCO (=TCO_{elettrico} – TCO_{termico}) al variare dei prezzi della ricarica elettrica (in ascissa) o dei carburanti (in ordinata): i veicoli elettrici risultano più convenienti di quelli termici solo nel caso di valori negativi di ΔTCO . I grafici mostrano quindi come, sulla base dei prezzi dell’energia elettrica domestica e dei carburanti registrati nel costo dell’ultimo anno (e al netto degli incentivi all’acquisto):

- il ΔTCO per il segmento A/B sia cresciuto da circa 6.400 € fino a circa 8.000 € per poi scendere a 7.000 €;
- il ΔTCO per il segmento C sia cresciuto da circa 1.000 € fino a circa 2.200 € per poi tornare a 1.000€.

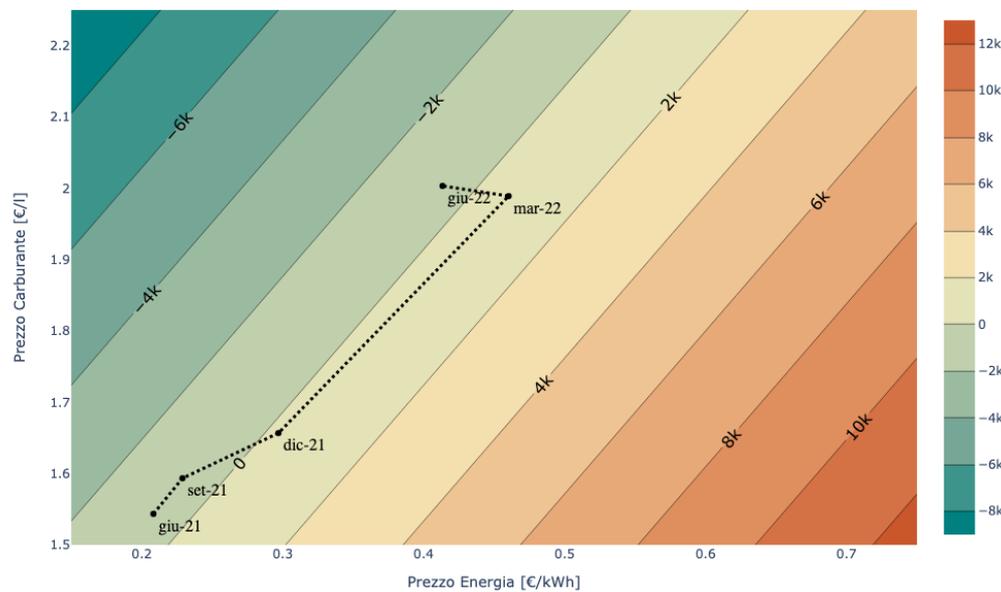
Segmento A/B - Analisi di sensitività

Andamento del Δ TCO al variare dei costi carburante/energia (10 anni, 12.000 km/anno)



Segmento C - Analisi di sensitività

Andamento del Δ TCO al variare dei costi carburante/energia (10 anni, 15.000 km/anno)



(fonte: https://www.rse-web.it/wp-content/uploads/2022/09/Nota_aggiornamento_TCO_2021_rev.-MD-002.pdf)

Sulla base di questi dati risulta infine utile valutare quale potrebbe essere, a parità di prezzi dei carburanti, l'impatto sul Δ TCO di una variazione del prezzo della ricarica elettrica: su un orizzonte di 10 anni, una riduzione dei costi di ricarica di 10 c€/kWh comporterebbe una riduzione del TCO elettrico di circa 1.700 € per il segmento A/B (per il quale è stata assunta una percorrenza annua di 12.000 km e un consumo chilometrico di 14 kWh/100km) e di circa 2.400 € per il segmento C (per il quale è stata assunta

una percorrenza annua di 15.000 km e un consumo chilometrico di 16 kWh/100km). Nel caso di assunzioni meno generose in merito alla percorrenza media annua dei veicoli, il Δ TCO risulterebbe più alto (cioè meno favorevole all'elettrico) e l'impatto di una variazione del prezzo di ricarica risulterebbe inferiore.

Se ne deduce che (al netto di incentivi all'acquisto), interventi di riduzione anche rilevante dei costi di ricarica non consentirebbero di modificare le convenienze relative nel segmento A/B mentre sarebbero a malapena sufficienti nel segmento C.

Non si può tuttavia fare a meno di considerare come non tutti gli automobilisti possano essere ritenuti "razionali" o informati in modo sufficientemente completo. Ne consegue che la valutazione del TCO non può essere sempre ritenuta il principale criterio di valutazione e scelta della motorizzazione di un veicolo. In proposito è interessante osservare il caso della Germania dove, nel 2020, il volume di auto elettriche vendute è stato nettamente superiore a quello italiano, malgrado il fatto che gli elementi determinanti il TCO fossero molto meno favorevoli:

- prezzi di vendita delle auto ed entità degli incentivi molto simili tra Italia e Germania in quel periodo;
- a fronte di una sostanziale parità di prezzi del servizio di ricarica pubblica, i prezzi dell'energia elettrica domestica sono sempre stati nettamente più alti in Germania (+30-50%);
- il prezzo medio dei prodotti petroliferi risulta senz'altro inferiore in Germania che in Italia.

Se ne può dunque dedurre che, dietro alle scelte d'acquisto di questo tipo di beni, siano da ricercare anche fattori e motivazioni che prescindono dalla convenienza economica in termini di TCO, quali ad esempio la sensibilità per le tematiche ambientali (elemento confermato anche dal rapporto Shell citato in Nota 24), lo status sociale e la disponibilità di reddito. Uno studio realizzato dall'Associazione europea dei costruttori d'auto, ACEA, evidenzia la chiara correlazione esistente tra quote di mercato dei veicoli elettrici e PIL in diversi paesi europei: <https://www.acea.auto/figure/interactive-map-affordability-of-electric-cars-correlation-between-market-uptake-and-gdp-in-the-eu/>.

Principali caratteristiche dei modelli di VE

6.5 Il precedente Box ha evidenziato quale peso possa avere il prezzo della ricarica nell'influenzare le scelte dei consumatori, ma a tale proposito non bisogna sottovalutare due aspetti:

- a) il prezzo della ricarica cresce, tipicamente, con la potenza nominale del PdR;
- b) la velocità di ricarica è determinata più dalle caratteristiche del veicolo che non dalla potenza nominale del PdR a cui viene connesso, come viene chiarito nei punti seguenti.

6.6 Per valutare quali impatti positivi o negativi potrà avere la diffusione dei veicoli elettrici sul sistema elettrico nazionale, è utile conoscerne le principali caratteristiche; a tale scopo, in Appendice 4 sono illustrati i risultati della ricognizione compiuta da ARERA in merito alle caratteristiche tecniche dei modelli di veicoli elettrici (BEV e PHEV) disponibili sul mercato nel 2020, differenziati per segmento commerciale. Questi alcuni dati di sintesi:

- i modelli BEV (concentrati soprattutto nei segmenti A, B e C) rispetto ai modelli PHEV (concentrati soprattutto nei segmenti D, E ed F) presentano batterie di capacità nettamente maggiore (circa 4 volte superiori) e consumi chilometrici inferiori (circa la metà) e, di conseguenza, l'autonomia media

in elettrico dei BEV risulta 6-7 volte superiore a quella dei PHEV (300-350 km vs 50-60 km); la successiva Tabella II.3 schematizza alcuni di questi dati in modo molto sintetico;

- per quanto riguarda modalità e potenze di ricarica, guardando all'intero campione di modelli BEV e PHEV, più della metà (solo PHEV) è limitata alla ricarica lenta e solo un quarto (solo BEV) è in grado di ricaricare a potenze *ultra-fast*; più in dettaglio:
 - i modelli **PHEV dispongono quasi solo di ricarica lenta²⁰** e la metà non supera i 3,7 kW;
 - tra i modelli **BEV nel 96% dei casi la ricarica in AC è limitata a soli 11 kW** e solo pochi (solo del segmento A/B) possono spingersi fino a 22 kW; per quanto riguarda la ricarica in DC, ad eccezione di 4-5 modelli, **il 96% del campione non può spingersi oltre i 150 kW** e un terzo di questi non può superare i 50 kW;
- **nessun modello (tranne 1) viene dichiarato in grado di erogare servizi di tipo V2G**, cioè di scaricare la batteria per alimentare la rete a cui il veicolo, tramite la IdR, è connesso.

Tabella II.3 – Caratteristiche energetiche principali dei veicoli elettrici (BEV e PHEV) di categoria M1 attualmente presenti sul mercato

Veicoli BEV			
Valori tipici per:	Minimo	Medio	Massimo
Capacità della batteria (kWh)	30	40 – 52	100
Consumo specifico (kWh/100 km)	13	15 – 16	23
Stima del fabbisogno annuo* (kWh)	1.400	1.650 – 2.400	3.000
Veicoli PHEV			
Valori tipici per:	Minimo	Medio	Massimo
Capacità della batteria (kWh)	8	11 – 14	24
Consumo specifico (kWh/100 km)	15	22 – 31	45
Stima del fabbisogno annuo* (kWh)	*	*	*

* Valori calcolati assumendo una percorrenza media annua tra 11.000 e 15.000 km sfruttando il solo motore elettrico (si sono volutamente scelti valori un po' più alti di quelli medi nazionali, compresi tra 10.000 e 12.000 km/anno). Nel caso dei veicoli PHEV un calcolo di tale fabbisogno non sarebbe attendibile poiché l'effettivo numero di km percorsi grazie al solo motore elettrico è molto variabile.

6.7 Sulla base delle informazioni raccolte finora, si ritiene che negli ultimi due anni non siano intervenute migliorie tecnologiche tali da modificare in modo significativo le conclusioni tratte sulla base dei dati sopra sintetizzati, che quindi possono essere ritenuti ancora largamente attendibili. Bisogna inoltre aggiungere un dettaglio relativo ai valori di potenza massima di ricarica *ultra-fast* che, oltre

²⁰ Solo 1/5 dei modelli può ricaricare in corrente continua, DC, fino a max 32-50 kW, come mostrato in Appendice 4.

ad essere ancora appannaggio di un numero ristretto di modelli BEV, sono raggiungibili solo in condizioni particolari di temperatura e di stato di carica della batteria (SoC): ogni modello di veicolo è caratterizzato da una propria “**curva di carica**”, che definisce la potenza massima prelevabile al variare dello stato di riempimento della batteria; tipicamente la potenza massima sopra indicata è raggiungibile solo in un intervallo di SoC piuttosto limitato, variabile da veicolo a veicolo, ma mediamente compreso tra il 30% e il 70%.

- 6.8 Quanto appena presentato suggerisce una considerazione potenzialmente utile per valutare i futuri fattori di utilizzo delle infrastrutture di ricarica: **maggiore è la potenza nominale di un PdR, minore è il numero di veicoli che potrà beneficiare a pieno di quel livello di servizio**; si può inoltre desumere che saranno soprattutto le BEV ad utilizzare le reti di ricarica in luoghi accessibili al pubblico, mentre le PHEV verranno ricaricate soprattutto in luoghi privati.
- 6.9 Combinando i dati caratteristici dei modelli BEV, medi per ogni segmento commerciale (presentati in Appendice 4), con la ripartizione percentuale tipica delle vendite in Italia (illustrata al precedente punto 6.2), si possono desumere due dati interessanti per compiere alcune valutazioni relative ai **potenziali servizi di flessibilità che il parco dei VE circolanti potrà essere in grado di fornire in futuro al sistema elettrico**; in base alle tecnologie attuali, a 1.000 BEV immatricolate corrispondono:
- a) **53 MWh** di batterie;
 - b) un consumo chilometrico medio pesato pari a **15,2 kWh/100 km** (e, quindi, l'autonomia media pesata è pari a circa 340 km).

Questi due dati implicano che, mediamente:

- una potenza di ricarica di 6 kW è sufficiente per riempire completamente una batteria durante una sosta notturna (8-9 ore);
- con una potenza di ricarica di 11 kW (utilizzabile da qualunque BEV), servono circa 83 minuti per ricaricare i kWh necessari a percorrere 100 km; oppure, in altri termini, con un'ora di ricarica a 11 kW il VE guadagna un'autonomia media di 72 km;
- in un ipotetico futuro sfruttamento dei veicoli BEV per l'erogazione di servizi V2G (attualmente ancora piuttosto lontano), dopo l'eventuale svuotamento di metà di una batteria inizialmente carica al 100%, il veicolo sarebbe ancora in grado di percorrere 170 km.

S 2. Si ritiene sufficientemente completo il quadro delle considerazioni sviluppate in merito alle principali caratteristiche dei VE, con riferimento sia al parco circolante sia all'offerta di mercato? Se no, cosa si ritiene debba essere corretto/integrato sulla base di quali fonti informative?

S 3. Si condividono le considerazioni sviluppate in merito alle attuali principali motivazioni che spingono all'acquisto di veicoli elettrici? Se no, si vogliono segnalare studi alternativi che potrebbero portare a conclusioni diverse?

7. La rete di ricarica disponibile in Italia e l'evoluzione attesa al 2030

- 7.1 In Appendice 3 sono illustrati i dati attualmente disponibili in merito alla dimensione, alla distribuzione geografica e al grado di utilizzo delle stazioni di ricarica attive in Italia e che sfruttano la tariffa BTVE (dedicata ai punti di prelievo esclusivamente utilizzati per alimentare punti di ricarica in luoghi accessibili al pubblico, illustrata al punto 12.16). Incrociando i dati relativi all'energia prelevata annualmente da tali SdR con quelli relativi al parco EV circolante nel medesimo anno e adottando ipotesi conservative in merito alle percorrenze annue e al consumo chilometrico di tali veicoli (coerenti con i dati riportati in Appendice 4), è possibile stimare quale sia stata finora la quota del fabbisogno di ricarica di tali veicoli effettivamente coperto dalla rete di ricarica in luoghi accessibili al pubblico (cfr. Tabella II.4).
- 7.2 Analogamente, applicando i criteri proposti dalla proposta del nuovo Regolamento AFIR per quantificare il fabbisogno di potenza da rendere disponibile presso PdR in luoghi accessibili al pubblico (cfr. Box 1.1 in Appendice 1) al parco di VE circolanti a fine 2021, si arriva a stimare un fabbisogno complessivo pari a 209 MW. Alla stessa data, le SdR connesse in BT a POD con tariffa BTVE mostravano una potenza complessiva superiore a 326 MW; è dunque ragionevole ritenere che, sommando a queste tutte le SdR connesse in MT²¹, tale valore totale possa probabilmente superare i 400 MW, mostrando come **le infrastrutture di ricarica italiane siano al momento quasi doppie rispetto a quelle minime richieste dal regolamento europeo in via di definizione**²². Bisogna in ogni caso osservare come un giudizio di adeguatezza in merito all'attuale capacità della rete di ricarica in luoghi accessibili al pubblico di soddisfare le esigenze del parco VE oggi circolante non possa basarsi solo sulla consistenza in termini di kW complessivi, ma anche sulla distribuzione geografica e sulla tipologia di PdR.

Tabella II.4 – stima dell'evoluzione negli anni della quota di fabbisogno di energia per veicoli elettrici soddisfatta da POD BTVE (Fonte: elaborazioni ARERA su dati AU)

	2017	2018	2019	2020	2021
Numero di BEV circolanti	9.529	15.252	27.971	61.622	132.110
Stima fabbisogno energetico BEV [MWh]*	19.058	30.504	55.942	123.244	264.220
Energia prelevata da POD BTVE [MWh/anno]	881	3.334	20.185	16.863	34.176
Quota di fabbisogno energetico per VE coperta da POD BTVE	4,6%	10,9%	36,1%	13,7%	12,9%

* Si tratta di valutazione approssimata perché adotta un fabbisogno energetico annuo (di 2.000 kWh) anche per i BEV immatricolati in corso d'anno, a parziale compensazione del fatto di trascurare il fabbisogno energetico dei veicoli PHEV

²¹ La maggior parte delle quali appartengono ai circuiti di Tesla, Free-to-X, Ionity e ENEL-X

²² Immaginando di trascurare l'interesse delle PHEV per i PdR in luoghi accessibili al pubblico, tale potenza nominale di ricarica in luoghi accessibili al pubblico corrisponde a circa 3 kW per ogni BEV circolante.

- 7.3 Le caratteristiche tecnico-economiche dei dispositivi di ricarica utilizzati per la realizzazione della rete di ricarica attualmente attiva in Italia sono state oggetto di un'indagine approfondita svolta da ARERA nel 2020 nell'ambito dei Focus-group, i cui risultati sono stati presentati in un Rapporto pubblicato a maggio 2021²³. Nella tabella seguente vengono sintetizzate in modo molto schematico alcune principali caratteristiche di tali dispositivi, differenziati in funzione della potenza di ricarica offerta.

Tabella II.5 – Sintesi delle caratteristiche tecnico economiche dei dispositivi di ricarica (fonte: elaborazioni ARERA³⁴)

Velocità di ricarica	Tempi di attesa	Costi di investimento	Integrazione con FER	Servizi V-to-G	Consumi in stand by
Ultra-fast	Molto bassi	230-450 €/kW	solo se con accumulo		~60 W
Fast	Bassi	160-580 €/kW	solo se con accumulo		~60 W
Quick	Medi	35-120 €/kW	Buone opportunità		~12 W
Slow	Alti	100-200 €/kW	Ottime/Buone opportunità		~12 W

- 7.4 Per quanto riguarda le caratteristiche tecniche delle stazioni di ricarica *ultra-fast*, alcuni elementi interessanti sono emersi nell'ambito di una piccola ricognizione compiuta dagli uffici di ARERA nel 2020, i cui dettagli sono forniti nel Box II.2; pur avendo analizzato un campione numericamente limitato e quindi statisticamente poco significativo, sono in ogni caso emersi alcuni spunti interessanti:
- a) non tutte le stazioni *ultra-fast* necessitano di essere alimentate tramite la creazione di un nuovo POD connesso a reti di media tensione: in alcuni casi possono essere connesse anche in BT o attraverso POD esistenti;
 - b) le connessioni in MT sono spesso caratterizzate da tempi di realizzazione molto più lunghi rispetto a quelle in BT e, al netto degli eventuali costi per le opere civili necessarie alla realizzazione di una nuova cabina di trasformazione, da contributi di connessione unitari inferiori;
 - c) nella grande maggioranza dei casi, la potenza elettrica disponibile alla connessione con la rete risulta inferiore alla potenza nominale di ricarica complessiva dichiarata dal CPO.
- 7.5 Per quanto riguarda la **rete autostradale**, nell'ambito del provvedimento AGCM n.29945 del 27 dicembre 2021 si segnala al punto 55 che “[...] il maggior concessionario, ASPI, ha deciso di assumere direttamente (attraverso una società appositamente costituita e denominata Free to X) il ruolo di CPO in un consistente numero di aree di servizio (cento) della propria rete, riproponendosi di assegnare tramite gara, secondo i bandi che sono in via di predisposizione da parte dell’Autorità di Regolazione dei Trasporti (ART), la possibilità di svolgere

²³ ARERA “Mercato e caratteristiche dei dispositivi di ricarica per veicoli elettrici”, maggio 2021 - https://www.arera.it/it/com_stampa/21/210503.htm

questa attività sulle restanti aree". È lecito attendersi che il numero di installazioni di SdR in autostrada aumenterà sempre più rapidamente, alla luce della recente pubblicazione da parte di ART della deliberazione n. 130/2022 (cfr. Appendice 1) con la quale viene definita la struttura dei succitati bandi; in questo contesto risultano particolarmente rilevanti due previsioni di tale deliberazione: l'obbligo che in ogni area di servizio siano presenti almeno 2 CPO e che venga garantita la disponibilità di punti di ricarica da almeno 100 kW,

Box II.2 – Ricognizione 2020 su un campione di stazioni *ultra-fast*

Nell'anno 2020, nell'ambito degli approfondimenti compiuti a supporto dei lavori dei Focus Group sulla mobilità elettrica promossi da ARERA, gli Uffici dell'Autorità hanno richiesto il supporto di alcune imprese distributrici per effettuare una ricognizione relativa ad un campione di 11 stazioni di ricarica *ultra-fast* (pari a circa il 20% del totale delle stazioni di questo tipo allora presenti in Italia). La ricognizione è nata con l'intento di fotografare le principali caratteristiche (tempi di attivazione, costi di connessione, potenza disponibile) degli interventi di connessione alla rete elettrica di stazioni di ricarica ad alta potenza (>100 kW), spesso indicate come "*ultra-fast*", al fine di comprendere gli impatti che investimenti in questo tipo di stazioni di ricarica possono determinare sia sul *business* del CPO sia sulle reti di distribuzione.

A partire da informazioni pubblicamente disponibili in merito alla localizzazione e alle principali caratteristiche nominali di stazioni *ultra-fast* (numero di stalli e potenza massima di ricarica per ciascuno stallo), è stato costruito un campione di 11 stazioni²⁴ scelte con la sola finalità di poter essere considerate sufficientemente rappresentative di diverse situazioni, poiché:

- appartengono a diversi "circuiti" (Tesla, Ionity, Enel-X, BeCharge, Neogy);
- sono distribuite lungo tutta la penisola (Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Liguria, Emilia Romagna, Toscana, Marche, Lazio, Campania, Calabria);
- sono state connesse da distributori diversi (E-Distribuzione, Deval, Edyna, Inrete);
- hanno potenze nominali di ricarica variabili tra 150 e 2.100 kW.

È possibile accorpate le 11 stazioni oggetto di ricognizione in tre raggruppamenti, definiti in funzione della tipologia di connessione effettuata:

- A. 2 stazioni (con potenze nominali di ricarica – minime – da 150 e 194 kW) sono state connesse in bassa tensione e utilizzano la tariffa BTVE;
- B. 2 stazioni (con potenze nominali di ricarica da 600 e 1.200 kW) non hanno richiesto l'apertura di un POD dedicato perché sono state connesse a cabine elettriche (in media tensione) già esistenti per alimentare hotel, ai quali viene applicata la tariffa MTA3;
- C. 7 stazioni (con potenze nominali di ricarica comprese tra 540 e 2.100 kW) sono connesse in media tensione con un punto di prelievo ad esse dedicato, ai quali vengono applicate le tariffe MTA2 e MTA3 in funzione della potenza disponibile alla connessione effettivamente richiesta.

Per quanto riguarda le due stazioni del gruppo A, pur trattandosi di connessioni con potenza superiore a 100 kW, i distributori hanno dichiarato di avere ritenuto che, nei due casi specifici, una connessione in BT fosse più efficiente e conveniente per il funzionamento della rete rispetto ad una in MT. In questi casi, tra la data di richiesta della connessione e l'effettiva attivazione sono passati rispettivamente 37 e 69 giorni.

²⁴ Pur non essendo possibile conoscere con esattezza quante siano le stazioni di questo tipo oggi attive in Italia, si può in ogni caso stimare che il suddetto campione rappresenti circa il 20% del totale (54 stazioni censite su goelectricstations.it al 5/8/2020).

Per quanto riguarda le due stazioni del gruppo B non è stato evidentemente necessario alcun intervento del distributore, poiché la connessione alla cabina dell'hotel è stata effettuata direttamente dai tecnici di quest'ultimo.

Per quanto riguarda le sette stazioni del gruppo C tra la data di richiesta della connessione e la data di attivazione sono intercorsi da un minimo di 169 ad un massimo di 444 giorni e non è possibile individuare alcuna correlazione tra questi tempi e la potenza richiesta.

In ragione di quanto stabilito dal TIC in merito alla quantificazione dei contributi di connessione, al fine di valutare quanto possa valere il costo medio per la connessione di una stazione di ricarica ultra-fast, si ritiene utile confrontare tra loro i valori del contributo di connessione unitario medio, valutato come rapporto tra l'ammontare complessivo di cui è stato richiesto il pagamento a fronte dell'attivazione della connessione e il valore della potenza disponibile alla connessione. Tale analisi mostra valori (al lordo di IVA al 22%):

- pari a circa 86 e 147 €/kW per le due stazioni del gruppo A (in BT), con un valore medio pesato pari a 115 €/kW;
- compresi tra 57 e 75 €/kW per le sette stazioni del gruppo C (in MT), con un valore medio pesato pari a 68 €/kW.

Pur non essendo questi valori statisticamente significativi, vista la ridotta numerosità dei due gruppi, si osserva in ogni caso come, a parità di potenza disponibile, la connessione in MT risulti mediamente molto meno costosa per il CPO rispetto a quella in BT.

In merito al confronto tra potenza disponibile alla connessione e potenza nominale di ricarica è interessante osservare come:

- per le due stazioni del gruppo A si registri in un caso una sostanziale coincidenza tra potenza disponibile alla connessione e potenza nominale di ricarica e nell'altro un "sottodimensionamento" di circa il 30% della potenza disponibile alla connessione rispetto alla potenza nominale di ricarica;
- per le due stazioni del gruppo B è interessante osservare come la potenza disponibile alla connessione per l'insieme hotel+stazione di ricarica risulti, rispetto alla sola potenza nominale della stazione di ricarica, in un caso appena superiore (650 kW disponibili per 600 kW nominali) e nell'altro caso decisamente inferiore (827 kW disponibili per 1200 kW nominali); solo in questo secondo caso il distributore ha rilevato come il POD sia stato negli anni interessato da "adeguamenti di potenza contrattuale automatici per superamento sistematico della potenza prelevata", mentre nel primo caso il picco di prelievo è sempre rimasto entro il limite della potenza disponibile alla connessione;
- tra le sette stazioni del gruppo C si osservano situazioni diversificate:
 - o in quattro casi la potenza disponibile alla connessione risulta nettamente inferiore alla potenza nominale di ricarica (tra il 67% e l'83% inferiore); evidentemente, trattandosi di stazioni dotate di molti stalli (da 4 a 14), il CPO ha ritenuto preferibile adottare meccanismi di *load management* locale per gestire le eventuali situazioni di contemporaneità;
 - o nei tre casi rimanenti il rapporto tra potenza disponibile e potenza nominale di ricarica non risulta facilmente determinabile: a seconda della fonte utilizzata per determinare la potenza nominale di ricarica si possono individuare sottodimensionamenti del 30% (analogamente a quanto registrato nel gruppo A) o sovradimensionamenti variabili tra il 7% e l'87%; questi ultimi potrebbero forse essere associati a previsioni di prossimi incrementi della potenza erogabile dagli stalli o di un aumento nel numero degli stessi.

8. L'elettrificazione dei porti

8.1 L'elettrificazione dell'alimentazione delle navi ormeggiate in porto può comportare grandi benefici ambientali e, per questo motivo, tale tipo di elettrificazione costituisce un elemento di notevole importanza nel quadro del PNRR.

8.2 In termini di investimenti, il Fondo complementare al PNRR prevede 700 milioni per il *cold ironing*²⁵ — ovvero l'elettrificazione delle banchine all'interno dei porti — ripartiti secondo la seguente tabella di marcia: 80 milioni di euro per il 2021, 150 milioni di euro per il 2022, 160 milioni di euro per il 2023, 140 milioni di euro per il 2024, 160 milioni di euro per il 2025 e 10 milioni di euro per il 2026²⁶. Secondo quanto indicato anche nell'Allegato Infrastrutture al DEF 2022, è in fase di predisposizione il Piano Nazionale del *cold ironing*²⁷, redatto dal MiMS in linea con gli obiettivi nazionali di decarbonizzazione stabiliti nel PNIEC in termini di efficienza energetica nei trasporti, che coinvolge tutte le Autorità di Sistema Portuale e tre regioni che hanno competenza su alcuni porti (Regione Sicilia, Sardegna e Veneto). Il totale dei porti da elettrificare è pari a 34, di cui 32 fanno parte della rete TEN-T e altri due sono rilevanti per traffici e impatto ambientale. Dei 34 porti, 12 sono considerati prioritari a fini dell'attuazione del Piano, in quanto più rilevanti dal punto di vista crocieristico: Genova, Savona, La Spezia, Livorno, Civitavecchia, Napoli, Palermo, Bari, Ravenna, Venezia-Marghera, Trieste e Cagliari.

8.3 Anche prima dell'approvazione di tale piano, le due disposizioni legislative richiamate nel paragrafo "Porti" dell'Appendice 1 (pag. 76) avevano previsto che ARERA adottasse misure di natura tariffaria tali da favorire il ricorso a tale pratica anche nei porti italiani. Per meglio valutare il contesto nel quale tali misure tariffarie si inserirebbero, è in questa sede importante evidenziare che:

- a) ARERA non ha alcuna possibilità di definire una "*specifica tariffa per la fornitura di energia elettrica erogata da impianti di terra alle navi ormeggiate in porto*" (come richiesto dal D.L. 162/2019), poiché la piena liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica impedisce il ritorno a "tariffe di fornitura" amministrative; inoltre, le misure tariffarie dovrebbero essere rivolte al gestore della infrastruttura a terra che alimentano le navi ormeggiate, mentre il *cold ironing* è un servizio reso alle navi da tali gestori, (in modo del tutto analogo al servizio di ricarica dei veicoli elettrici, come sancito dall'art. 57, comma 2-bis, del DL 76/2020);

²⁵ Con il DM MIMS del 13 agosto 2021, n. 330, sono state destinate, per la realizzazione degli interventi di cold ironing, il 48,3% delle risorse alle regioni del Sud e il 51,7% delle risorse alle regioni del Centro-Nord, per un valore complessivo di 700 mln €. Lo stesso decreto individua le Autorità di Sistema Portuale e le Regioni come soggetti beneficiari e attuatori.

²⁶ Tale iniziativa prevista dal PNRR è stata oggetto di controllo concomitante della Corte dei conti: Delibera n. 2/2022, <https://www.corteconti.it/HOME/Documenti/DettaglioDocumenti?Id=9c5c7b54-08d9-401b-bf7e-c346fa4a0e93>

²⁷ Allegato al Documento di Economia e Finanza 2022 - https://www.mit.gov.it/nfsmitgov/files/media/notizia/2022_05/Allegato%20Infrastrutture%20Def%202022.pdf

- b) per il momento, l'esenzione dal pagamento degli oneri generali di sistema (disposta dall'articolo 7-bis della Legge Semplificazioni 2020) non è ancora stata oggetto di valutazione dalla Commissione Europea per verificarne la compatibilità con la nuova disciplina sugli aiuti di stato²⁸;
 - c) le reti elettriche realizzate sulle aree portuali rientrano, di norma e salvo possibili diverse configurazioni, nell'ambito dei **Sistemi di Distribuzione Chiusi**; la normativa specifica attribuisce alle Autorità di Sistema Portuale la competenza di rilasciare una concessione per l'erogazione dei diversi servizi di pubblica utilità nelle aree portuali, ivi inclusa la distribuzione di energia elettrica; pertanto, è facoltà del gestore delle predette reti definire le tariffe di rete per i propri clienti, secondo principi di non discriminazione e tenuto conto degli investimenti fatti e dei costi operativi sostenuti.
- 8.4 L'Autorità ha segnalato alla Presidenza del Consiglio l'opportunità di intervenire con una modifica legislativa per rendere coerenti con le disciplina europea in tema di liberalizzazione del mercato elettrico e di aiuti di Stato le agevolazioni relative alla fornitura di energia elettrica alle infrastrutture di *cold ironing* (e non la fornitura alle navi ormeggiate in porto).
- 8.5 Si osserva, inoltre, come l'evoluzione intervenuta nei mercati energetici nel corso dell'ultimo anno e mezzo abbia probabilmente molto indebolito l'efficacia dei provvedimenti sopra descritti, finalizzati a rendere per le navi il ricorso all'alimentazione elettrica da terra più conveniente rispetto alla sua autoproduzione a bordo della nave stessa²⁹: come mostrato al Capitolo 8, la forte crescita intervenuta nei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso ha drasticamente ridotto il peso delle componenti tariffarie sul prezzo finale dell'energia elettrica. Una strategia di medio periodo in grado di proteggere i prezzi finali per la fornitura dell'energia elettrica alle navi ormeggiate dovrebbe allora prevedere l'alimentazione delle infrastrutture di *cold ironing* tramite il ricorso ad autoproduzione locale da fonti rinnovabili; in tal senso appare, quindi, interessante ricordare che il D.Lgs.199/21 prevede, all' art.23, co. 3, un'esplicita facilitazione per l'installazione nello stesso contesto portuale di impianti di generazione da fonti rinnovabili: *“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.”*

²⁸ Analogamente a quanto già avvenuto per una simile normativa introdotta in Germania (cfr. https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_57779)

²⁹ Tra 2020 e 2021 il costo dell'autoproduzione elettrica a bordo delle navi (tramite impiego di carburante marino esente da tasse) veniva stimato da più fonti costare circa 10 c€/kWh (cfr. ad esempio il punto 209 a pag. 52 di questo documento redatto dalla Commissione Europea per valutare la proposta tedesca: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202124/288710_2283746_342_2.pdf)

9. **Gli impatti attesi sulla domanda di energia e di potenza**

9.1 In questo capitolo viene svolta una stima della domanda di potenza e energia (ove possibile) per i diversi tipi di elettrificazione considerati, con orizzonte 2030. Per quanto riguarda le diverse modalità di ricarica dei veicoli elettrici (in luoghi accessibili al pubblico o in luoghi privati) si rimanda alle analisi di dettaglio compiute nel Capitolo 10.

La rete di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico

9.2 In base agli obiettivi fissati nell'ambito della bozza di Regolamento AFIR (cfr. Box 1.1 in Appendice 1) e assumendo per valido lo scenario al 2030 definito dal PNIEC, a fronte di 6 milioni di VE circolanti (di cui 4 milioni di BEV e 2 milioni di PHEV), l'Italia dovrebbe dotarsi entro quella data di una rete di ricarica in luoghi accessibili al pubblico di grado di erogare una potenza nominale complessiva pari a **5,32 GW**³⁰; qualora, come ipotizzato da Terna/Snam³³ nel proprio recente documento degli scenari, dovesse essere introdotta una revisione del PNIEC che innalzi a 8 i milioni di BEV circolanti al 2030, l'obiettivo AFIR salirebbe a **9,32 GW**. Si osserva che i criteri di calcolo definiti dall'AFIR per la quantificazione di tali obiettivi indurrebbero la realizzazione di una rete di ricarica in luoghi accessibili al pubblico con fattori di utilizzo molto contenuti: assumendo ipotesi più che ragionevoli in merito al volume di energia che potrà essere prelevato dal parco di EV circolante al 2030³¹, **il fattore di utilizzo medio dei PdR accessibili al pubblico risulterebbe compreso tra il 4,7% e il 5,1%**.

9.3 Sempre facendo riferimento alla proposta di Regolamento AFIR, una parte di questa potenza dovrebbe essere resa disponibile lungo il reticolo stradale TEN-T (garantendo una stazione di ricarica ogni 60 km, sia sulla rete centrale sia su quella globale) e nei principali nodi urbani italiani. Assumendo ipotesi minime in merito al numero e alla dimensione di tali stazioni di ricarica, a partire dall'estensione di tale reticolo è possibile stimare il fabbisogno minimo di nuova potenza da connettere entro il 2030 per alimentare stazioni di ricarica di veicoli elettrici (leggeri e pesanti), come mostrato in Tabella II.6³².

³⁰ Pari a 1 kW * 4 M BEV + 0,66 kW * 2 M PHEV

³¹ Si assume che in luoghi accessibili al pubblico le BEV ricarichino tra il 20% e il 30% del proprio fabbisogno totale annuo (2.000 kWh), mentre le PHEV tra 0 e 200 kWh/anno.

³² La Commissione Europea dichiara che ulteriori circa 2.650 km di strade sarebbero in costruzione ("new construction") nella rete TEN-T italiana globale.

Tabella II.6 – Valutazione delle potenze di ricarica minime richieste lungo la rete stradale TEN-T qualora venisse approvata l’attuale bozza di Regolamento AFIR (fonte: elaborazioni ARERA su dati DG MOVE)

	Rete TEN-T		al 2030	
	Centrale	Globale	N POD	MW
Autostrade	2.900 km	2.200 km	85	180
Strade extra-urbane	500 km	700 km	20	33
Nodi urbani	9		9	13
		Totali	114	225

Ipotesi: il numero di POD è stato valutato dividendo per 60 le lunghezze del reticolo stradale, e assumendo un solo POD per ogni nodo urbano; per valutare le potenze impegnate si è fatto riferimento, oltre che a quanto previsto dalla proposta di Regolamento AFIR per i VE leggeri, anche alle potenze minime previste dalla stessa proposta per i VE pesanti al 2030.

9.4 Con riferimento agli **ambiti autostradali**, i recenti sviluppi della regolazione ART inerenti alla struttura dei bandi di gara per l’assegnazione delle nuove concessioni autostradali e riferiti alla gestione dei servizi di ricarica (in attuazione della legge n.178/2020) spingono a ritenere che entro il 2030 le stazioni di ricarica attive saranno numericamente molte di più di quelle minime imposte dal Regolamento AFIR: essendo le aree di servizio lungo la rete autostradale circa 500 e dovendo in ciascuna essere attivi almeno 2 CPO con PdR da almeno 100 kW, in termini molto cautelativi si può stimare che in ogni area di servizio saranno presenti almeno 2 POD e una potenza di ricarica totale di 400 kW. Ciò implica che, in aggiunta a quanto già stimato per soddisfare gli obiettivi AFIR, saranno attrezzate con SdR 415 ulteriori aree di servizio per, complessivamente, 830 POD di media tensione e 166 MW di potenza nominale.

9.5 Per quanto riguarda, invece, gli **ambiti urbani e extraurbani** (non autostradali), è necessario tenere conto di quanto proposto in consultazione dal MiTE a maggio 2022 in merito al finanziamento con 741 milioni di euro di 13.000 IdR fast in aree urbane e 7.500 IdR ultra-fast per le aree extra-urbane³³. Se verranno confermate le proposte contenute in questa consultazione, entro il 2024 si prevede verranno connessi:

- in aree urbane 13.000 POD da almeno 100 kW l’una per complessivi 1,3 GW;
- in aree extra-urbane 7.500 POD da almeno 350 kW l’una per complessivi 2,6 GW.

³³ Cfr. <https://www.mite.gov.it/notizie/colonnine-di-ricarica-veicoli-elettrici-al-la-consultazione-sulla-misura-pnrr>

Tabella II.7 – Stima della consistenza minima della rete di ricarica *fast e ultra-fast* prevista in Italia al 2030 (fonte: elaborazioni ARERA)

	da AFIR		concessioni autostradali		bandi MITE		TOTALI	
	N POD	MW	N POD	MW	N POD	MW	N POD	MW
Autostrade	85	180	830	166			915	346
Strade extra-urbane	20	33			7.500	2.600	7.520	2.633
Nodi urbani / aree urbane	9	13			13.000	1.300	13.009	1.313
							Totale	21.444
								4.291

- 9.6 Per raggiungere il valore minimo dell’obiettivo totale di potenza nominale di ricarica da rendere disponibile al 2030 in luoghi accessibili al pubblico previsto dalla proposta di Regolamento AFIR, risulta necessario installare ulteriori IdR per una potenza complessiva di poco superiore a 1 GW, che si ritiene ragionevole possa venire erogata tramite PdR accelerati, con la conseguente necessità di connettere indicativamente circa **25.000 POD in BT (da 44 kW ciascuno)**.

La rete di ricarica in luoghi privati

- 9.7 Una previsione relativa ai futuri fabbisogni di nuovi POD e di nuova potenza impegnata legati alla ricarica in luoghi privati (cioè in luoghi non accessibili al pubblico), anche detta “ricarica privata”, è estremamente complessa, perché dipende da una molteplicità di fattori:
- a) in base a dati raccolti da RSE in merito alle caratteristiche del patrimonio immobiliare italiano, circa il 55% delle abitazioni avrebbe accesso ad un proprio posto auto;
 - b) è ragionevole ritenere che finora la netta maggioranza di coloro che hanno acquistato un veicolo elettrico avesse la possibilità di ricaricare presso la propria abitazione o presso il luogo di lavoro, per ragioni di maggiore comodità e minore spesa;
 - c) la futura diffusione di PdR in luoghi privati potrà essere in parte influenzata anche dall’evoluzione della regolazione (oggetto del presente documento), oltre che della normativa riguardante comunità energetiche, degli obblighi e incentivi per i condomini, le imprese, ecc. e dello sviluppo del mercato della ricarica in luoghi accessibili al pubblico.
- 9.8 A titolo esemplificativo, si possono immaginare diversi scenari, tra loro anche non alternativi:
- a) Se solo per metà dei 6 milioni di VE previsti al 2030 fosse prevista la possibilità di ricarica in casa, richiedendo un aumento medio di potenza impegnata di 2-3 kW, complessivamente la potenza impegnata aumenterebbe di **6-9 GW**; se anche solo un terzo di questi PdR domestici fosse realizzata tramite una nuova connessione, i **POD crescerebbero di 1 milione**;

- b) Se 1 dei 6 milioni di VE previsti al 2030 venisse ricaricato presso PdR aziendali, si può assumere cautelativamente che ogni 5 VE sia sufficiente 1 PdR da 11 kW; questo implicherebbe l'impegno di **2,2 GW** e la possibile connessione in BT di circa **50.000 nuovi POD** (assumendo che serva solo 1 POD ogni 4 PdR).

Eletrificazione nei settori residenziale e terziario

9.9 Per quanto riguarda l'evoluzione attesa nei prossimi otto-dieci anni, secondo prime elaborazioni compiute da RSE nell'ambito degli studi compiuti per lo sviluppo di scenari energetici al 2030, l'eletrificazione dei settori residenziale e terziario sarà soprattutto legata alla diffusione di pompe di calore e di piani cottura a induzione negli usi cucina; per questi ultimi sarebbe prevedibile un raddoppio tra 2021 e 2030, mentre per le PdC i tassi di incremento attesi sono sintetizzati nella Tabella II.8. Si valuta che al 2030 circa il 63% delle abitazioni avrà una PdC e circa il 13% delle abitazioni avrà una PdC come unico sistema di climatizzazione (circa 3,5 milioni rispetto agli 1,6 milioni stimati al 2021). L'Allegato B, predisposto da RSE, fornisce maggiori dettagli in proposito e approfondisce anche i potenziali di flessibilità che potrebbero derivare da una gestione efficiente e coordinata delle PdC.

Tabella II.8 – Variazione attesa tra 2021 e 2030 nella diffusione delle pompe di calore per usi civili (in numero e potenza massima prelevata) (Fonte: Allegato B)

M di PdC	Residenziale	Terziario	TOT	GW *	Residenziale	Terziario	TOT
AI 2021	11,5	8,8	20,3	AI 2021	14,6	24,1	38,7
AI 2030	15,6	9,7	25,3	AI 2030	20,9	26,7	47,6
Variazione	+36%	+10%	+25%	Variazione	+43%	+11%	+23%

*Tali valori rappresentano le potenze elettriche massime assorbite dalle PdC nell'ipotesi di utilizzo contemporaneo dell'intero parco macchine. Non tengono quindi in considerazione che alcune macchine potrebbero essere spente o funzionare con potenza parziale

9.10 Nei dati mostrati in Tabella II.8 vengono conteggiate tutte le tipologie di PdC, anche quelle usate quasi solo per raffrescamento estivo; da ciò discendono potenze elettriche medie impegnate piuttosto contenute: circa 1,3 kW per il residenziale e 2,74 kW per il terziario. Se si concentra l'attenzione, invece, sulle PdC utilizzate come unico sistema di riscaldamento di una singola unità immobiliare, le potenze impegnate medie possono risultare nettamente maggiori: i risultati raccolti da ARERA nell'ambito della sperimentazione tariffaria promossa tra 2014 e 2016 (cfr. delibera 205/2014/R/eel) e mirata ai soli clienti domestici che utilizzavano PdC elettriche quale principale (o esclusivo) sistema di riscaldamento hanno mostrato una potenza impegnata media superiore a 6 kW (e quindi di oltre 3 kW superiore a quella più comune nelle case italiane). I risultati sintetizzati in Appendice 6 consentono di mettere in evidenza ulteriori dati

interessanti: una crescita dei prelievi di energia inferiore a quello di potenza e una concomitanza tra PdC e impianti fotovoltaici in più della metà dei casi.

- 9.11 In base agli scenari di elettrificazione appena illustrati, si può desumere che la diffusione delle pompe di calore potrebbe comportare un incremento di potenza impegnata pari a **2,6 GW** nel terziario e a 6,3 GW nel residenziale, dove si può inoltre assumere un ulteriore piccolo incremento di potenza impegnata (+10%) legato alla diffusione dei piani cottura a induzione (arrivando ad un totale di **+7 GW**). Considerate le piccole potenze associate a ciascuna installazione, si può assumere che tali nuove potenze possano essere erogate dai POD esistenti senza alcuna nuova connessione. Tale assunzione è ancora più vera se si ricorda l’iniziativa sperimentale promossa da ARERA per favorire nel triennio 2020-2022 l’ammodernamento delle colonne montanti vetuste nei condomini.

L’elettrificazione dei porti

- 9.12 Per quanto riguarda la tematica del *cold ironing* non risultano ad oggi disponibili studi completi e approfonditi in merito ai possibili impatti che l’abilitazione di tale tecnologia potrebbe avere sulle reti elettriche italiane. La bozza di Regolamento AFIR attualmente in discussione (i cui contenuti sono sintetizzati in Appendice 1, al Box 1.1) fissano obiettivi al 2030 espressi in termini di copertura percentuale minima degli scali totali annui effettuati dalle diverse tipologie di navi che devono essere serviti con *cold ironing*; diversamente dagli obiettivi per la ricarica dei veicoli elettrici, quindi, nulla viene specificato in termini di potenza minima da dover installare.
- 9.13 In base ai progetti di massima presentati nel 2021 per la richiesta di fondi afferenti al Fondo complementare al PNRR, il finanziamento di 700 M€ è mirato a realizzare entro giugno 2025 infrastrutture elettriche in 34 porti per **682 MW** di *cold ironing* complessivi. Secondo uno studio pubblicato nel 2021 da ENEL X e Legambiente³⁴, che analizzava la possibile adozione di questa tecnologia nei 39 principali porti italiani, il fabbisogno elettrico lordo ammonterebbe a circa 2,9 TWh/anno e la potenza complessivamente necessaria sarebbe pari a **1,2 GW**. In attesa di poter disporre di dati più aggiornati e puntuali, che ci si attende possano venire presentati nell’ambito del Piano nazionale in corso di predisposizione da parte del MiMS, si può assumere semplicisticamente che **in media tra i 34 porti italiani supportati finanziariamente sia installata entro il 2025 una potenza media di 20 MW** e che entro il 2030 tali infrastrutture si possano estendere ulteriormente in numero e potenza, indicativamente fino a 39 porti con una

³⁴ “Porti verdi: la rotta per uno sviluppo sostenibile” https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2021/02/Porti-Verdi-Enelx_Legambiente.pdf; lo stesso studio stima anche gli investimenti necessari, evidenziando come quelli necessari per le infrastrutture portuali sarebbero meno della metà di quelli richiesti agli armatori per l’adeguamento delle navi: “L’investimento per la realizzazione dell’infrastruttura è pari a circa 640 milioni di euro. La stima è effettuata in base alle assunzioni medie di investimento per infrastrutture simili (c.a. 521 mila €/MW) e la potenza complessiva richiesta. L’adeguamento delle imbarcazioni richiederà un investimento aggiuntivo di circa 0,5-1 milione di euro per ogni nave. Il numero stimato di navi da adeguare è di circa 2.000, con un costo totale dell’investimento dell’ordine di 1.500 milioni di euro.”

potenza media di 31 MW (tramite connessioni in MT o in AT a seconda del livello di potenza richiesto da ciascun molo).

- 9.14 Bisogna tuttavia evidenziare come sia estremamente complesso compiere simili previsioni sui fabbisogni di potenza senza disporre di un quadro dettagliato relativo alle previsioni di traffico marittimo specifiche per ogni porto; per poter effettuare una valutazione è, infatti, necessario conoscere il numero, la tipologia e la durata della sosta delle navi in porto³⁵. Dalla tipologia di navi (da crociera, traghetti passeggeri, porta container, ecc.) e dalla loro dimensione dipende il range di potenza tipicamente richiesta (variabile a seconda dei casi tra 0,2 e 10 MVA), mentre dal numero e dalla durata delle soste è possibile valutare le probabilità di presenza contemporanea in porto³⁶.

Un quadro complessivo

- 9.15 Nella tabella seguente vengono sintetizzati, per ciascuno dei settori sopra ricordati, i dati relativi alle nuove richieste di connessione (in migliaia di POD) e all'incremento delle potenze impegnate che ci si può attendere entro il 2030 adottando gli scenari più cauti tra quelli sopra illustrati. A fronte degli attuali circa 172 GW impegnati da tutti i clienti connessi alle reti di distribuzione (di cui quasi 97 GW per il solo settore domestico), **questi scenari di elettrificazione comporterebbero un aumento della potenza impegnata pari a circa il 14% e un aumento del 3% del numero di POD**; tali incrementi sarebbero ancora maggiori considerando scenari meno conservativi e includendo nell'analisi ulteriori settori qui trascurati, quali quelli ferroviario e del Trasporto Pubblico Locale (al quale in ogni caso il PNRR dedica parecchia attenzione).

³⁵ A titolo di esempio si veda l'analisi compiuta dall'AdSP Mar Tirreno Settentrionale disponibile qui: <https://www.portaltotirreno.it/wp-content/uploads/2021/08/ALLEGATO-4-Cold-Ironing-Portoferraio.pdf>

³⁶ Minore è la durata media delle soste, minore è la probabilità di presenza contemporanea. A parità di numero totale di navi e di numero di scali annui in un certo porto, se queste non sono mai presenti contemporaneamente, l'infrastruttura di *cold ironing* può essere dimensionata per alimentare una sola nave, ma tale dimensionamento deve crescere insieme al fattore di contemporaneità stimato.

Tabella II.9 - sintesi delle ipotesi in termini di incremento al 2030 dei POD e dei MW per le diverse necessità (fonte: stime ARERA)

	k POD	MW
in autostrada <i>Ultra-Fast</i>	0,9	346
extra-urbano <i>Ultra-Fast</i>	7,5	2.633
urbano <i>Fast</i>	13,0	1.313
<i>Quick</i>	25,0	1.100
Ricarica in luoghi accessibili al pubblico	46,4	5.392
Domestica	1.000,0	6.000
luoghi di lavoro	50,0	2.200
Ricarica in luoghi privati	1.050,0	8.200
Residenziale	-	7.000
Terziario	-	2.600
Riscaldamento e cottura	0,0	9.600
Cold Ironing	0,1	682
TOTALI	1.097	23.874

S 4. Si condividono le previsioni di aumento al 2030 della domanda di potenza (e in parte di energia) illustrate per i settori considerati in questo capitolo?

S 5. Si dispone di ulteriori dati o fonti informative che possano essere considerate per integrare tali previsioni, con particolare riferimento anche ai settori qui non considerati?

PARTE III

RICARICA DEI VEICOLI E QUADRO REGOLATORIO

10. Le modalità di ricarica dei veicoli elettrici

10.1 Esistono diverse opzioni per ricaricare i veicoli elettrici e ogni conducente è libero di scegliere come effettuare la ricarica:

- a) presso la propria abitazione o un posto auto ad uso esclusivo (**ricarica in luogo privato ad uso individuale**);
- b) presso infrastrutture di ricarica condivise tra un numero ristretto di utilizzatori, come quelle disponibili nei parcheggi interni del proprio luogo di lavoro o presso gli spazi condominiali, ove ciò sia consentito (**ricarica in luoghi privati ad uso collettivo**);
- c) presso le infrastrutture di **ricarica in luoghi accessibili al pubblico**, siano queste lungo le strade (“*on-street charging*” o “*en-route charging*”) oppure installate presso luoghi turistici o di interesse (es. strutture ricettive o commerciali, monumenti, stazioni, porti e aeroporti: “*destination charging*”); in questo caso, il conducente può scegliere la stazione di ricarica esattamente come il normale automobilista che usa un veicolo a combustione interna può scegliere la stazione di rifornimento; a seconda del contesto in cui viene installato il punto, la ricarica può avvenire in concomitanza con una sosta prolungata del veicolo oppure di una semplice fermata, compiuta solo per finalità di ricarica.

10.2 Le tre opzioni descritte al punto precedente sono elencate in ordine di rilevanza decrescente, nel senso che esperienze nazionali e internazionali indicano che finora, anche nei Paesi con maggiore diffusione dei veicoli elettrici, l’energia ricaricata proviene solo per una frazione minore da infrastrutture collocate in luoghi accessibili al pubblico; la maggior parte dell’energia è ricaricata presso infrastrutture in luoghi privati (non solo abitazioni, ma anche aziende). Ciononostante, rimane naturalmente vero che l’esistenza e la capillarità della rete di punti di ricarica in luoghi accessibili al pubblico rivestono un ruolo essenziale per la percezione del consumatore all’atto della scelta d’acquisto di un veicolo elettrico³⁷.

³⁷ In uno studio predisposto nel 2021 dall’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato britannica si legge: “*Currently where consumers choose to charge is largely dependent on the provision of chargepoints in the different segments. People’s preferences and needs will also influence their charging choices. These will vary depending on their living, working and travel behaviors (...), as well as the physical characteristics of the area they live in (ie rural/urban). Given the early stage of this sector, the extent to which the different segments will be used in future is uncertain.*” CMA, Electric Vehicle Charging market study, Final report, July 2021 - https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1012617/EVC_MS_final_report_--.pdf

- 10.3 È bene evidenziare fin da subito un aspetto importante per quanto verrà presentato nel seguito del documento: **il servizio di ricarica in luoghi accessibili al pubblico non è un servizio soggetto alla potestà di regolazione di ARERA** (né, al momento, di altra autorità nazionale di regolazione). In altri termini, tale servizio non rientra, al momento, tra i “servizi di pubblica utilità” di cui alla legge n. 481/1995.
- 10.4 Inoltre, secondo quanto previsto dalla normativa comunitaria, (direttiva 2014/94/UE, recepita nell’ordinamento nazionale con il decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257), la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico è un servizio che deve svilupparsi in condizioni di concorrenza tra i diversi operatori.
- 10.5 Dal momento che il servizio di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico è un servizio organizzato secondo logiche competitive, il prezzo del servizio di ricarica deve formarsi in base a dinamiche di mercato e pertanto **non può esistere una “tariffa del servizio di ricarica” definita da un’autorità amministrativa.**
- 10.6 Inoltre, la fornitura di energia elettrica rappresenta solo uno degli input produttivi del servizio finale, come verrà meglio illustrato nel capitolo successivo. La normativa ha chiarito come **il servizio di ricarica non si configuri come un’attività di “rivendita” di energia elettrica.** Su questo stesso aspetto, relativamente alla ricarica in luoghi privati, è intervenuta con chiarezza anche la normativa primaria nazionale con l’art. 57, comma 2-bis, della Legge Semplificazioni 2020³⁸ che dispone: “*Nei casi di cui al comma 2, lettere a) e b) [“a) all’interno di aree e edifici pubblici e privati, ivi compresi quelli di edilizia residenziale pubblica; b) su strade private non aperte all’uso pubblico;”, ndr], la ricarica del veicolo elettrico, in analogia con quanto previsto dal decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, per la ricarica pubblica, è da considerare un servizio e non una fornitura di energia elettrica.*”

La ricarica in luoghi privati (non accessibili al pubblico) ad uso individuale

- 10.7 Gli ambiti di ricarica privati ad uso individuale sono normalmente i primi e i principali presi in considerazione dagli acquirenti di un veicolo elettrico ad uso privato: la possibilità di ricaricare presso la propria abitazione costituisce, infatti, uno dei fattori di maggiore attrattività della mobilità elettrica per motivazioni di comodità (la possibilità di ricaricare durante la notte, quando il veicolo è inutilizzato) e, normalmente, di minore costo rispetto alle altre opzioni disponibili. In questi casi, la maggiore convenienza si può raggiungere laddove il posto auto sia elettrificato tramite alimentazione diretta dal contatore già presente presso l’abitazione (si tratta dunque di una configurazione basata su “POD ordinario”); questo tipo di soluzione è particolarmente favorevole nei casi in cui venga installata una *wallbox*, poiché la grande maggioranza di questi dispositivi

³⁸ Decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76 (in S.O. n. 24/L alla Gazzetta Ufficiale - Serie generale - n. 178 del 16 luglio 2020), coordinato con la legge di conversione 11 settembre 2020, n. 120 (in questo stesso S.O.), recante: «Misure urgenti per la semplificazione e l’innovazione digitale.»

è oggi dotata di sistemi per la gestione dinamica del carico³⁹, cioè in grado di modulare la potenza elettrica fornita al veicolo in base a quanta ne viene già prelevata dagli altri apparecchi elettrici presenti in casa, al fine di evitare di superare il limite di potenza disponibile e di scongiurare distacchi. Un eventuale incremento della potenza contrattualmente impegnata potrà essere richiesto qualora si ritenga che, in base alle caratteristiche del veicolo elettrico e alla percorrenza giornaliera, la potenza già impegnata non sia sufficiente per ricaricare in una notte l'energia necessaria ai propri fabbisogni.

- 10.8 Molto meno conveniente è la situazione in cui il posto auto privato sia troppo lontano dall'abitazione per consentire un collegamento elettrico diretto e sia, quindi, necessario chiedere la connessione di un nuovo POD da dedicare di fatto alla sola finalità di ricarica. Come verrà meglio illustrato nel capitolo successivo, questo tipo di configurazione risulta più sfavorevole della precedente, poiché sul costo della ricarica pesano anche le quote della bolletta indipendenti dall'energia (quota fissa e quota potenza) e poiché l'energia prelevata annualmente è relativamente poca: il fattore di utilizzo medio per un POD di questo genere si può assumere non superiore al 6%⁴⁰.

La ricarica in luoghi privati ad uso collettivo

- 10.9 Ancora poco sviluppato ma meritevole di particolare attenzione è il già citato contesto di ricarica “privata ad uso collettivo”, cioè l'offerta di servizi di ricarica in luoghi non accessibili al pubblico ma in ogni caso ad una molteplicità di utenti, quali ad esempio i punti di ricarica messi a disposizione di tutti gli abitanti di un condominio, degli utilizzatori di un'autorimessa, dei dipendenti di un'azienda o di una flotta di veicoli aziendali di servizio. Grazie ad un'opportuna programmazione concordata preventivamente tra i clienti abilitati al servizio, uno stesso PdR potrebbe essere utilizzato da una molteplicità di veicoli e questo consentirebbe di:
- a) ridurre il peso dei costi fissi sostenuti da ciascun cliente per l'acquisto e l'installazione dei dispositivi di ricarica;
 - b) rendere disponibili PdR a maggiore potenza, ma riducendo l'impegno di potenza complessivamente necessario, grazie all'implementazione di meccanismi di *load balancing* locale⁴¹;
 - c) aumentare il fattore di utilizzo della IdR, con conseguenze molto positive in termini di opportunità per l'alimentazione in autoconsumo da impianti di

³⁹ Si veda il Catalogo dei dispositivi di ricarica predisposto e costantemente aggiornato dalla società GSE S.p.A., scaricabile qui: <https://www.gse.it/servizi-per-te/rinnovabili-per-i-trasporti/agevolazioni-per-la-ricarica-dei-veicoli-elettrici/elenco-dispositivi>

⁴⁰ Tale quantificazione è funzione di molti fattori: la percorrenza annua, il consumo specifico del veicolo, il ricorso alla ricarica in luoghi esterni all'abitazione, la potenza impegnata al POD. A titolo esemplificativo, il fattore di utilizzo risulterebbe pari al 6% nel caso di un veicolo che ricarichi presso un POD dedicato da 3 kW almeno 1.600 kWh/anno.

⁴¹ Per approfondire questa tematica si veda l'articolo “Ricarica residenziale nei condomini” pubblicato dall'ing. Giuseppe Mauri sul n.3 (aprile-giugno 2022) della Rivista “A regola d'arte” pubblicata dal Comitato Elettrotecnico Italiano.

generazione a fonti rinnovabili e per l'eventuale offerta di servizi di dispacciamento (ad esempio tramite applicazioni di *vehicle to grid*).

- 10.10 Le soluzioni tecnologiche oggi disponibili per questo tipo di applicazioni offrono anche diverse modalità per agevolare la suddivisione automatica della spesa tra gli utilizzatori (in proporzione all'effettivo uso), ad esempio tramite impiego di una tessera personale identificativa con cui attivare il PdR ad ogni sessione di ricarica; nei condomini tale spesa viene poi addebitata dall'amministratore, mentre nei luoghi di lavoro può essere detratta dallo stipendio oppure offerta come benefit. Per quanto riguarda i condomini, è utile ricordare come già il D.Lgs. 257/2016 e la Direttiva 2018/844/UE sulla prestazione energetica degli edifici (recepita con D.Lgs. 10 giugno 2020, n.48) abbiano introdotto il principio per cui, per edifici privati (residenziali e non) di nuova costruzione o oggetto di ristrutturazioni importanti, in un numero minimo di posti auto debba essere prevista la predisposizione all'allaccio per l'installazione di infrastrutture per la ricarica dei veicoli.
- 10.11 Purtroppo, finora, l'effettivo ricorso a questo tipo di soluzioni di ricarica condivisa in condominio risulta essere stato piuttosto limitato a causa delle caratteristiche del patrimonio edilizio italiano, delle difficoltà per ottenere in assemblea condominiale le necessarie autorizzazioni e da ultimo, in alcuni casi, dei costi ulteriori legati al rispetto delle norme di sicurezza dettate dai Vigili del Fuoco⁴². Per un più ampio sviluppo delle ricariche condivise in condominio meriterebbero tuttavia di essere esplorate anche le nuove opportunità di positiva sinergia che potrebbero nascere tra l'adozione di un modello di ricarica quale quello appena descritto e la diffusione dei modelli di **comunità energetica** (rinnovabile o dei cittadini) delineati dai D.Lgs. 199/21 e 210/21.
- 10.12 Nei contesti urbani a maggiore densità abitativa, dove i condomini non sono dotati di propri parcheggi, il ricorso ad una elettrificazione dei posti auto disponibili presso le **autorimesse di quartiere** potrebbe risultare una soluzione molto interessante anche perché, in alcuni casi, impiegando il personale dell'autorimessa per effettuare la rotazione dei veicoli in carica, sarebbe possibile ottimizzare il numero dei PdR da installare rispetto al numero di veicoli elettrici, aumentandone il fattore di utilizzo.

S 6. Quali interventi regolatori si ritiene potrebbero favorire l'elettrificazione dei posti auto disponibili presso le autorimesse?

S 7. Quali modelli di comunità energetiche si ritiene potrebbero risultare particolarmente efficaci per promuovere l'installazione di PdR in contesti residenziali?

⁴² Per approfondire questa tematica si veda il "Vademecum per le ricariche condominiali e private" redatto da Motus-E, ANACI e Class Onlus: <https://www.motus-e.org/news-associative/il-vademecum-per-le-ricariche-condominiali-e-private-2020>

La ricarica in luoghi accessibili al pubblico

- 10.13 Pur non esistendo una precisa definizione normativa, la Direttiva AFID propone (al considerato n.26) i seguenti criteri di delimitazione dei luoghi accessibili al pubblico: *“Un punto di ricarica o di rifornimento accessibile al pubblico può includere ad esempio punti o dispositivi privati di ricarica o di rifornimento accessibili al pubblico a mezzo di carte di registrazione o pagamento di oneri, punti di ricarica o di rifornimento per sistemi di auto condivisa che consentono l’accesso di utenti terzi mediante abbonamento, o punti di ricarica o di rifornimento nei parcheggi pubblici. I punti di ricarica o di rifornimento che consentono agli utenti privati di accedere fisicamente mediante autorizzazione o abbonamento dovrebbero essere considerati punti di ricarica o di rifornimento accessibili al pubblico.”*
- 10.14 Al momento in Italia l’erogazione di questo tipo di servizio non è soggetta a specifiche autorizzazioni e può avvenire anche nel contesto di esercizi commerciali, i cui gestori intendano ampliare la gamma di servizi offerti (es. supermercati, hotel, stazioni, ecc.; si veda l’ambito di ricarica 5 nella Tabella III.1 del Capitolo 5). In termini più generali, includendo anche gli ambiti di ricarica lungo strade e autostrade, chi installa e gestisce una infrastruttura di ricarica viene definito **“Charging point operator” (o CPO)**, mentre chi vende all’automobilista il servizio di ricarica viene definito **“Mobility service provider” (o MSP)**. Il seguente Box III.1 illustra in modo dettagliato la natura e i ruoli ricoperti da questi soggetti.

Box III.1 - CPO e MSP: definizione, ruoli e relazioni

È importante evidenziare come, al momento, i concetti di CPO e MSP non risultino definiti in modo preciso nell’ambito di normative nazionali (fatto salvo quanto recentemente disposto dall’Autorità di Regolazione dei Trasporti con la delibera 4 agosto 2022, n.130⁴³) o europee, a parte le definizioni contenute nella bozza di Regolamento AFIR ancora in discussione e non ancora in vigore (cfr. Box ...); ciononostante, anche in base alle analisi finora compiute in merito ai modelli di business di questi soggetti⁴⁴, si ritiene utile evidenziare come un CPO:

- in alcuni casi, possa non detenere la proprietà dell’infrastruttura di ricarica, ma occuparsi solo del funzionamento e della gestione di infrastrutture messe a disposizione da altri soggetti;
- possa effettuare la vendita del servizio di ricarica al cliente finale sia in nome e per conto di un MSP, sia direttamente, cioè senza necessità di intermediazione da parte di un MSP;

⁴³ “1.16 *Charging point operator (di seguito: CPO):* soggetto titolare della gestione di uno o più dispositivi di ricarica dei veicoli elettrici, nonché della fornitura del servizio di ricarica elettrica ai consumatori finali, sia direttamente, sia assicurando adeguato accesso da parte dei mobility service provider.

1.17 *Mobility service provider (di seguito: MSP):* soggetto che commercializza all’utente finale il servizio di ricarica elettrica attraverso uno o più punti di ricarica accessibili al pubblico.” (https://www.autorita-trasporti.it/wp-content/uploads/2022/08/All.-A-delibera-n.-130_2022_signed.pdf)

⁴⁴ Si vedano ad esempio i due seguenti rapporti:

https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/SR21_05/SR_Electrical_charging_infrastructure_EN.pdf e https://www.rvo.nl/sites/default/files/2019/01/Electric%20Vehicle%20Charging%20-%20Definitions%20and%20Explanation%20-%20january%202019_0.pdf.

- possa vendere il servizio di ricarica sia direttamente agli automobilisti elettrici (modello “B2C”) o agli MSP (modello “B2B”) attraverso opportune piattaforme di interoperabilità (c.d. *roaming*, che può essere stipulato anche tra due o più MSP);
- dovrebbe, in linea di principio, consentire a qualunque MSP l’accesso alle proprie infrastrutture di ricarica secondo condizioni eque e non discriminatorie e secondo procedure trasparenti; tuttavia, la Corte dei Conti Europea, in un suo recente rapporto, ha messo in luce come ciò non sia sempre vero e abbia quindi ritenuto necessario esprimere raccomandazioni specifiche in proposito⁴⁵.

In merito ai ruoli svolti rispettivamente da CPO e MSP (che possono anche coincidere nello stesso soggetto) è altresì utile evidenziare che, con riferimento all’indicazione comunitaria che il servizio di ricarica venga erogato *“a condizioni eque e non discriminatorie e secondo procedure trasparenti, prevedendo per l’utente tariffe eque e trasparenti, nonché sistemi che consentano il pagamento immediato, senza registrazione preventiva e senza dover stipulare contratti”*, è utile evidenziare che in Italia:

- le attività di CPO e MSP possono essere svolte da qualunque soggetto, senza alcuna specifica licenza (si osservi tra l’altro come al momento non sia ancora stata definita alcuna specifica categoria ATECO per queste attività);
- i CPO sono considerati consumatori finali dell’energia elettrica a fini fiscali (in base a quanto previsto dal D.Lgs 257/16, art. 4, co. 9) e di conseguenza ai fini della titolarità del punto di prelievo dell’energia elettrica
- tutti i punti di ricarica accessibili al pubblico devono prevedere modalità di ricarica che non impongano agli utilizzatori dei veicoli elettrici di concludere contratti con gli operatori del servizio di ricarica (come stabilito dall’art. 4, c.10, D.Lgs. 257/16): si tratta del cosiddetto *“ad hoc payment”* menzionato anche nella bozza di nuovo Regolamento AFIR (cfr. Box 1.1 in Appendice 1); ne consegue in sostanza la possibilità che l’utilizzatore del veicolo elettrico paghi il servizio medesimo con i comuni mezzi di pagamento (es. bancomat/pos, contanti, pagamento on-line tramite “app”). Si tratta, evidentemente, di un requisito particolarmente importante per assicurare possibilità di ricarica anche a persone che non dispongono di contratti con CPO locali, inclusi quelli provenienti dall’estero;
- gli MSP svolgono un ruolo di aggregazione della domanda di ricarica e possono intrattenere il rapporto commerciale col cliente del servizio di ricarica, cioè l’automobilista elettrico, intermediando diversi operatori del punto di ricarica perché possono spuntare prezzi di ricarica più bassi per effetti di scala e fornire servizi all’automobilista elettrico su scala europea, grazie a piattaforme di interoperabilità.

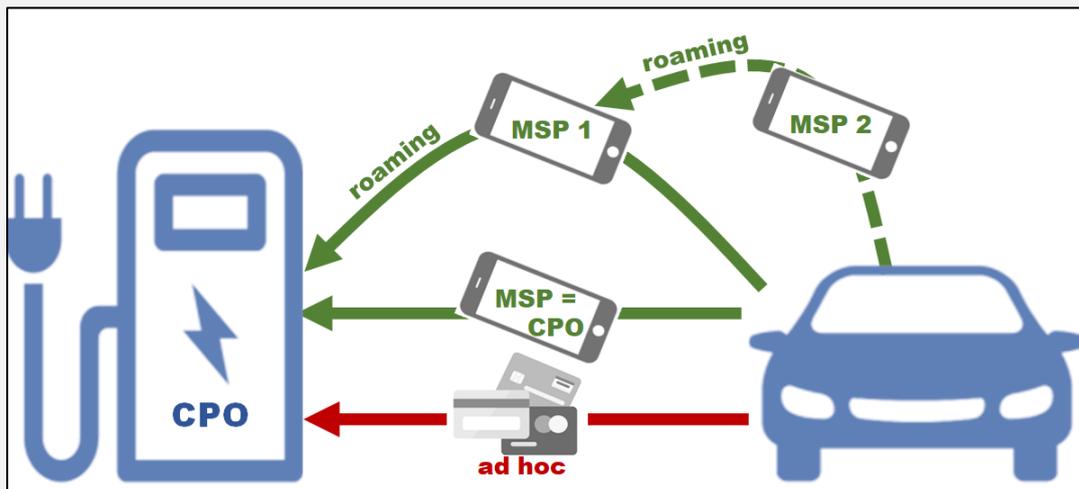
Alla luce di quanto appena illustrato, la figura seguente schematizza le diverse tipologie di rapporti commerciali con i quali un automobilista elettrico può pagare il servizio di ricarica:

- 1) rapporto diretto con il CPO tramite il già menzionato “pagamento ad hoc”, cioè senza avere preventivamente sottoscritto un contratto/abbonamento; a tale proposito bisogna tuttavia osservare come al momento in Italia questa opportunità sia offerta da un numero molto ristretto di operatori

⁴⁵ Nella Relazione speciale sulle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici (https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/SR21_05/SR_Electrical_charging_infrastructure_IT.pdf) redatta dalla European Court of Auditors si legge: *“a) assicurarsi che le convenzioni di sovvenzione per la realizzazione delle infrastrutture di ricarica includano una clausola di sostenibilità che imponga che l’infrastruttura cofinanziata rimanga in esercizio e a disposizione degli utenti per un periodo minimo dopo esser stata realizzata; b) assicurarsi che tali convenzioni comprendano l’obbligo per gli operatori dei punti di ricarica di garantire un effettivo accesso non discriminatorio a tutti gli utilizzatori. Ciò potrebbe essere realizzato, ad esempio, imponendo agli operatori dei punti di ricarica di offrire condizioni commerciali eque a tutti i fornitori di servizi di mobilità, sulla base di criteri chiari, oggettivi e trasparenti e per un periodo minimo di tempo.”* (pag. 45):.

in ragione, a loro dire, della incompatibilità di questa modalità di pagamento con la normativa fiscale sull'obbligo di fatturazione elettronica⁴⁶;

- 2) rapporto con il CPO a fronte della preventiva sottoscrizione di un contratto/abbonamento; in tal caso il CPO svolge anche il ruolo di MSP;
- 3) rapporto con un MSP (MSP1 in Figura) che abbia definito accordo di roaming con il CPO;
- 4) rapporto con un MSP (MSP2 in Figura) che abbia definito accordo di roaming con un altro MSP, che a sua volta abbia accordo di roaming con il CPO.



Nella maggior parte dei casi di tipo 1, l'automobilista paga il servizio in funzione dei kWh effettivamente ricaricati, ma non esiste alcun obbligo specifico in merito e, quindi, nulla vieta che vengano adottate anche formule diverse (ad es. in proporzione alla durata della ricarica). Nei casi di tipo 2, 3 e 4, invece, la sottoscrizione preventiva di un contratto consente una libertà ancora maggiore in termini di formule di prezzo; può essere previsto un prezzo del servizio definito in molti modi diversi, tra loro anche combinabili ad es.: euro per kWh ricaricato, euro per minuto di ricarica, euro per sessione di ricarica, abbonamento a prezzo fisso (con o senza indicazione di un volume massimo di energia ricaricabile), ecc.

Finora il ruolo di CPO è stato assunto sia da imprese specializzate specificatamente in questo settore, sia da soggetti di varia natura quali, ad esempio, hotel, ristoranti, supermercati, centri commerciali, stazioni di rifornimento, studi professionali, ecc. che, in molti casi, hanno offerto il servizio di ricarica anche gratuitamente al fine di attirare nuova clientela per il proprio "core business".

Analogamente, il ruolo di MSP viene ricoperto sia da imprese specializzate (che svolgono anche attività di sviluppo dei punti di ricarica o di piattaforme informatiche per la geolocalizzazione degli stessi) sia da soggetti molto diversi che perseguono economie di scopo e/o fidelizzazione dei propri clienti (quali case automobilistiche, venditori di energia, ecc.). Un'analisi approfondita di questo settore è stata presentata dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato nel proprio Provvedimento Antitrust n.29945 del 27 dicembre 2021 (<https://www.agcm.it/dotcmsdoc/bollettini/2021/51-21.pdf>).

10.15 Come chiarito al precedente punto 10.1, la ricarica in luoghi accessibili al pubblico può essere sviluppata per soddisfare **esigenze degli automobilisti anche molto diversificate tra loro:**

- a) PdR lenti sono funzionali nel caso di soste prolungate (ad es. notturne per soddisfare le esigenze di chi non disponga di un punto di ricarica privato),

⁴⁶ Cfr. Risposta n. 149 del 2019, pubblicata dall'Agenzia delle Entrate https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/documents/20143/307092/Interpello+149+2019+Risposta+n.+149_2019.pdf/7320de70-6edd-63d2-a6ef-18ed7aa64685

- b) PdR accelerati sono funzionali alle esigenze di soste di qualche ora (ad es. per *destination charging*),
 - c) mentre PdR veloci e ultra-veloci soddisfano soprattutto le esigenze di viaggi sulle medie e lunghe distanze.
- 10.16 A ciascuna tipologia di infrastrutture per la ricarica in luoghi accessibili al pubblico corrispondono **diversi modelli di business dei CPO** e diversi livelli di remuneratività, a cui contribuiscono fattori quali (si veda anche quanto illustrato al successivo Capitolo 11): i costi fissi necessari ad acquistare e installare l'hardware, i costi di connessione alla rete elettrica, i costi di funzionamento⁴⁷ e manutenzione, gli incentivi messi a disposizione da enti pubblici nazionali o locali, il prezzo a cui il servizio viene venduto (finora tipicamente definito da ciascun MSP come crescente con la potenza nominale del PdR) e il volume di automobili effettivamente ricaricate. Di seguito vengono menzionati anche alcuni approcci tecnologici diversi da quelli più frequentemente utilizzati e che potrebbero forse risultare potenzialmente interessanti per quanto di competenza del Regolatore.
- 10.17 Per gestire efficacemente alcune situazioni di tipo b) e soprattutto di tipo c) tra quelle elencate al precedente punto 10.15, è importante rilevare come negli ultimi anni siano entrati sul mercato anche alcuni operatori di servizi di ricarica basati sul concetto di **PdR mobile**⁴⁸, cioè non connesso in modo permanente alla rete elettrica grazie all'utilizzo di sistemi di accumulo chimico trasportabili. Questo tipo di soluzioni tecnologiche (che in alcuni casi arrivano ad offrire servizi di ricarica anche ultra-rapida) può risultare particolarmente efficace sia per gestire situazioni di emergenza (quando un veicolo rimane senza carica lontano da una colonnina o come *back-up* per colonnine in manutenzione) sia per potenziare i servizi di ricarica disponibili in aree soggette a ondate di traffico stagionale (ad es. nelle località di villeggiatura) o occasionale (ad es. per eventi fieristici).
- 10.18 Diverse iniziative legislative si sono poste il tema di tutelare i cittadini che abitano in immobili (individuali o collettivi) privi di posto auto⁴⁹ e che dunque, per poter valutare l'acquisto di un veicolo elettrico, hanno assoluto bisogno di infrastrutture di ricarica del tipo a) definito al precedente punto 10.15. Con questa finalità, a livello internazionale sono state avanzate svariate proposte tecnologiche, alcune delle quali sono anche giunte sul mercato per essere utilizzate almeno nell'ambito di progetti pilota o iniziative sperimentali di varia natura. Tra le tante⁵⁰, una delle

⁴⁷ Tra i quali rientrano sia i costi energetici sia i costi di fatturazione, le commissioni dei circuiti bancari e quelle dei servizi di *roaming* (interoperabilità tra diversi CPO e MSP).

⁴⁸ Si osservi come l'attuale bozza di Regolamento AFIR definisca un *recharging point* come “*a fixed or mobile interface*”.

⁴⁹ In Italia, il D.Lgs. 199/21 prevede che ogni Comune sia tenuto ad installare un punto di ricarica per ogni 6 automobilisti elettrici che si registrino sulla PUN dichiarando di non disporre di un punto di ricarica privato. All'estero ci si riferisce spesso al “*right to charge*” e, ad esempio in Olanda, una legge prevede che, sotto certe condizioni, ogni possessore di auto elettrica residente in città possa chiedere al Comune l'installazione di un punto di ricarica entro 200 metri dalla propria abitazione.

⁵⁰ Nelle Fiandre si pensa di sfruttare gli armadi stradali della telefonia per installare punti di ricarica, a Oxford si sta sperimentando l'installazione di canaline per consentire al cavo di ricarica di attraversare il

proposte che ha raccolto maggiore interesse dagli sviluppatori di tecnologia riguarda la possibilità di **sfruttare le reti di illuminazione pubblica** per alimentare anche PdR a bassa potenza; alcuni esperimenti sono stati compiuti negli ultimi anni anche in Italia, ma per ora senza trovare ampia diffusione. Nel Box III.2 vengono sintetizzate alcune informazioni raccolte in proposito a partire dal dialogo con alcuni operatori o dall'analisi delle esperienze estere.

- 10.19 Nel Box III.3, infine, viene ipotizzata la struttura di una stazione di ricarica adatta ad un contesto cittadino, nel quale di giorno sia necessario soddisfare esigenze di ricarica accelerata per gli automobilisti di passaggio e di notte esigenze di ricarica lenta per gli abitanti del quartiere, ottimizzando l'integrazione con la rete elettrica.

Box III.2 – Integrazione di punti di ricarica per veicoli nei sistemi di illuminazione pubblica (IP)

Anche se sul mercato sono oggi disponibili nuovi modelli di lampione con integrata una presa per ricarica dei veicoli, nella maggior parte dei casi l'interesse per questo tipo di installazione nascerebbe dall'opportunità di sfruttare, per la ricarica dei VE, la rete elettrica (e il POD) già esistenti, senza bisogno di nuove connessioni, scavi, ecc. Questo tipo di approccio dovrebbe dunque presentare vantaggi legati sia alla maggiore economicità e velocità di realizzazione di IdR, soprattutto nei contesti cittadini, sia alla minore necessità di sviluppare nuove reti di distribuzione, grazie all'utilizzo di quelle esistenti.

Due potrebbero allora essere le situazioni nelle quali la potenza elettrica oggi disponibile per illuminazione possa essere dedicata anche alla ricarica di VE:

- 1) in qualunque tipo di impianto IP, limitando la ricarica ai soli orari in cui le luci sono spente (quindi soprattutto nelle ore diurne);
- 2) negli impianti IP realizzati almeno più di dieci anni fa (con tecnologie a gas) e poi ammodernati tramite utilizzo di tecnologie LED; in questi casi la rete elettrica può risultare "sovradimensionata" rispetto alle effettive attuali esigenze di potenza (perché si può assumere che le lampade a LED prelevino circa 1/3 della potenza precedentemente richiesta da una lampada a sodio alta pressione).

Partendo dai due casi appena descritti e adottando ipotesi semplificate relative alla potenza tipica delle lampade per illuminazione pubblica, è possibile stimare che per alimentare un PdR da 3,7 kW con la potenza elettrica già disponibile per illuminazione pubblica, sarebbe necessario un numero di lampioni indicativamente compreso tra 10 e 25.

Inoltre, questo tipo di ricarica lenta sarebbe particolarmente adatta a clienti che possano permettersi una sosta di durata lunga: o una ricarica notturna per i quartieri residenziali (e quindi non adatta alla situazione di tipo 1 sopra descritta) o una ricarica diurna nei quartieri dove si concentrano le attività lavorative oppure parcheggi di interscambio con la rete di mezzi pubblici.

Dal dialogo con alcuni operatori sono altresì emerse ulteriori osservazioni:

- spesso non si può installare sul palo una semplice presa elettrica, ma serve una vera e propria *wallbox*, sia per garantire protezione contro gli atti vandalici sia per contenere dispositivi di comunicazione (modem);
- i pali dei lampioni esistenti presentano diverse dimensioni e livelli di robustezza e ciò complica procedure di installazione standardizzate, perché non sempre il palo presenta la resistenza meccanica minima necessaria per sostenere il peso della *wallbox*; in ogni caso la resistenza meccanica complessiva di questa installazione risulta inferiore rispetto a quella standard che prevede il montaggio su un sostegno dedicato;

marciapiedi di fronte alla propria abitazione, a Berlino e a Londra sono state inserite prese di ricarica in alcuni lampioni, ecc.

- avendo i POD dedicati esclusivamente ad alimentare impianti IP diritto all'applicazione di tariffe specifiche (BTIP e MTIP), l'inserimento sotto lo stesso POD di altri tipi di utilizzi imporrebbe la necessità di una misurazione separata e questo costi e complessità non trascurabili;
- essendo i PdR spesso realizzati da soggetti diversi rispetto a quelli incaricati di gestire la pubblica illuminazione, per gli interventi di manutenzione (ordinaria e straordinaria) sarà sempre necessario garantire pieno coordinamento tra i due soggetti.

Box III.3 – Ipotesi di un *hub* di ricarica efficiente per i quartieri cittadini

Stanti le dimensioni tipiche delle batterie dei VE, i PdR accelerati (cioè quelli più diffusi) non risultano particolarmente adatti per una ricarica che avvenga durante una sosta prolungata (quale quella notturna o quella che avviene durante una giornata di lavoro presso la sede aziendale), perché il riempimento completo si ottiene in poche ore e poi si tiene inutilmente occupato il PdR; in tal caso, in molti posti auto dedicati alla ricarica in luoghi pubblici, tipicamente dopo un'ora dal termine della ricarica, si rischia di incorrere in multe per "occupazione abusiva" del posto auto. Si vuole allora qui ipotizzare una soluzione che, sfruttando il meccanismo del *power sharing* tra diversi PdR, possa offrire servizi differenziati a seconda dell'ora della giornata, del tipo e del numero di veicoli connessi e dunque, potenzialmente, aumentare la platea di clienti serviti e ed essere particolarmente adatta nei contesti cittadini.

Oggi con un POD dedicato da 44 kW (la taglia media dei POD BTVE attivi in Italia) vengono tipicamente alimentati 2 PdR da 22 kW ciascuno, ma potrebbero invece essere alimentati 6 PdR da 22 kW ciascuno, purché dotati di meccanismi di *power sharing*; in tal modo:

- fino a 2 veicoli possono essere alimentati a 22 kW (è molto bassa la probabilità che si colleghino contemporaneamente più di 2 di VE in grado di sfruttare questa potenza, visto la loro effettiva disponibilità sul mercato);
- possono essere alimentati a piena potenza fino a 4 veicoli con ricarica in AC limitata a 11 kW (la grande maggioranza di quelli sul mercato);
- laddove fossero occupati tutti i 6 posti auto, a ciascun veicolo potrebbe in ogni caso essere erogata una potenza di 7,4 kW, perfetta per una sosta prolungata come quella notturna e pienamente sfruttabile dalla quasi totalità delle auto (inclusi molti PHEV).

La connessione con la rete elettrica richiesta da questo tipo di infrastruttura avrebbe una potenza disponibile pari a solo un terzo della potenza nominale di ricarica totale e potrebbe, dunque, risultare una soluzione efficace ed efficiente anche per quelle amministrazioni comunali che si trovassero nella necessità di rispondere a quanto richiesto dalla Legge Semplificazioni 2020 (art. 57, comma 7) nei casi in cui 6 automobilisti registrino sulla Piattaforma Unica Nazionale i propri veicoli elettrici per i quali non è disponibile un punto di ricarica privato.

Essa presenterebbe, inoltre, alcuni ulteriori interessanti vantaggi:

1. le **spese di connessione alla rete e quelle tariffarie annue** (per servizi di rete e OGS) **risulterebbero molto più contenute** rispetto a quelle in cui si incorrerebbe nel caso in cui i 6 PdR da 22 kW dovessero essere alimentati da 3 POD (con un solo POD servirebbe una connessione in MT e quindi la connessione sarebbe molto più complessa);
2. **se il prezzo di ricarica potesse essere parametrato all'effettiva potenza erogata**, ad es. differenziando la ricarica lenta (fino a 7,4 kW) da quella accelerata, l'attrattività di questa SdR risulterebbe maggiore rispetto a quella di una con PdR da 22 kW; questo ne aumenterebbe il FU e quindi, complessivamente, la remuneratività dell'investimento iniziale;
3. maggiore è il numero di veicoli contemporaneamente connessi ad un solo POD, maggiori sono le **opportunità di erogare servizi di flessibilità** utili alla rete e tali opportunità sono ancora maggiori se gli orari di presenza contemporanea sono prevedibili con buona approssimazione; a tal fine, in

questo tipo di SdR sarebbe particolarmente utile inserire alcune funzionalità finora sperimentate solo in pochi contesti di ricarica aziendale: all'avvio della sessione di ricarica, richiedere all'automobilista a che ora prevede di interromperla e qual'è lo stato di carica (SoC) minimo che ha bisogno di raggiungere. L'eventuale remunerazione ottenibile dal CPO per l'erogazione di un servizio di flessibilità potrebbe essere utilizzata in parte per ripagare l'investimento e in parte per abbassare il prezzo della ricarica offerta ad automobilisti che aderissero a questa iniziativa.

S 8. Si ritiene che l'illustrazione effettuata in merito all'attuale panorama della ricarica in luoghi accessibili al pubblico sia sufficientemente completa, ai fini di quanto rileva per l'aggiornamento della regolazione di ARERA? Quali degli aspetti illustrati si ritiene influenzino maggiormente il settore o andrebbero maggiormente approfonditi e sulla base di quali fonti? Si ritiene vi siano ulteriori aspetti meritevoli di attenzione?

S 9. In quali contesti e con quali specifiche configurazioni tecniche si ritiene che sistemi di ricarica mobile possano risultare particolarmente efficaci per fornire un servizio agli automobilisti senza impatti rilevanti sulle reti elettriche?

S 10. Quali commenti si ritiene di poter formulare in merito alle possibili interazioni tra i sistemi di illuminazione pubblica e le reti di punti di ricarica a bassa potenza? In quali contesti specifici, con quali tecnologie e modalità di misurazione si ritiene possa essere espresso il maggiore potenziale? Quanti PdR si ritiene potrebbero essere realizzati in Italia grazie a questo approccio?

S 11. Si è a conoscenza di stazioni di ricarica già realizzate sulla base di criteri simili a quelli ipotizzati nel Box III.3? Si ritiene che questo tipo di hub cittadini potrebbe risultare efficace sia per favorire l'integrazione con la rete elettrica sia per migliorare la redditività degli investimenti?

11. Struttura di costi e prezzi del servizio di ricarica

11.1 Quanto presentato nei capitoli precedenti aiuta a comprendere perché costi e prezzi associati alla ricarica di un veicolo elettrico possono variare molto a seconda dell'ambito nel quale avviene la ricarica, oltre che del soggetto che gestisce l'infrastruttura di ricarica. La Tabella III.1 enumera puntualmente i diversi possibili ambiti, illustrati in modo più sintetico nel precedente Capitolo 10; con riferimento a tale classificazione, si può evidenziare come nei primi due ambiti (ricarica privata individuale) sia normalmente lo stesso proprietario (o utilizzatore) del veicolo elettrico a gestire il punto di ricarica, negli ambiti 6 e 7 (ricarica in luoghi accessibili al pubblico) il gestore sia normalmente un CPO, mentre negli ambiti 3, 4 e 5 (ricarica privata collettiva o ricarica pubblica in contesti commerciali) si possano verificare diverse situazioni.

Tabella III.1 – Diverse tipologie di ambiti nei quali può avvenire la ricarica di un veicolo elettrico (leggero)

	Ambiti di ricarica	Velocità (tipica) di ricarica	Tariffe di rete oggi applicabili
Ricarica PRIVATA ad uso INDIVIDUALE	1) DOMESTICO presso POD esistente (ambito casalingo)	<i>Slow</i> (3-7 kW)	TD-RES, TD-NONRES
	2) DOMESTICO presso POD dedicato a ricarica individuale	<i>Slow</i> (3-7 kW)	BTAU
Ricarica PRIVATA ad uso COLLETTIVO	3) RESIDENZIALE presso POD condiviso in condominio	<i>Slow o Quick</i> (7-22 kW)	BTAU
	4) PROFESSIONALE presso POD condiviso sul luogo di lavoro	<i>Slow o Quick</i> (7-22 kW)	BTAU o MTAU in base al POD esistente
Ricarica PUBBLICA (cioè in luoghi accessibili al pubblico)	5) COMMERCIALE presso centri commerciali, hotel, ristoranti, stazioni, porti, aeroporti, ecc.	<i>Quick o Fast</i> (11-50 kW)	se POD esistente: BTAU o MTAU
	6) Contesti URBANI	<i>Slow, Quick o Fast</i> (7-50 kW)	se POD dedicato: BTVE
	7) Contesti EXTRA-URBANI, anche presso stazioni di servizio	<i>Fast o Ultra-fast</i> (50-350 kW)	

11.2 Per chi gestisce un'infrastruttura (persona fisica o giuridica), due sono le principali voci che contribuiscono a formare il costo medio del servizio di ricarica di veicoli elettrici: il costo della fornitura di energia elettrica e il costo dell'infrastruttura necessaria ad effettuare la ricarica del veicolo; in particolare:

- a) in termini generali, il **costo sostenuto per la sola energia elettrica** è da valutarsi come l'incremento medio della bolletta totale annua registrato dopo l'inizio delle ricariche; a sua volta, la bolletta totale annua per la fornitura di energia elettrica è da valutarsi come somma delle componenti amministrate – tariffe regolate da ARERA (trasporto e gestione del contatore, oneri generali di sistema), e fiscalità (accisa e IVA) – e delle componenti “a mercato”

(materia energia); in relazione alla quota materia energia, occorre precisare che le diverse offerte commerciali oggi disponibili sul mercato libero possono comportare differenze non trascurabili sul prezzo finale dell'elettricità acquistata;

b) per quanto riguarda, invece, il **costo dell'infrastruttura**:

- nel caso di ricariche in ambito privato, è generalmente lo stesso proprietario/utilizzatore del veicolo che si deve occupare di predisporre e mantenere un impianto elettrico idoneo e sicuro; a titolo esemplificativo, per una ricarica individuale domestica, l'entità di questo costo è stimabile compresa tra 6 e 12 c€ per kWh ricaricato⁵¹;
- nel caso di ricariche in luoghi accessibili al pubblico, l'installazione e manutenzione dell'infrastruttura (cioè la c.d. "colonnina") è responsabilità del gestore del punto di ricarica, il quale ingloberà nel prezzo di vendita del servizio sia tali costi sia la remunerazione della propria attività d'impresa; inoltre, qualora il servizio non venga erogato a titolo gratuito, tra questi costi saranno da considerare anche quelli necessari alla gestione della transazione economica col cliente finale.

La seguente Figura III.1 aiuta a schematizzare quanto appena illustrato in merito alla scomposizione del costo del servizio di ricarica.

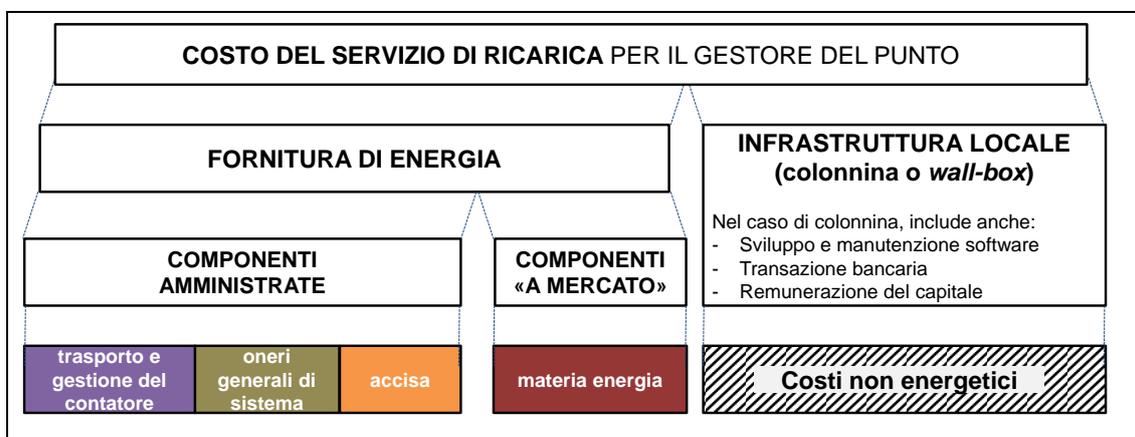


Figura III.1 – Scomposizione del costo del servizio di ricarica elettrica

11.3 Da quanto sopra si evince come il **costo della ricarica in luoghi accessibili al pubblico (e quindi spesso anche il prezzo di vendita del servizio) sia necessariamente diverso da quello della ricarica domestica**, poiché richiede, oltre a un maggiore investimento nell'infrastruttura di ricarica, anche l'attivazione di punti di prelievo caratterizzati da una più alta potenza impegnata; una ricarica più veloce (tipica dei luoghi accessibili al pubblico rispetto a quanto avviene per la ricarica in ambito domestico) necessita, infatti, di infrastrutture di maggiore

⁵¹ Assumendo un costo di installazione della *wallbox* compreso tra 1.000 e 2.000 €, un prelievo medio di 1.650 kWh/anno (cfr. Tabella II.3 a pag. 23) e una durata in vita di 10 anni.

potenza che, a loro volta, richiedono una rete elettrica più “capiente” e, dunque, oneri di connessione più gravosi. In tutti i Paesi dell’Unione europea, la spesa per la ricarica in luoghi accessibili al pubblico (soprattutto di tipo *fast*) è maggiore dell’incremento della spesa che un cliente residenziale con veicolo elettrico sopporta per la ricarica presso la propria abitazione (tipicamente *slow*). La legge prevede in ogni caso che i prezzi praticati dagli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico siano ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori (art.4, c.11, D.Lgs. 257/16).

11.4 I costi fissi iniziali e i costi energetici possono essere fortemente influenzati dalle scelte compiute dal CPO in merito alle modalità di installazione e alimentazione delle proprie infrastrutture di ricarica. La ricarica di VE può avvenire tramite IdR collegate a punti di prelievo dedicati in via esclusiva a tale scopo (POD dedicato) oppure tramite punti di prelievo utilizzati per una molteplicità di funzioni (POD ordinario): in zone particolarmente isolate, cioè lontane da altre utenze elettriche rilevanti, ricorrere a POD dedicati può risultare una necessità ma, **quando la IdR viene realizzata vicino ad altre utenze elettriche, il collegamento ad un POD ordinario può risultare più conveniente**. Sottendere infrastrutture di ricarica a punti di prelievo esistenti, offre, rispetto all’alternativa di attivare un POD dedicato esclusivamente alla ricarica, numerosi vantaggi sia per il gestore del punto di ricarica (CPO) sia per il sistema elettrico nel suo complesso:

- un’incidenza minore della spesa per tariffe di rete e per oneri generali di sistema sul costo medio del kWh ricaricato, poiché le quote tariffarie fisse (€/punto/anno e €/kW/anno) vengono ripartite su un volume di energia maggiore di quello strettamente necessario per la sola ricarica dei veicoli elettrici;
- la possibilità di evitare, in tutto o in parte, il pagamento di ulteriori contributi di connessione alla rete elettrica BT, comunque dovuti quando si realizza un POD nuovo;
- possibili minori impatti sulle reti elettriche locali (e dunque un minore bisogno di nuovi investimenti di rete da parte del distributore locale, remunerati attraverso i meccanismi tariffari ordinari), grazie alla possibilità per il CPO di adottare soluzioni di *demand response* che aiutino ad “appiattare” la curva di carico complessiva del POD, smorzando i picchi di potenza prelevata richiesta solo durante le fasi di ricarica;
- maggiori opportunità di utilizzare per le ricariche energia elettrica autoprodotta in sito da impianti cogenerativi o alimentati da fonti rinnovabili.

11.5 L’ultima colonna della Tabella III.1 mostra come la tipologia contrattuale e quindi la struttura tariffaria da considerare per valutare i costi energetici della ricarica sia anche funzione delle scelte compiute dal CPO in merito alle modalità di connessione delle proprie IdR (a POD dedicato o ordinario); per consentire di confrontare tra loro le spese associabili a diversi ambiti di ricarica, in Appendice 2 è mostrata l’evoluzione negli ultimi anni dei prezzi energetici associati a diverse

tipologie contrattuali⁵²; inoltre, per meglio comprendere e valutare quali fattori influenzino l'entità dei costi tariffari e di connessione associati ai servizi di ricarica, il prossimo capitolo è dedicato ad illustrare l'attuale quadro regolatorio.

12. Quadro regolatorio

La regolazione tariffaria e le tipologie contrattuali

12.1 L'articolo 2, comma 2, del TIT definisce 9 tipologie di contratti, distinti tra loro principalmente in funzione del livello di tensione, a cui i clienti si devono rifare per sottoscrivere un contratto di fornitura di energia elettrica; tra i clienti connessi in BT viene altresì prevista una distinzione tra clienti domestici, per illuminazione pubblica e per altro; tra i clienti connessi in MT, l'unica distinzione riguarda i clienti per illuminazione pubblica. La seguente tabella schematizza tutte le tipologie contrattuali attualmente previste:

Tabella III.2 – Elenco delle tipologie contrattuali attualmente previste dal TIT

Comma 2.2 TIT	Utenze	Sigla
lettera a)	domestiche in bassa tensione	TD
lettera b)	in bassa tensione di illuminazione pubblica	BTIP
lettera c)	in bassa tensione per alimentazione esclusiva dei punti di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico	BTVE
lettera d)	in bassa tensione diverse da quelle di cui alle lettere a), b) e c)	BTAU
lettera e)	in media tensione di illuminazione pubblica,	MTIP
lettera f)	in media tensione diverse da quelle di cui alla lettera e) d	MTAU
lettera g)	in alta tensione;	AT
lettera h)	in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	AAT1
lettera i)	in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	AAT2

12.1 Per ciascuna di tali tipologie contrattuali ARERA definisce e aggiorna periodicamente i valori dei corrispettivi tariffari relativi ai servizi di rete (cioè misura, distribuzione e trasporto, indicati in bolletta con il termine “Trasporto e gestione del contatore”) e per “oneri generali di sistema” (cfr. Appendice 2 per maggiori informazioni sulle strutture tariffarie).

Le connessioni alle reti elettriche dei distributori

12.2 Coerentemente con la disciplina vigente anche prima della costituzione dell'Autorità per l'energia (cioè nell'ambito di provvedimenti CIP), il TIC disciplina le connessioni sulla base del principio generale della “unicità del punto di prelievo”, cioè che ogni unità immobiliare (normalmente coincidente con una

⁵² Per compiere calcoli corretti è necessario evidenziare un aspetto importante: nel caso di POD dedicato, il costo energetico è da valutare tramite il “prezzo medio” della fornitura (quindi includendo le quote fisse della bolletta) mentre, nel caso di POD ordinario, il costo di ricarica coincide col “prezzo marginale” della fornitura.

“unità di consumo”) venga alimentata da un unico punto di prelievo. L’articolo 5 del medesimo TIC prevede tuttavia alcune possibilità di eccezione a tale principio generale:

- a) Comma 5.1: L’unicità del punto di prelievo è da ritenersi riferita ad ogni specifica tipologia contrattuale (tra quelle definite al comma 2.2 del TIT); non è dunque ritenuta problematica una situazione in cui nella stessa unità immobiliare siano presenti più POD, ma ciascuno riferito a una diversa tipologia contrattuale (ad es. BTAU e BTIP);
- b) Comma 5.2: Nelle unità immobiliari adibite ad abitazione (clienti domestici) è prevista la possibilità di connettere anche un secondo POD di tipo BTAU, qualora questo venga dedicato esclusivamente all’alimentazione di pompe di calore o di ricarica di veicoli elettrici;
- c) Comma 5.3: Per i clienti connessi in BT (domestici e non domestici) è possibile chiedere la connessione di ulteriori POD, ma solo nel caso in cui questi siano utilizzati per la ricarica di veicoli elettrici.

12.3 L’articolo 7 del TIC, inoltre, distingue tra connessioni “permanenti ordinarie” e “permanenti particolari”, prevedendo che per le prime sia definito un “costo standard”, mentre per le seconde il gestore di rete debba formulare un preventivo basato sugli elementi caratteristici della situazione analizzata.

Le tariffe elettriche per i clienti domestici

12.4 Tra il 1 gennaio 2016 e il 1 gennaio 2020 l’Autorità ha attuato la graduale riforma della struttura delle tariffe per servizi di rete (distribuzione, trasmissione e misura) e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema applicabili ai clienti domestici, sulla base di quanto disposto dalla delibera 582/2015/R/eel e s.m.i..

12.5 Tale complessa riforma, definita in attuazione delle disposizioni contenute nell’articolo 11, comma 3, del D.Lgs. 102/2014, e in esito ad una completa Analisi di Impatto della Regolazione⁵³, ha consentito di superare la struttura progressiva con i consumi che aveva caratterizzato per quarant’anni le tariffe elettriche domestiche: la seguente Figura III.2 schematizza le fasi in cui si è articolata la riforma graduale delle componenti variabili delle tariffe⁵⁴. Tale manovra ha dunque consentito di superare gli ostacoli di natura tariffaria che avevano fino a quel momento fortemente limitato la convenienza economica delle elettrotecnologie nel settore domestico: valutazioni quantitative sugli impatti positivi di tale riforma avrebbe avuto sulla diffusione delle di pompe di calore e veicoli elettrici erano state inserite in appendice alla Relazione AIR¹⁸.

⁵³ Cfr. La Relazione AIR <https://www.arera.it/allegati/docs/15/582-15air.pdf>

⁵⁴ Come illustrato in dettaglio nella Relazione AIR, la riforma ha comportato una rimodulazione delle tariffe sia in quota energia sia in quota potenza, in modo tale da ottenere complessivamente la raccolta del medesimo gettito e, dunque, senza indurre alcun trasferimento di oneri verso clienti diversi dai domestici.

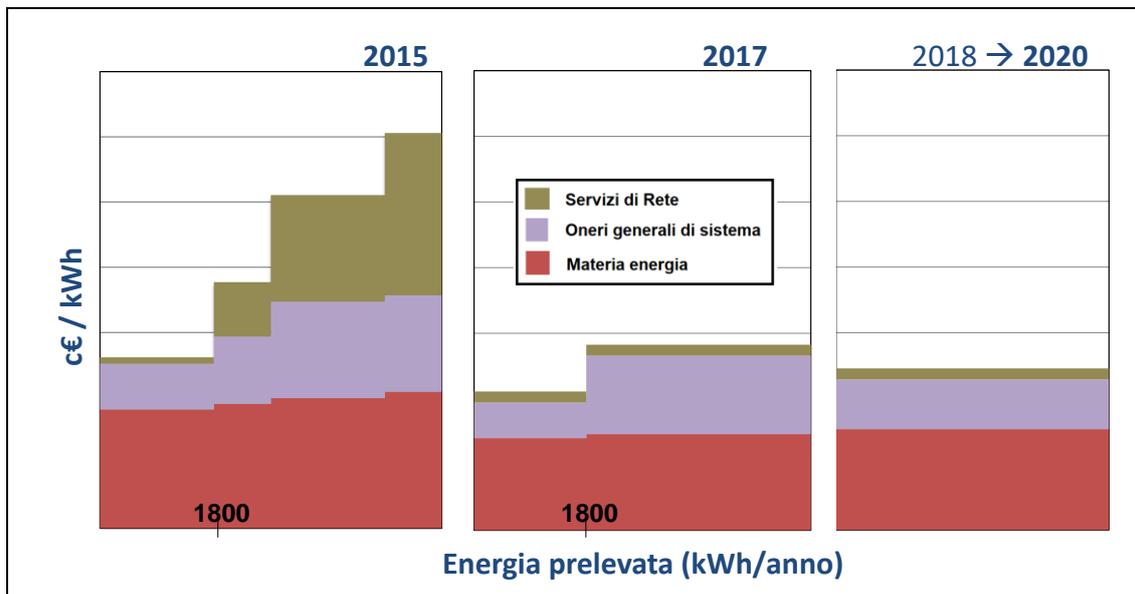


Figura III.2 – Schematizzazione del processo di riforma delle tariffe elettriche domestiche (per una corretta interpretazione di questo grafico si rimanda alla Parte II della Relazione AIR¹⁹)

Le tariffe elettriche per i clienti non domestici

- 12.6 Per quanto riguarda le tariffe di rete applicabili ai clienti non domestici in media e bassa tensione, queste sono strutturate prevalentemente in base alla potenza impegnata. Per quanto riguarda le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema applicabili ai clienti non domestici, a seguito di un lungo procedimento che ha previsto sia fasi di consultazione pubblica da parte dell’Autorità, sia una verifica di compatibilità con la disciplina europea in materia di Aiuti di Stato allora vigente, l’Autorità ha riformato la struttura di tali componenti a partire dal 1 gennaio 2018⁵⁵. Tale riforma ha comportato l’attribuzione di un peso maggiore alle componenti tariffarie espresse in funzione della potenza impegnata rispetto a quelle espresse in funzione dell’energia prelevata e questo ha indirettamente prodotto uno stimolo all’elettrificazione dei consumi.
- 12.7 A seguito di tale riforma, le aliquote degli elementi della componente tariffaria A_{SOS} sono definite come combinazione lineare di:
- aliquote definite moltiplicando la somma delle aliquote (per punto di prelievo, per kW e per kWh) delle componenti per servizi di rete (indicate con le sigle TRAS, DIS, MIS, UC3 e UC6) per un coefficiente moltiplicativo, uguale per tutte le tipologie di utenti non domestici, con l’obiettivo di raccogliere un importo pari al 25% del gettito complessivo;

⁵⁵ Cfr. delibere 481/2017/R/com e 923/2017/R/com

- un'aliquota indifferenziata per kWh prelevato e uniforme per tutte le tipologie di utenti non domestici, con l'obiettivo di raccogliere un importo pari al rimanente 75% del gettito complessivo⁵⁶.

Le aliquote degli elementi della componente tariffaria A_{rim} sono, invece, trinomie e direttamente proporzionali alle aliquote delle componenti tariffarie per servizi di rete, perché definite applicando alla somma di queste ultime un coefficiente moltiplicativo, uguale per tutte le tipologie di utenti non domestici.

- 12.8 Questa strutturazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema discende dalla necessità di attuare il sistema delle agevolazioni per le imprese energivore riordinato dal decreto 21 dicembre 2017, al fine di armonizzare la normativa nazionale alla Disciplina europea in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020 e alla Decisione della Commissione europea C(2017) 3406 (con la quale è stato approvato il piano di adeguamento presentato dal Governo Italiano). Il nuovo sistema definisce agevolazioni in modo progressivo per classi di intensità elettrica (calcolata sul fatturato dell'impresa e utilizzando la media aritmetica del consumo dell'impresa calcolata sugli ultimi tre anni). In accordo con la Decisione della Commissione europea, **gli sconti possono riguardare solamente gli oneri generali afferenti al finanziamento delle fonti rinnovabili e della cogenerazione del meccanismo CIP 6/92 (componente A_{sos})** vengono attuati tramite l'applicazione di aliquote differenziate tra clienti non agevolati e clienti agevolati, ossia a forte consumo di energia, in funzione della classe di agevolazione di appartenenza⁵⁷.

Ammodernamento delle colonne montanti vetuste

- 12.9 Poiché lo stimolo all'elettrificazione dei consumi derivante dalle riforme tariffarie sopra descritte può essere in diversi casi frenato dalle effettive condizioni degli impianti elettrici interni agli edifici, è bene ricordare che l'Autorità ha introdotto⁵⁸, per il triennio 2020-2022, una regolazione sperimentale finalizzata all'ammodernamento delle "colonne montanti vetuste" della rete di distribuzione dell'energia elettrica all'interno degli edifici. Per "colonna montante" si intende la linea elettrica a sviluppo prevalentemente verticale facente parte di una rete di distribuzione di energia elettrica, che attraversa parti condominiali al fine di raggiungere i misuratori di energia elettrica (punto di connessione alla rete del distributore) situati negli appartamenti o al piano.
- 12.10 Il provvedimento mira ad agevolare, in prospettiva, il superamento degli impedimenti che i distributori di energia elettrica spesso incontrano quando debbono ammodernare i propri impianti più vetusti (soprattutto riguardo all'esecuzione di lavori edili all'interno delle proprietà private condominiali), ai fini di poter mantenere in sicurezza l'esercizio della rete di distribuzione a fronte di un maggior consumo atteso di energia elettrica (per via di un maggior ricorso

⁵⁶ Per maggiori dettagli si veda la Relazione Tecnica allegata alla delibera 923/2017/R/com, <https://www.arera.it/it/docs/17/923-17.htm>

⁵⁷ Per maggiori dettagli si veda la Relazione Tecnica allegata alla delibera 921/2017/R/eel, <https://www.arera.it/it/docs/17/921-17.htm>

⁵⁸ Con la delibera 467/2019/R/eel, <https://www.arera.it/it/docs/19/467-19.htm>

a utilizzi finali di riscaldamento e raffrescamento laddove la generazione locale da fonte rinnovabile non sia sufficiente a compensare detto aumento). L'ammodernamento consiste nel rinnovo sia delle opere elettriche sia delle opere edili (per le quali i condomini ricevono un rimborso dalle imprese di distribuzione) e può avvenire, o meno, contestualmente all'operazione di centralizzazione dei contatori.⁵⁹

Potenza impegnata e potenza disponibile

12.11 Quanto illustrato ai punti precedenti ha evidenziato come il concetto di “potenza impegnata” sia diventato negli ultimi anni particolarmente importante anche in termini di impatto sulle bollette dei clienti finali, sia domestici sia non domestici. La regolazione attualmente vigente prevede una differenziazione tra “potenza disponibile”, “potenza impegnata” e “potenza contrattualmente impegnata”, che è importante comprendere in modo preciso per poterne valutare gli effetti tariffari; è infatti utile ricordare che il livello di potenza disponibile è rilevante per calcolare il costo del contributo di connessione da pagare una-tantum (cfr. art. 11, co.1, del TIC), mentre il valore della potenza impegnata è rilevante per il calcolo della spesa tariffaria che il cliente finale paga nell'ambito di ogni bolletta.

12.12 Il TIT introduce all'articolo 1 le seguenti definizioni:

- “potenza disponibile” è la massima potenza prelevabile in un punto di prelievo senza che il cliente finale sia disalimentato; la potenza disponibile è la potenza per la quale è stato corrisposto il contributo di allacciamento, ovvero la potenza richiesta dal titolare del punto di prelievo, ridotta rispetto a quella per la quale è stato corrisposto il contributo di allacciamento, a condizione che la riduzione di potenza sia stata richiesta dal titolare del punto di prelievo e fissata contrattualmente;
- “potenza impegnata” è:
 - i) la potenza contrattualmente impegnata (vd sotto) ove consentito;
 - ii) il valore massimo della potenza prelevata nel mese, per tutti gli altri casi;
- “potenza contrattualmente impegnata” è il livello di potenza, indicato nei contratti, reso disponibile dall'esercente ove siano presenti dispositivi atti a limitare la potenza prelevata; per motivi di sicurezza o di continuità di servizi di pubblica utilità l'esercente può derogare dall'installazione del limitatore di potenza.

12.13 Il combinato disposto delle definizioni appena menzionate, dei commi 3.2 e 3.3 dello stesso TIT e dei commi 8.6, 8.7 e 8.8 del TIC e di prassi consolidate descrive, dunque, il seguente quadro generale:

- a) **per punti di connessione in BT con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW** (tipologie contrattuali indicate con le sigle da BTA1 a BTA5⁶⁰), fatte salve esigenze di sicurezza degli impianti utilizzatori o di continuità di servizio di pubblica utilità, l'impresa distributrice installa dispositivi atti a limitare la potenza massima prelevabile; viene dunque definito un valore di

⁵⁹ Per maggiori informazioni si vedano le FAQ <https://www.arera.it/it/schede/O/faq-colonnemontanti.htm>

⁶⁰ Cfr. Tabella 2 allegata al TIT

potenza contrattualmente impegnata e la potenza disponibile è del 10% superiore a tale valore;

- b) **per punti di connessione in BT con potenza disponibile superiore a 16,5 kW ma non superiore a 33 kW** (tipologia contrattuale indicata con la sigla BTA6), per situazioni particolari della rete elettrica locale e tenendo in ogni caso conto delle esigenze di sicurezza degli impianti utilizzatori, l'impresa distributrice ha la facoltà di installare limitatori della potenza prelevata; in tali casi viene definito un valore di potenza contrattualmente impegnata e la potenza disponibile è del 10% superiore a tale valore; laddove, invece, un limitatore di potenza non venga installato, non viene definita alcuna potenza contrattualmente impegnata e la potenza disponibile è pari a quella richiesta al momento della connessione (o nell'ambito di richieste successive);
- c) **per punti di connessione in BT con potenza disponibile superiore a 33 kW** (tipologia contrattuale ancora indicata con la sigla BTA6), non viene definita alcuna potenza contrattualmente impegnata e la potenza disponibile è pari a quella richiesta al momento della connessione (o nell'ambito di richieste successive).

12.14 Per quanto riguarda la quantificazione delle spese tariffarie a carico dei clienti (cfr. punto 12.11) è allora importante chiarire che, ovunque sia installato un limitatore (in tutti i casi a) e in una parte dei casi b)), la potenza impegnata è pari a quella contrattuale mentre, dove il limitatore è assente (in tutti i casi c) e in una parte dei casi b)), la potenza impegnata è pari alla massima prelevata nel mese e, in caso di superi, il distributore ha la possibilità di chiedere l'adeguamento della connessione e il conseguente pagamento dei relativi contributi.

12.15 A seguito della riforma tariffaria domestica, dal 1 gennaio 2017 sono state altresì introdotte ***“Agevolazioni temporaneamente applicabili alle utenze per clienti finali domestici connessi a reti in bassa tensione”*** (art. 8-bis del TIC). Tali agevolazioni, poi prorogate anche per il periodo 2019-2023 hanno previsto una riduzione dei costi una-tantum applicati a chi richiede una variazione di potenza contrattualmente impegnata, intervenendo sui seguenti aspetti:

- a) Mancata applicazione del contributo in quota fissa dovuto all'impresa distributrice a copertura degli oneri amministrativi;
- b) Una riduzione pari a circa il 20% del contributo in quota potenza dovuto per ogni kW di potenza contrattuale aggiuntiva, purché il nuovo livello di potenza impegnata non sia superiore a 6 kW;
- c) L'applicazione del contributo in quota potenza non è dovuta laddove l'aumento di potenza sia successivo ad una riduzione.

Le tariffe elettriche dedicate alla ricarica dei veicoli elettrici

12.16 La tariffa “monomia” BTVE, dedicata ai punti di prelievo esclusivamente utilizzati per alimentare punti di ricarica in luoghi accessibili al pubblico, è stata originariamente introdotta (nel 2010) come misura atta ad agevolare lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica del Paese; tale tariffa, applicabile su richiesta del cliente finale a POD con qualunque livello di potenza in BT, è stata successivamente confermata per il semiperiodo 2016-19 e per il semiperiodo

2020-23. Maggiori dettagli sui criteri di costruzione di tale struttura tariffaria sono forniti in Appendice 2. Oltre all'applicazione della struttura tariffaria monomia BTVE, la **regolazione attualmente vigente per i POD dedicati esclusivamente alla ricarica dei veicoli in luoghi accessibili al pubblico** prevede che la richiesta di optare per la tipologia contrattuale BTVE possa essere presentata dal titolare del POD in qualunque momento (non necessariamente al momento della connessione) e che, analogamente, possa essere ritirata in qualunque momento (rientrando nella tipologia contrattuale ordinaria).

12.17 Nel 2019 l'Autorità ha posto in consultazione pubblica alcune ipotesi di lavoro ritenute in grado di superare possibili ostacoli alla diffusione della mobilità elettrica, al fine di conseguire i seguenti obiettivi generali:

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

12.18 Con la deliberazione 568/2019/R/eel, l'Autorità ha dato avvio ai primi interventi e ha fissato una serie di ulteriori passaggi da compiere nel corso del 2020, anche attraverso l'istituzione di tavoli tecnici con i principali soggetti coinvolti dal futuro sviluppo della mobilità elettrica, al fine di valutare i necessari interventi regolatori che possano favorire questa importante transizione verso la mobilità elettrica, secondo modalità efficienti ed energeticamente sostenibili. Dai lavori di tali "Focus group sulla mobilità elettrica" sono scaturiti la sperimentazione definita con delibera 541/2020/R/eel (illustrata nel seguito del capitolo), il Rapporto ARERA sui dispositivi di ricarica³⁶ e diverse altre ricognizioni i cui risultati sono presentati nell'ambito di questo documento.

Le iniziative in favore del "vehicle-to-grid"

12.19 A inizio 2020, per costruire un quadro normativo e tecnologico in grado di favorire la partecipazione ai mercati di dispacciamento anche delle IdR per VE, il MiSE ha emanato il DM 30/1/2020 «*Vehicle to grid*» con il quale, tra le altre cose, chiede ad ARERA di individuare *"specifiche tecniche minime, perseguendo principi di semplicità ed economicità, che i dispositivi ed i misuratori installati presso il punto di connessione, anche già integrati nelle infrastrutture di ricarica, devono possedere ai fini della partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento"*. In attuazione delle disposizioni contenute in tale decreto, ARERA ha pubblicato il documento di consultazione 3 giugno 2020, 201/2020/R/eel⁶¹, nel quale ha specificato che *«Ciò consentirà di razionalizzare, nel caso delle infrastrutture di ricarica, le specifiche tecniche e costruttive dei*

⁶¹ Recante «*Orientamenti relativi alla partecipazione dei veicoli elettrici al Mercato per il Servizio di Dispacciamento, per il tramite delle infrastrutture di ricarica dotate di tecnologia vehicle to grid*»

dispositivi sopra richiamati [...] identificando soluzioni minime ai soli fini dell'erogazione dei servizi ancillari: tali requisiti non saranno quindi necessari per le infrastrutture di ricarica i cui gestori non intendano erogare servizi ancillari».

- 12.20 Successivamente, ARERA ha affidato al CEI⁶² il compito di aggiornare «*le Norme impattate (ad esempio CEI 0-16 e CEI 0-21) ai fini dell'individuazione delle specifiche tecniche richieste dal DM*»; alla luce di tali indicazioni normative e regolatorie, il CEI ha elaborato una proposta di Allegato X alla norma CEI 0-21, i cui contenuti sono riassunti nel Box III.3, che è stato sottoposto a due fasi di inchiesta pubblica e la cui approvazione definitiva è ora prevedibile entro la fine dell'anno in corso.

BOX III.3 - Il CIR (Controllo d'Infrastruttura di Ricarica) definito dall'allegato X alla norma CEI 0-21

Sulla base del mandato affidatogli da ARERA anche in base alle disposizioni del DM V-to-G, il Comitato Tecnico 316 del CEI a fine 2020 ha avviato i lavori per aggiornare la norma tecnica CEI 0-21 (“Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”) e per la stesura di un nuovo Allegato X, nel quale definire le caratteristiche e funzionalità minime del “Controllore di Infrastruttura di ricarica” o CIR.

In base a quanto indicato nel testo dell'Allegato X sottoposto a (seconda) inchiesta pubblica nel mese di maggio 2022, il CIR dovrebbe consentire di:

- ottimizzare la potenza destinata alla ricarica dei veicoli elettrici, in funzione dell'assorbimento degli altri carichi utilizzatori presenti nell'utenza, nonché di eventuale produzione in loco;
- rendere disponibili risorse di modulazione affinché un soggetto aggregatore (BSP) possa offrire, in forma aggregata, flessibilità sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD);
- rendere disponibili risorse di modulazione per il locale distributore di energia elettrica;
- contribuire alla sicurezza del sistema elettrico fornendo i servizi di rete in condizioni di sotto-frequenza.

Il CIR potrà essere una apparecchiatura indipendente oppure essere integrato nella Infrastruttura di ricarica (CSI), oppure in altre apparecchiature quali il sistema di gestione dell'energia elettrica (CEM), o un Controllore Centrale di Impianto, qualora presente. Inoltre, le funzioni del CIR possono essere realizzate anche in altre modalità, purché rispettino i requisiti funzionali indicati.

È previsto un solo CIR per ciascun POD e indipendentemente dal tipo di *smart meter* attivo (1G o 2G). Il CIR dovrà poter calcolare in tempo reale il margine di potenza a disposizione per l'infrastruttura di ricarica, calcolato sulla base della potenza disponibile e della potenza scambiata al punto di consegna.

- 12.21 A chiusura dei lavori dei *Focus group* sopra ricordati, la **deliberazione 15 dicembre 2020, 541/2020/R/eel**, ha avviato una sperimentazione finalizzata a facilitare la ricarica dei veicoli nelle fasce orarie serali e festive, menzionando espressamente questo Allegato X alla CEI 0-21 nel comma relativo alla definizione dei requisiti minimi di accesso. Si tratta di un'iniziativa sperimentale tesa a sfruttare le potenzialità offerte dai misuratori elettronici di utenze di energia

⁶² Con determina 17 settembre 2020, 4/2020 - DMEA

elettrica in bassa tensione al fine di offrire una maggiore disponibilità di potenza prelevabile nella fascia oraria notturna/festiva senza variazioni contrattuali e a parità di spesa tariffaria, nei soli casi in cui sia dimostrabile l'utilizzo a fini di ricarica di veicoli elettrici. Il principio su cui si fonda la sperimentazione è che: rendere disponibile potenza aggiuntiva in fascia notturna/festiva senza incrementare i costi in capo al cliente è possibile se, concentrando i nuovi prelievi per ricarica di veicoli elettrici nelle ore notturne e festive, non si induce un aumento dei picchi massimi di prelievo di potenza dalla rete di distribuzione; di conseguenza, non c'è necessità di investimenti ulteriori per il potenziamento di tale rete⁶³.

12.22 Condizione essenziale per la partecipazione alla sperimentazione 541/2020/R/eel è che la ricarica del VE avvenga tramite una “*wallbox smart*”, la cui corretta installazione permanente sia stata certificata da un tecnico qualificato. Per definire tale tipo di dispositivo, la delibera prevede quanto segue: “*Nelle more dell’approvazione e pubblicazione dell’Allegato X alla norma CEI 0-21, per accedere alla sperimentazione è necessario che il dispositivo di ricarica sia almeno in grado di:*

a) misurare e registrare la potenza attiva di ricarica del veicolo elettrico e trasmettere tale misura a un soggetto esterno designato dal cliente (come ad esempio un aggregatore);

b) ricevere ed attuare comandi assegnati da tali soggetti designati dal cliente, quali:

- *riduzione della potenza massima di ricarica;*

- *incremento o ripristino della potenza massima di ricarica*”⁶⁴.

12.23 Alla società GSE S.p.A. è stata affidata la gestione operativa della suddetta sperimentazione, inclusa la creazione di un catalogo online contenente un elenco, costantemente aggiornato, dei dispositivi di ricarica disponibili sul mercato e rispondenti ai requisiti della delibera. A distanza di un anno dalla sua prima creazione, tale catalogo⁶⁵ contiene ormai alcune centinaia di prodotti, il cui costo medio è stimato di poco superiore ai 1300 euro⁶⁶.

12.24 Infine, sempre in attuazione del DM V-to-G, a fine 2020 il GSE ha predisposto e pubblicato la “**Procedura informativa a tutela dei detentori dei veicoli**

⁶³ Maggiori dettagli relativi alla deliberazione 541/2020/R/eel possono essere acquisite tramite la pagina dedicata sul sito di ARERA, contenente anche risposte a domande frequenti: https://www.arera.it/it/elettricità/veicoli_541-20.htm

⁶⁴ Si osserva per inciso che, successivamente alla pubblicazione della delibera 541/2020/R/eel, i medesimi requisiti tecnici dei dispositivi di ricarica sono stati adottati anche nell’ambito del DM 25 agosto 2021 per incentivare le installazioni di PdR da parte di aziende e professionisti.

⁶⁵ Cfr. https://www.gse.it/servizi-per-te_site/rinnovabili-per-i-trasporti_site/agevolazioni-per-la-ricarica-dei-veicoli-elettrici_site/Documents/P541_Elenco%20dispositivi%20idonei%20alla%20sperimentazione%20GDC.pdf

⁶⁶ Si veda in proposito la prima relazione annuale predisposta dal GSE in merito a tale sperimentazione: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/RICARICA%20VEICOLI%20ELETTRICI/Altri%20contenuti/Relazione%20annuale%202021%20-%20Delibera%20541.pdf

elettrici⁶⁷, con la quale vengono definiti i contenuti minimi delle informazioni che devono essere fornite agli automobilisti elettrici dagli operatori che intendano proporre l'adesione a iniziative di *vehicle-to-grid* (di tipo V1G o V2G).

13. Segnalazioni, esperienze e analisi

13.1 Nel corso degli ultimi anni ARERA ha ricevuto numerose segnalazioni e richieste di chiarimento relative alle tematiche menzionate nei capitoli precedenti, a testimonianza del fatto che il settore sta evolvendo rapidamente ed è necessario che il quadro regolatorio possa evolvere sia per evitare di costituire un freno all'innovazione sia per prevenire eventuali effetti indesiderabili, cioè tendenze evolutive che rischiano di sfavorire uno sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche o di indurre una crescita insostenibile delle tariffe.

La regolazione delle connessioni

13.2 Diverse segnalazioni e richieste di chiarimenti sono relative alla necessità di gestire "situazioni particolari" legate alla connessione di infrastrutture di ricarica; alcune risposte relative alla corretta interpretazione della regolazione sono già state fornite tramite pubblicazione di FAQ sul sito internet dell'Autorità⁶⁸, ma si ravvede in ogni caso l'opportunità di valutare l'aggiornamento della regolazione, con l'obiettivo primario di addivenire un quadro maggiormente organico e coordinato; la seguente Tabella raggruppa e sintetizza le principali segnalazioni.

Tabella III.3 – Elenco delle situazioni oggetto di richieste di chiarimenti e segnalazioni nell'ambito delle tematiche legate alle connessioni

Connessione di IdR a un nuovo POD dedicato	
C1	richiesta di connettere più di un POD di tipo BTVE nell'ambito di una medesima unità immobiliare, al fine di favorire la concorrenza tra diversi CPO (ad es. presso parcheggi di supermercati o presso stazioni di servizio)
C2	richiesta di connettere un nuovo POD in BT all'interno di un'unità immobiliare già dotata di un POD in MT, al solo scopo di alimentare una stazione di ricarica <i>quick</i> o <i>fast</i> sfruttando la tariffa BTVE
C3	richiesta di connettere un nuovo POD in MT nell'ambito di una unità immobiliare dove sia già presente un primo POD in MT, ad esempio perché si vuole alimentare una stazione di ricarica <i>fast</i> o <i>ultra-fast</i> con un POD diverso da quello esistente, che alimenta le utenze di un edificio (es. hotel, istituzione, ecc.), perché i titolari delle due attività sono diversi
C4	richiesta di connettere una IdR in area extra-urbana, con particolare riferimento alla necessità di considerarla come "permanente ordinaria" o "permanente particolare" (ai sensi dell'art.7 del TIC)
Connessione di IdR a un POD ordinario	
C5	richiesta di collegare ad un POD esistente una IdR localizzata su proprietà privata del titolare del medesimo POD

⁶⁷ Scaricabile qui:

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

⁶⁸ Cfr. https://www.arera.it/it/elettricita//veicoli_ele_faq.htm

C6	richiesta di collegare ad un POD esistente una IdR localizzata su suolo pubblico, ad esempio il marciapiede antistante l'esercizio commerciale connesso a quel POD
Connessione contemporanea di una molteplicità di IdR	
C7	richiesta di connettere alla rete elettrica BT una molteplicità di IdR sviluppate dal medesimo CPO
C8	richiesta di connettere alla rete elettrica MT una molteplicità di IdR sviluppate dal medesimo CPO

- 13.3 Nella grande maggioranza dei casi, le prime tre richieste (casi C1, C2 e C3) non nascono da necessità tecniche ma amministrative o commerciali: la richiesta di poter superare il principio generale della “unicità del punto di prelievo” (cfr. il precedente punto 13.2) deriva, cioè, da difficoltà di stabilire accordi commerciali efficaci tra i diversi titolari delle attività impiantate nella medesima unità immobiliare; dal punto di vista meramente tariffario, infatti, non vi sarebbe convenienza economica ad installare più di un POD.
- 13.4 Il caso C4 si può riferire, ad esempio, alla situazione di una SdR installata presso un'area isolata esterna a centri urbani, poiché il comma 7.2 del TIC prevede che siano considerate tipologie permanenti “particolari” le connessioni relative a installazioni non presidiate in permanenza, situate fuori dagli abitati. Qualora però tale IdR sia installata all'interno di un parcheggio adiacente ad un esercizio commerciale, difficilmente la si potrebbe assimilare ai casi di un monumento o di un cartellone pubblicitario.
- 13.5 Per quanto riguarda il caso C5, il principale timore dei richiedenti è che il gestore della IdR si possa configurare come un “cliente nascosto” del titolare del POD a cui ci si collega. Il caso C6, si differenzia dal caso C5 per la titolarità del terreno su cui viene installata la SdR che è pubblico e quindi non rientra nella piena disponibilità di nessuno dei due operatori coinvolti. In tal caso, si potrebbe allora ritenere che tale situazione violi la previsione del comma 3.1 del TIC, secondo cui: *“Le richieste di connessione o modifica di connessione esistenti riguardanti utenze corrispondenti a clienti finali che prelevano energia elettrica dalle reti in bassa tensione sono presentate all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale”*.
- 13.6 Le situazioni di cui ai casi C7 e C8 si riferiscono specificatamente a operatori che intendano sviluppare un ampio numero di SdR e vogliano, quindi, ridurre sia i tempi sia gli oneri amministrativi legati alle richieste di connessione da presentare al distributore. A tale proposito, è bene ricordare che il TIQE prevede (all'art.123) la fattispecie delle “**connessioni massive**”, cioè la possibilità per un soggetto di concordare bilateralmente con l'impresa distributrice tempi personalizzati per la realizzazione di un alto numero di connessioni (almeno 500 o lo 0,5% del numero di clienti in BT serviti dall'impresa distributrice).
- 13.7 È altresì interessante osservare che nel 2021 i principali operatori del mondo della ricarica (raccolti nell'Associazione Motus-E) hanno sottoscritto un **Protocollo d'intesa con le imprese distributrici** teso ad avviare iniziative di coordinamento che possano agevolare interlocuzioni dirette tra CPO e DSO e, di conseguenza, a

snellire i tempi e le procedure necessarie alla connessione di nuove stazioni di ricarica dei veicoli. Tale Protocollo prevede ad esempio che il CPO possa ottenere dal DSO una verifica preliminare di “idoneità” di uno o più siti di interesse individuati dal CPO per la realizzazione di nuove SdR (anche attraverso servizi online che il DSO potrà mettere a disposizione del CPO), al fine di facilitare una scelta ottimale condivisa dei siti per i quali richiedere un preventivo per la connessione alla rete elettrica, favorendo le aree dove la rete è già maggiormente predisposta per accogliere le infrastrutture.

S 12. Si ritiene di esprimere opinioni/proposte in merito alle segnalazioni sopra elencate?

S 13. Si ritiene necessario formulare ulteriori segnalazioni o richieste di chiarimenti relative specificatamente ai temi legati alle connessioni?

La regolazione tariffaria e le tipologie di utenza

13.8 La Tabella seguente sintetizza le segnalazioni formulate più frequentemente dagli operatori che negli ultimi due anni si sono rivolti ad ARERA per questioni relative alle strutture tariffarie e alle tipologie di utenza alle quali queste sono applicate.

Tabella III.4 – Elenco delle situazioni oggetto di richieste di chiarimenti o segnalazioni nell’ambito delle tematiche legate a tipologie di utenza e strutture tariffarie

Tipologie di utenza	
T1	La previsione di classificare come utenze BTAU i POD realizzati presso box/garage individuali (anche se classificati a fini catastali come “pertinenze dell’abitazione principale”) risulta penalizzante sui costi della ricarica di veicoli elettrici in luoghi privati residenziali, nelle situazioni in cui box e posti auto non possono essere elettricamente collegati al POD esistente dell’abitazione
T2	Alcune verifiche a campione e successive analisi estensive compiute su dati ricavati dal SII hanno consentito di evidenziare un numero rilevante di “ utenti domestici anomali ”, cioè clienti ai quali viene applicata la tariffa elettrica domestica pur essendo il POD intestato ad una persona giuridica (circa 144.000) e/o avendo potenze impegnate anche superiori ai 15 kW
T3	Esistono molte piccole utenze connesse in BT con potenze impegnate non superiori a 15 kW (ad es. aziende agricole) caratterizzate da carichi elettrici fortemente stagionalizzati e che risultano quindi penalizzate dall’aumento del peso economico delle quote potenza successivo alla riforma del 2018
T4	Tra le utenze connesse in BT con potenze impegnate superiori a 15 kW (c.d. BTA6), sussistono disomogeneità di trattamento commerciale in base alla scelta del distributore di installare o meno un limitatore di potenza (cfr. comma 8.7 del TIC) ⁶⁹

⁶⁹ Il comma 8.7 del TIC, primo periodo, prevede che: “Per potenze richieste, anche con successive domande, fino a 30 kW, il distributore può installare un limitatore della potenza prelevata, fatte salve le esigenze di sicurezza degli impianti utilizzatori.”

T5	A seguito del completamento della riforma della tariffa domestica, ha ancora senso consentire la connessione in una medesima unità immobiliare di un secondo POD (di tipo BTAU) dedicato ad alimentare esclusivamente pompe di calore e/o ricariche di veicoli elettrici (cfr. comma 5.2 del TIC)?
Strutture tariffarie	
T5	<i>Opinione degli stakeholders:</i> L'attuale struttura tariffaria monomia BTVE sarebbe di fondamentale importanza per consentire la sostenibilità economica della grande maggioranza delle IdR accessibili al pubblico
T6	<i>Opinione degli stakeholders:</i> Le modalità di calcolo attualmente adottate per fissare i valori dei corrispettivi della struttura tariffaria BTVE impedirebbero ai CPO di offrire il servizio di ricarica a prezzi concorrenziali, cioè in grado di rendere la mobilità elettrica più conveniente di quella a combustione interna
T7	<i>Opinione degli stakeholders:</i> L'attuale indisponibilità di una struttura tariffaria monomia applicabile ai punti di prelievo dedicati esclusivamente all'alimentazione di infrastrutture di ricarica connesse a reti MT costituirebbe un forte freno alla diffusione di punti di ricarica <i>fast</i> e, soprattutto, <i>ultra-fast</i>

S 14. Si ritiene di esprimere opinioni/proposte in merito alle segnalazioni sopra elencate?

S 15. Si ritiene necessario formulare ulteriori segnalazioni o richieste di chiarimenti relative specificatamente ai temi legati alle tipologie di utenza e alle strutture tariffarie?

14. L'evoluzione dei mercati energetici e delle spese tariffarie

14.1 Come noto, nel corso degli ultimi due anni il prezzo dell'energia elettrica sui mercati all'ingrosso ha subito un progressivo incremento, raggiungendo nell'ultimo anno valori mai sperimentati prima. La seguente Figura III.3 mostra l'andamento del PUN ed evidenzia come: fino a giugno 2021 il prezzo si sia mantenuto entro i 75 €/MWh, nei successivi tre mesi sia raddoppiato e poi, da ottobre 2021 a giugno 2022, abbia oscillato nella fascia compresa tra circa 225 e 300 €/MWh.

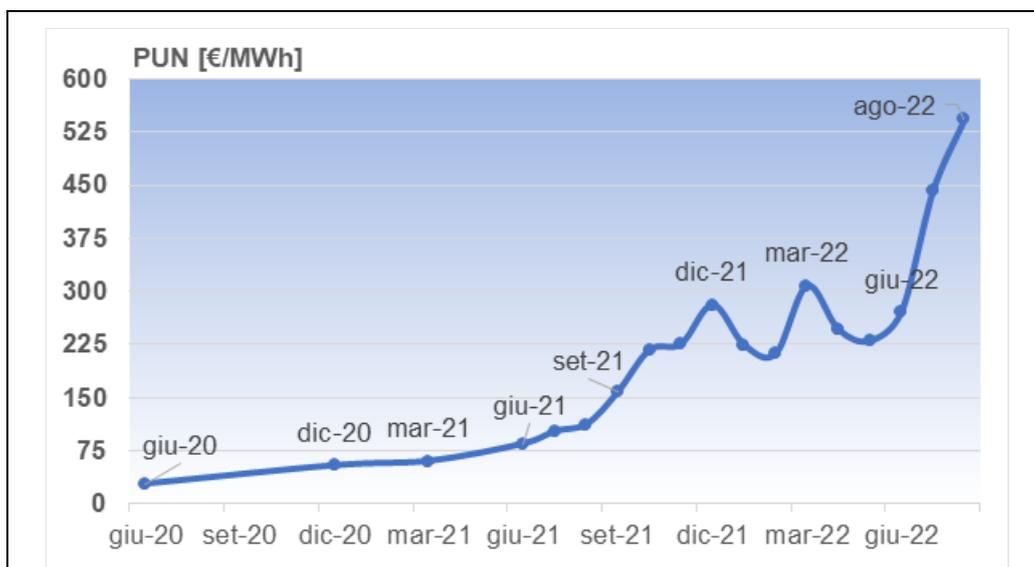


Figura III.3 – Andamento temporale del valore medio mensile del Prezzo Unico Nazionale (PUN) nel corso degli ultimi due anni (fonte: elaborazione ARERA su dati GME)

14.2 Aumenti molto rilevanti sono stati registrati anche sui mercati al dettaglio, non solo dell'energia elettrica (per uso domestico) ma anche del gas per uso domestico e dei carburanti per autotrazione, come mostrato nella seguente Figura III.4 con riferimento ai valori di giugno 2021. Si può osservare come il picco degli incrementi si sia registrato a marzo 2022 (o a giugno 2022 per la benzina), quando quello dell'elettricità è risultato quattro volte superiore a quello dei carburanti e del 40% superiore a quello del gas naturale. I carburanti hanno quindi subito una correzione al ribasso, dovuta in parte anche al taglio delle accise disposto dal Governo, che tuttavia ha avuto breve durata visto che i dati di giugno 2022 ricalcano quelli di tre mesi prima.

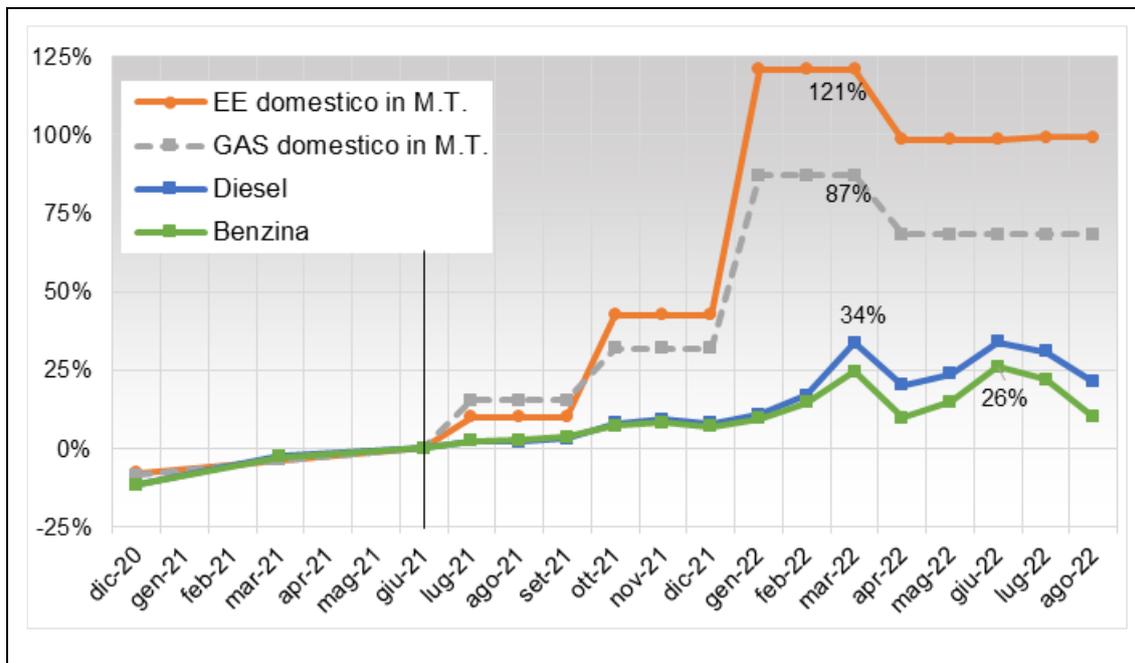


Figura III.4 – Andamento temporale dell'incremento dei prezzi medi mensili al dettaglio rispetto a giugno 2021 dei principali vettori energetici per uso domestico (fonte: elaborazione ARERA su dati ARERA e MiTE)

- 14.3 Da quando il prezzo della materia energia è salito in modo tanto rilevante, il peso delle tariffe di rete e degli oneri generali di sistema sulle bollette si è molto ridotto, non solo per effetto degli interventi straordinari messi in atto dal Governo per azzerare gli oneri generali di sistema, ma anche per la riduzione dei fabbisogni di gettito della componente A_{sos} legati agli incentivi alle fonti rinnovabili, decrescenti con il crescere del PUN: si vedano in proposito le Figure III.5 (relativa ai clienti domestici) e III.6 (relativa alla tariffa BTVE). È, tuttavia, altresì noto che la crescita del PUN comporta un aumento del fabbisogno di gettito per l'elemento A4 (agevolazioni agli usi ferroviari) e dell'elemento A_s (bonus sociale), con conseguente possibile rialzo nei prossimi mesi delle aliquote della componente A_{rim} .
- 14.4 Infine, con riferimento al **mercato dei servizi di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico** (le cui caratteristiche di mercato libero e senza prezzi regolamentati sono descritte al punto 10.16), è interessante osservare come tra la fine del 2021 e la prima metà del 2022, malgrado l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica descritto ai punti precedenti, i prezzi dei servizi di ricarica abbiano seguito andamenti diversificati: alcuni MSP hanno alzato nettamente i prezzi della ricarica sia a consumo sia in abbonamento, altri hanno mantenuto fissi i prezzi degli abbonamenti ma alzato quelli della ricarica a consumo e, infine, altri ancora hanno dichiarato di avere abbassato i prezzi, presumibilmente per guadagnare quote di mercato in questo momento particolare. Nel momento in cui si scrive, confrontando le offerte dei principali MSP operanti sul mercato, si può

facilmente verificare come il medesimo kWh ricaricato *ultra-fast* possa costare da un minimo di 35 c€ fino a un massimo di 89 c€.

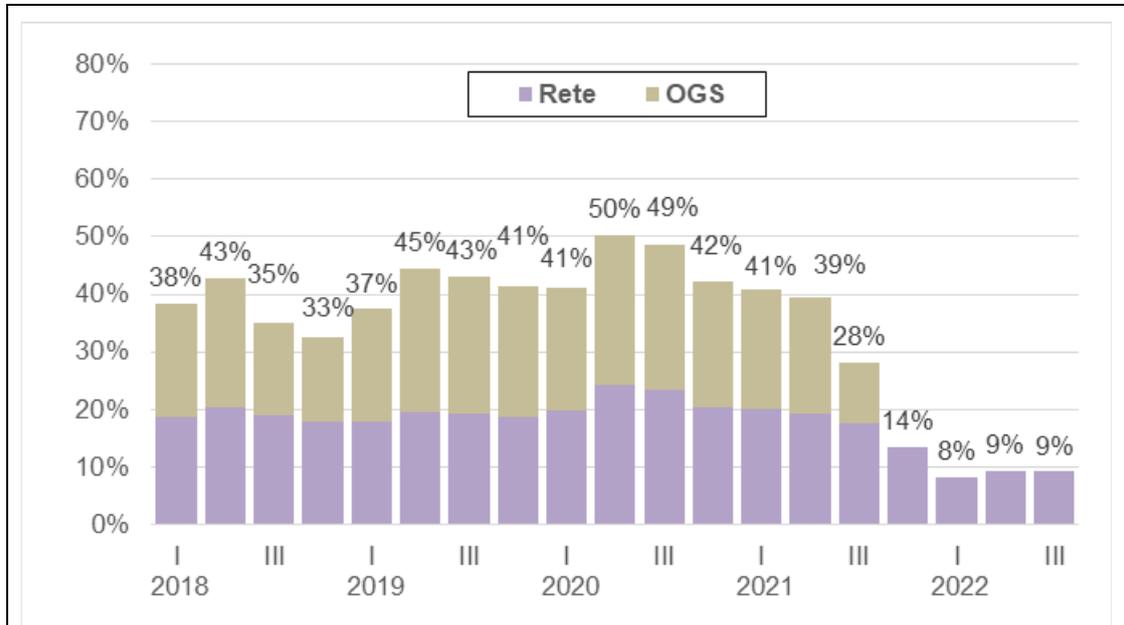


Figura III.5 – Serie storica trimestrale della rilevanza percentuale di Rete e OGS sul prezzo lordo medio di 1 kWh prelevato da cliente domestico tipo (elaborazioni ARERA⁷⁰)

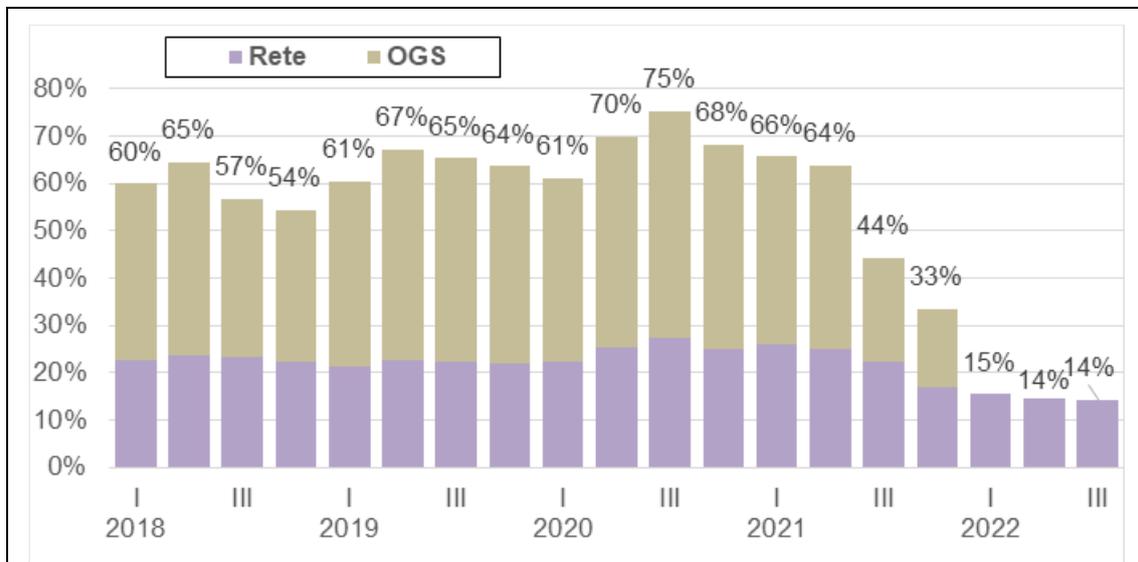


Figura III.6 – Serie storica trimestrale della rilevanza di Rete e OGS sul prezzo lordo medio di 1 kWh prelevato da cliente BTVE (elaborazioni ARERA)

⁷⁰ A partire dai dati disponibili qui: <https://www.arera.it/it/dati/eep35.htm>

APPENDICI

1. QUADRO NORMATIVO EUROPEO ED ITALIANO

1.1 Quadro normativo europeo

La Direttiva AFID del 2014

Il primo inquadramento organico al tema delle infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici è stato fornito otto anni fa dalla Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (nel seguito: Direttiva AFI), nella quale sono, tra le altre, inserite le seguenti previsioni:

- a) Ogni Stato Membro definisce un quadro strategico nazionale, nei quali venga garantita entro il 31 dicembre 2020 un “numero adeguato di punti di ricarica accessibili al pubblico”, “tenendo conto, fra l’altro, del numero stimato di veicoli elettrici che saranno immatricolati entro la fine del 2020” (articolo 4, comma 1);
- b) “La creazione e il funzionamento dei punti di ricarica dei veicoli elettrici dovrebbero essere ispirati ai **principi di un mercato concorrenziale con accesso aperto a tutte le parti interessate nello sviluppo ovvero nell’esercizio delle infrastrutture di ricarica**” (considerato n.30);
- c) “Gli operatori dei punti di ricarica sono autorizzati a fornire ai clienti servizi di ricarica per veicoli elettrici su base contrattuale, anche a nome e per conto di altri fornitori di servizi.” (articolo 4, comma 8);
- d) “Tutti i punti di ricarica accessibili al pubblico prevedono, inoltre, modalità di ricarica ad hoc per gli utilizzatori di veicoli elettrici, senza la necessità di dover concludere contratti con i fornitori di energia elettrica o gli operatori interessati” (articolo 4, comma 9);
- e) “Gli Stati membri assicurano che gli operatori dei sistemi di distribuzione cooperino su base non discriminatoria con qualsiasi persona che apra o gestisca punti di ricarica accessibili al pubblico” (articolo 4, comma 11);
- f) “Gli Stati membri assicurano che i prezzi praticati dagli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico siano **ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori.**” (articolo 4, comma 10).

Il Pacchetto “Fit for 55” e il Regolamento AFIR

Il pacchetto “Fit for 55”, presentato dalla Commissione europea nel mese di luglio 2021 (Comunicazione COM(2021) 550 final) e attualmente in fase di definizione legislativa, include importanti proposte per la promozione di veicoli e di carburanti più puliti, nel rispetto del principio di neutralità tecnologica. Tra queste, la proposta di regolamento *Alternative Fuels Infrastructure Regulation* (di seguito: proposta di regolamento AFIR), che abroga la direttiva 2014/94/UE, nel perseguire l’obiettivo di garantire la possibilità di ricarica dei veicoli elettrici, sia per viaggi brevi sia per quelli lunghi, secondo principi di interoperabilità e di facilità d’uso, in linea con gli sviluppi del mercato e garantendo

l'inclusione delle zone rurali e remote, prevede disposizioni vincolanti per gli Stati membri in materia di sviluppo di reti di infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, di alimentazione elettrica delle navi in porto e dei servizi aeroportuali. In particolare, tali obblighi riguardano obiettivi di installazione di infrastrutture di ricarica per livelli di potenza suscettibili di apportare impatti significativi sulla rete elettrica, in un arco temporale che, sebbene di ampiezza decennale, appare particolarmente sfidante soprattutto per alcuni segmenti come il trasporto pesante (cfr. Box II.1).

Oltre agli obblighi di infrastrutturazione di ricarica per veicoli elettrici (ma anche per quelli alimentati a idrogeno e a LNG), la proposta di regolamento AFIR, nella versione presentata dalla Commissione europea, introduce il principio di non discriminazione dei *mobility service providers* (MSP) da parte degli operatori delle infrastrutture di ricarica (CPO, *charging point operators*), nonché disposizioni per la confrontabilità dei prezzi dei servizi di ricarica. Si rileva anche come, ai fini del raggiungimento del target, siano considerati anche i punti di ricarica "mobili": ciò rappresenta un servizio piuttosto innovativo, già avviato in alcune città italiane.

Inoltre, l'articolo 14 della proposta di regolamento AFIR affida un ruolo specifico alle autorità di regolazione dell'energia nella valutazione degli effetti sulla flessibilità del sistema che lo sviluppo e la gestione dei punti di ricarica può comportare, incluse le tecnologie bidirezionali (V2G), al fine di fornire raccomandazioni agli Stati membri in termini di tipologie e di localizzazione dei punti di ricarica (pubblici e privati).

Box 1.1 - Estratti dalla proposta di Regolamento AFIR

Si riportano di seguito alcuni estratti della bozza di regolamento AFIR (nella versione aggiornata al 7 aprile 2022), in corso di discussione nelle sedi europee da circa un anno, e che paiono particolarmente significativi ai fini di quanto trattato nel presente documento di consultazione.

Article 2 - Definitions

- (2) '**ad hoc price**' means the price charged by an operator of a recharging or refuelling point to an end user for recharging or refuelling on an ad hoc basis;
- (27) '**high power recharging point**' means a recharging point that allows for a transfer of electricity to an electric vehicle with a power output of more than 22 kW;
- (30) '**mobility service provider**' means a legal person who provides services in return for remuneration to an end user, including the sale of a recharging service;
- (31) '**normal power recharging point**' means a recharging point that allows for a transfer of electricity to an electric vehicle with a power output less than or equal to 22 kW;
- (33) '**operator of a recharging point**' means the entity responsible for the management and operation of a recharging point, which provides a recharging service to end users, including in the name and on behalf of a mobility service provider;
- (37) '**power output**' means the theoretical maximum power, expressed in kW, that can be provided by a recharging point, station, or pool or a shore-side electricity on-shore power supply installation to a vehicle or vessel connected to that recharging point, station, pool or installation;
- (38) '**publicly accessible alternative fuels infrastructure**', means an alternative fuels infrastructure which is located at a site or premise that is open to the general public, irrespective of whether the alternative fuels infrastructure is located on public or on private property, whether limitations or

conditions apply in terms of access to the site or premise and irrespective of the applicable use conditions of the alternative fuels infrastructure;

(40) **'recharge on an ad hoc basis'** means a recharging service purchased by an end user without the need for that end user to register, conclude a written agreement, or enter into a longerlasting commercial relationship with the operator of that recharging point beyond the mere purchase of the service;

(41) **'recharging point'** means a fixed or mobile interface that allows for the transfer of electricity to an electric vehicle, which, whilst it may have one or several connectors to accommodate different connector types, is capable of recharging only one electric vehicle at a time, and excludes devices with a power output less than or equal to 3,7 kW the primary purpose of which is not recharging electric vehicles.

(59) **'smart recharging'** means a recharging operation in which the intensity of electricity delivered to the battery is adjusted dynamically, based on information received through electronic communication;

Article 3 - Targets for electric recharging infrastructure dedicated to light-duty vehicles

1. Member States shall ensure that, in their territory, publicly accessible recharging stations dedicated to light-duty vehicles are deployed commensurate to the uptake of light-duty electric vehicles and provide sufficient power output for those vehicles.

To that end, Member States shall ensure that, at the end of each year, starting from the year of the date of application as referred to in Article 24, the following power output targets are met cumulatively:

(a) **for each battery electric light-duty vehicle registered in their territory, a total power output of at least 1 kW is provided through publicly accessible recharging stations;**

and

(b) **for each plug-in hybrid light-duty vehicle registered in their territory, a total power output of at least 0.66 kW is provided through publicly accessible recharging stations.**

Il comma 2 dell'articolo 3 e il successivo articolo 4 definiscono obiettivi di infrastrutturazione minima dei reticoli stradali principali, rispettivamente, per veicoli leggere e per veicoli pesanti.

Per quanto riguarda i veicoli leggeri (art.3, co.2) vengono fissati gli obiettivi sintetizzati nella tabella seguente:

	entro il 31/12/2025	entro il 31/12/2030
Ogni 60 km lungo la rete centrale TEN-T (<i>core network</i>)	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 31/12/2030	entro il 31/12/2035
Ogni 60 km lungo la rete globale TEN-T (<i>comprehensive network</i>)	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

Per quanto riguarda i veicoli pesanti (art.4) vengono fissati i seguenti obiettivi da conseguire entro il 31 dicembre 2030:

- ogni 60 km lungo la rete centrale TEN-T deve essere disponibile almeno 1 stazione con "power output" complessivo da almeno 3500 kW, nella quale almeno 2 PdR da 350 kW;
- in ogni area parcheggio sicura e protetta, deve essere installata almeno una stazione di ricarica dedicata a veicoli pesanti in grado di fornire una potenza di ricarica di almeno 100 kW;
- in ogni "nodo urbano" deve essere disponibile almeno 1 stazione di ricarica per veicoli pesanti, in grado di erogare almeno 1400 kW, nella quale almeno 1 PdR da 150 kW.

Al fine di raggiungere tali obiettivi al 2030 viene inoltre prevista l'introduzione di due obiettivi intermedi, al 2025 e al 2027, la cui definizione non è tuttavia ancora completa.

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.

Per quanto riguarda l'elettrificazione dei porti marittimi, il Regolamento prevede (all'articolo 9) che entro il 1 gennaio 2030 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.

1.3 Quadro normativo nazionale

Il quadro normativo vigente fino all'inizio del 2020

L'articolo 17-septies del decreto-legge 1 decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito con legge 7 agosto 2012, n. 134, prevede che venga predisposto un Piano nazionale delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici (PNIRE); l'ultimo aggiornamento del PNIRE risale al 30 giugno 2016.

Il decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257 (nel seguito D.Lgs. 257/16) ha recepito in Italia la Direttiva AFI, incluse le disposizioni evidenziate al precedente punto 4.1, e ha inoltre stabilito che:

- a) Il PNIRE costituisce la "sezione a)", relativa alla fornitura di elettricità per il trasporto, del Quadro strategico nazionale per lo sviluppo dei combustibili alternativi, richiesto ai Paesi membri dell'Unione europea dalla Direttiva AFI;
- b) *"gli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico sono considerati, ai fini dell'applicazione del decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, **consumatori finali dell'energia elettrica utilizzata per la ricarica degli accumulatori dei veicoli a trazione elettrica presso infrastrutture pubbliche, aperte al pubblico ovvero di pertinenza di enti o di aziende per i propri dipendenti**" (art.4 co.9);*
- c) per quanto riguarda l'informazione per gli utenti, la pubblicazione della mappa delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici avrebbe dovuto utilizzare la Piattaforma Unica Nazionale (PUN) prevista dal PNIRE⁷¹ (art. 8, co. 5).

Il DM MISE 30/1/2020 «*Vehicle to grid*» ha introdotto previsioni che hanno spinto alla elaborazione di una norma tecnica particolarmente innovativa per favorire l'integrazione delle infrastrutture di ricarica nell'ambito del sistema elettrico nazionale. In particolare, Il DM ha previsto che *«in collaborazione con il Comitato elettrico italiano (CEI), sono individuate specifiche tecniche minime, perseguendo principi di semplicità ed*

⁷¹ In proposito, l'art. 4, commi 7-bis e 7-ter, del decreto-legge 18 aprile 2019, n. 32, coordinato con la legge di conversione 14 giugno 2019, n. 55, ha previsto che entro trenta giorni venisse emanato un DM con cui individuare "gli interventi per realizzare la Piattaforma unica nazionale (PUN)", al cui scopo vengono anche stanziati fondi specifici.

economicità, che i dispositivi ed i misuratori installati presso il punto di connessione, anche già integrati nelle infrastrutture di ricarica, devono possedere ai fini della partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento» e 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».

PNIEC, PNRR e PTE

Il Piano nazionale integrato energia-clima (PNIEC), approvato dal Governo nella sua forma definitiva a gennaio 2020, prevede uno sviluppo della mobilità elettrica molto intenso nei prossimi anni. L'ipotesi prospettata dal PNIEC è di **6 milioni di veicoli elettrici circolanti in Italia al 2030**, di cui 2 milioni ibridi *plug-in*.

Il decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, coordinato con la legge di conversione 11 settembre 2020, n. 120, recante: «Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale» (nel seguito: “Legge Semplificazioni 2020”) ha chiarito a livello legislativo che l'attività di ricarica di veicoli elettrici in luoghi aperti al pubblico si configura come servizio e non come rivendita di energia elettrica, e ha inoltre introdotto disposizioni relative ad alcune tipologie standard” di ambiti di ricarica (si veda più diffusamente il Capitolo ...) e a “tariffe per la fornitura di energia elettrica alle navi ormeggiate in porto” (*cold ironing*; si veda più diffusamente il Capitolo ...).

Per quanto riguarda il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), approvato definitivamente nel mese di luglio 2021, si ritiene rilevante in questa sede evidenziare quanto segue:

- i. nell'ambito della Componente 2 (C2. Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile) della Missione 2 (“Rivoluzione Verde e Transizione ecologica”), viene previsto che, per raggiungere la progressiva decarbonizzazione di tutti i settori, siano previsti interventi – investimenti e riforme – per incrementare decisamente la penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili, tramite soluzioni decentralizzate e *utility scale* e rafforzamento delle reti (più smart e resilienti), per accomodare e sincronizzare le nuove risorse rinnovabili e di flessibilità decentralizzate, e per decarbonizzare gli usi finali in tutti gli altri settori, con particolare focus su una mobilità più sostenibile e sulla decarbonizzazione di alcuni segmenti industriali; a questa componente afferiscono:
- ii. l'Investimento 2.1 (Rafforzamento *smart grid*), nella cui descrizione si afferma che “*le infrastrutture di distribuzione di energia elettrica costituiscono un fattore abilitante per la transizione energetica*” e viene definita una linea progettuale che “*concerne l'aumento di capacità e potenza a disposizione delle utenze per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici (es. **mobilità elettrica**, riscaldamento con **pompe di calore**)*”;
- iii. l'investimento 4.3 (Sviluppo infrastrutture di ricarica elettrica) nella cui descrizione si afferma che per “*un parco circolante di circa 6 milioni di veicoli elettrici al 2030 si stima siano necessari 31.500 **punti di ricarica rapida pubblici***”; al fine di permettere la realizzazione di tali obiettivi, come chiarito nel documento di consultazione

pubblicato dal Ministero della Transizione Ecologica il 22 maggio 2022⁷² l'intervento è finalizzato allo sviluppo di “*almeno 7500 stazioni di ricarica super-veloci per veicoli elettrici su strade extraurbane (autostrade escluse) e almeno 13755 stazioni di ricarica veloci nei centri urbani*” e successivamente di 100 stazioni sperimentali dotate di accumulo;

- d) nell'ambito della Componente 2 (C2. Intermodalità e logistica integrata) della Missione 3 (“Infrastrutture per una mobilità sostenibile”), viene previsto uno sviluppo del sistema portuale che includa anche la Riforma 1.3: “*Semplificare le procedure di autorizzazione per gli impianti di **cold ironing**; la riforma consiste nella definizione e approvazione di procedure semplificate per la realizzazione di infrastrutture finalizzate alla fornitura di energia elettrica da terra alle navi durante la fase di ormeggio*”.

Infine, nel Piano per la Transizione Ecologica (PTE)⁷³, approvato dal MITE a marzo 2022 e pubblicato in Gazzetta Ufficiale a giugno 2022, si legge “*Sul versante della maggiore elettrificazione del sistema sarà necessario puntare a un'accelerazione dello sviluppo del vettore elettrico rispetto alla quota del 22% raggiunta nel 2018 (era al 17% nel 1990) in virtù soprattutto di una decisa crescita nel settore dei trasporti e degli edifici, come si è già accennato. Contribuiranno a questa progressiva penetrazione, che in uno scenario di decarbonizzazione deve superare quota 50%, la diffusione crescente della mobilità elettrica – il PNRR prevede 31.500 punti di ricarica ultra veloce per i veicoli elettrici – e una maggior diffusione delle pompe di calore negli edifici residenziali*”; inoltre, guardando alle prospettive di lungo periodo, si afferma “*Si stima che al 2050, nel settore residenziale, il 70% delle abitazioni possa arrivare a usare le pompe di calore come impianto principale*”.

Autostrade

Per quanto riguarda le concessioni autostradali, la già citata Legge Semplificazioni 2020 ha previsto, all'articolo 57, comma 13, che: “*Le concessioni rilasciate a partire dalla data di entrata in vigore del presente decreto, ivi compreso il rinnovo di quelle esistenti, prevedono che le aree di servizio di cui all'articolo 61 del decreto del Presidente della Repubblica 16 dicembre 1992, n. 495, vengano dotate delle colonnine di ricarica per i veicoli elettrici. Conseguentemente, sono aggiornati il Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica, di cui all'articolo 17-septies del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, e il Piano di ristrutturazione delle aree di servizio autostradali.*”

Successivamente, la Legge 30 dicembre 2020, n. 178, recante “Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2021 e bilancio pluriennale per il triennio 2021-2023” ha previsto, all'art. 1, comma 697, che: “*Al fine di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione nell'ambito dei trasporti e facilitare la diffusione della mobilità elettrica non solo nell'ambito urbano, i concessionari autostradali provvedono a dotare*

⁷² Cfr. <https://www.mite.gov.it/notizie/colonnine-di-ricarica-veicoli-elettrici-al-la-consultazione-sulla-misura-pnrr>

⁷³ Cfr. <https://www.mite.gov.it/pagina/piano-la-transizione-ecologica>

*le tratte di propria competenza di punti di ricarica di potenza elevata [...], garantendo che le infrastrutture messe a disposizione consentano agli utilizzatori tempi di attesa per l'accesso al servizio non superiori a quelli offerti agli utilizzatori di veicoli a combustione interna. I concessionari autostradali, entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, provvedono a pubblicare le caratteristiche tecniche minime delle soluzioni per la ricarica di veicoli elettrici da installare sulle tratte di propria competenza e, nel caso in cui entro centottanta giorni non provvedano a dotarsi di un numero adeguato di punti di ricarica, consentono a chiunque ne faccia richiesta di candidarsi all'installazione delle suddette infrastrutture all'interno delle tratte di propria competenza. [...]"*⁷⁴

L'Autorità di Regolazione dei Trasporti, nell'ambito del proprio procedimento avviato con delibera n. 77/2021 e a seguito di due consultazioni pubbliche, ha emanato la **delibera 4 agosto 2022, n.130/2022**, con cui approva le misure per la definizione degli schemi dei bandi relativi alle gare cui sono tenuti i concessionari autostradali per gli affidamenti dei servizi di ricarica dei veicoli elettrici (ai sensi dell'articolo 37, comma 2, lettera g), del d.l. 201/2011). Tra queste meritano di essere espressamente menzionati alcuni degli obblighi posti in capo al Concessionario autostradale (CA):

- *“mette a disposizione dei Subconcessionario le infrastrutture di connessione dei dispositivi di ricarica alla rete elettrica di media tensione, assicurandone l'adeguatezza rispetto alla potenza nominale complessiva prevista per i dispositivi di ricarica”* (misura 3);
- *“dispone affidamenti del servizio per ciascuna area interessata affinché siano presenti almeno due CPO, assicurando il rispetto del principio di neutralità tecnologica di cui all'articolo 18, comma 5, del d.lgs. 257/2016. In sede di prima attuazione, il CA garantisce la presenza di un CPO per ogni area interessata, effettuando gli ulteriori affidamenti entro cinque anni dall'adozione del presente atto di regolazione”* (misura 4);
- *“dispone affinché ciascuno dei CPO titolari di affidamento garantisca l'erogazione del servizio di ricarica da parte di tutti gli MSP che ne fanno richiesta, a condizioni eque e non discriminatorie e secondo procedure trasparenti, prevedendo per l'utente tariffe eque e trasparenti, nonché sistemi che consentano il pagamento immediato, senza registrazione preventiva e senza dover stipulare contratti”* (misura 4);
- *“prevede, nella documentazione di gara e nei contratti di subconcessione, l'inserimento di disposizioni finalizzate ad assicurare la pubblicazione da parte del CPO del prezzo della ricarica offerto direttamente all'utenza, nelle aree interessate, con adeguata visibilità all'utenza, nonché su internet in real-time in formato open data, in modo che siano accessibili anche tramite dispositivi portatili individuali”* (misura 14).

La medesima delibera sancisce che la durata delle subconcessioni venga stabilita dal CA, in relazione al singolo affidamento, tra 5 e 12 anni (misura 6). Inoltre, queste devono essere le caratteristiche minime dei servizi di ricarica offerti (misura 13):

⁷⁴ L'articolo 12 della legge 5 agosto 2022, n. 118 (legge concorrenza 2021) ha introdotto alcune integrazioni e ulteriori disposizioni in tema di

- attivi tutti i giorni dell'anno, 24 ore su 24;
- con garanzia di assistenza alla clientela almeno da remoto, con possibilità di pronto intervento;
- con un numero di punti di ricarica ultraveloce accessibili al pubblico adeguato al livello di traffico circolante sulla carreggiata servita;
- con punti di ricarica accessibili al pubblico aventi potenza nominale pari ad almeno 100 kW e, in ogni caso, adeguata al prevedibile sviluppo delle capacità di ricarica dei veicoli nell'orizzonte temporale dell'affidamento.

Porti

Per quanto riguarda l'elettrificazione dei porti e – in particolare – delle banchine, al fine di poter offrire alle navi servizi di *cold ironing*, è importante evidenziare che:

- a) con l'articolo 34-bis, comma 1, del D.L. 162/2019, convertito con la legge 8/2020 (GU del 29/2/2020) è stato previsto 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.”*;
- b) inoltre, l'articolo 7-bis della Legge Semplificazioni 2020 (D.L. 76/2020, coordinato con la legge di conversione 120/2020, GU del 14-9-2020) prevede che *“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;
- c) infine, sono previste **agevolazioni fiscali**, tramite applicazione di un'aliquota d'accisa ridotta all'energia elettrica fornita alle navi ormeggiate nei porti, che sono state approvate con la Decisione di esecuzione 2021/2058 del Consiglio del 23/11/2021 (pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea serie L n 422 del 26/11/2021).

Disposizioni contenute nei D.Lgs. 199/2021 e 210/2021

Per quanto riguarda il D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 210 (con cui è stata recepita la Direttiva UE 2019/943 relativa al mercato interno dell'energia) meritano di essere menzionate le seguenti disposizioni:

- articolo 15, co.4: il gestore di rete (di distribuzione o trasmissione) deve trasmettere all'ARERA informazioni sulle misure necessarie per potenziare la rete elettrica, ogni qualvolta rifiuti la richiesta di connessione di un punto di ricarica;
- articolo 23, co. 4: prevede che il gestore della rete di distribuzione debba redigere con cadenza biennale un piano di sviluppo della rete di competenza, con un orizzonte temporale almeno quinquennale, indicando *“gli investimenti programmati, con*

particolare riferimento alle infrastrutture necessarie per collegare nuova capacità di generazione e nuovi carichi, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici”;

- articolo 23, co.6: prevede che *“l’ARERA, entro nove mesi dall’entrata in vigore del presente comma, 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. I gestori dei sistemi di distribuzione collaborano in maniera non discriminatoria con tutti i soggetti pubblici e privati che intendono possedere, sviluppare e gestire punti di ricarica”.*

Per quanto riguarda invece il D.Lgs. 199/2021 (c.d. “RED II”), l’articolo 45, comma 1, integra l’art. 57 della Legge Semplificazioni 2020 (n. 76/2020), prevedendo in particolare che:

- comma 6: *“I **oggetti che acquistano o posseggono un veicolo elettrico**, anche tramite meccanismi di noleggio a lungo termine, possono inserirne i dati sulla Piattaforma Unica Nazionale di cui all’articolo 4, comma 7-bis del decreto-legge 18 aprile 2019, n. 32, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 giugno 2019, n. 55, ai fini della richiesta di cui al comma 7, con particolare riguardo alla zona e all’indirizzo di residenza e di parcheggio abituale e all’eventuale disponibilità, in tali ambiti, di punti ricarica su suolo privato”;*
- comma 7: *“Con propri provvedimenti, adottati in conformità ai rispettivi ordinamenti, **i comuni** disciplinano la programmazione dell’installazione, della realizzazione e della gestione delle infrastrutture di ricarica a pubblico accesso”, potendo prevedere anche “ove tecnicamente possibile, l’installazione di almeno un punto di ricarica ogni sei veicoli elettrici immatricolati in relazione ai quali non risultino presenti punti di ricarica disponibili nella zona indicata”; “i comuni possono consentire, anche a titolo non oneroso, la realizzazione e gestione di infrastrutture di ricarica a soggetti pubblici e privati, anche prevedendo una eventuale suddivisione in lotti”.*

Di particolare rilievo per la presente consultazione sono le disposizioni introdotte dall’articolo 45, comma 1, lettere e) e f), che modifica radicalmente quanto previsto dall’art. 57, co. 12 della Legge Semplificazioni 2020 (n. 76/2020), che erano state oggetto di critiche sia da parte dell’Autorità garante per la concorrenza e il mercato sia da parte dell’Autorità; in particolare, a seguito della modifica introdotta è previsto che:

- comma 12: *“L’ARERA, entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, 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.”;*
- comma 12-bis: *“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";

- comma 12-ter: “*Gli operatori dei punti di ricarica in luoghi accessibili al pubblico, di cui all'articolo 4 comma 9 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, che scelgono di avvalersi delle misure tariffarie di cui al comma 12 del presente articolo 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 comma 45.3 del D.Lgs. 199/21 prevede, infine, che: “*Con decreto da adottarsi entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Ministro della transizione ecologica provvede a dare piena operatività alla **Piattaforma unica nazionale**, anche avvalendosi del supporto tecnico-operativo di GSE e RSE. La Piattaforma [...] garantisce le funzionalità necessarie all'attuazione delle disposizioni di cui al presente articolo.*”

2. CONFRONTO TRA LE SPESE ENERGETICHE ASSOCIATE A DIVERSE STRUTTURE TARIFFARIE

2.1 Strutture tariffarie per diverse tipologie contrattuali in BT

Le meglio comprendere alcune delle valutazioni e proposte contenute nel presente documento, è utile riassumere sinteticamente alcuni degli elementi principali che caratterizzano le strutture tariffarie per Servizi di rete (Rete) e per Oneri generali di sistema (OGS) applicabili a diverse tipologie contrattuali a cui possono fare riferimento i clienti connessi a reti BT.

A tale scopo ci si può appoggiare alle seguenti figure, che mostrano l'andamento qualitativo della spesa tariffaria (rispettivamente per Rete e per OGS) al crescere del volume di energia prelevata dalla rete (con riferimento ad una situazione ordinaria, in cui non siano cioè applicate le misure straordinarie attualmente vigenti).

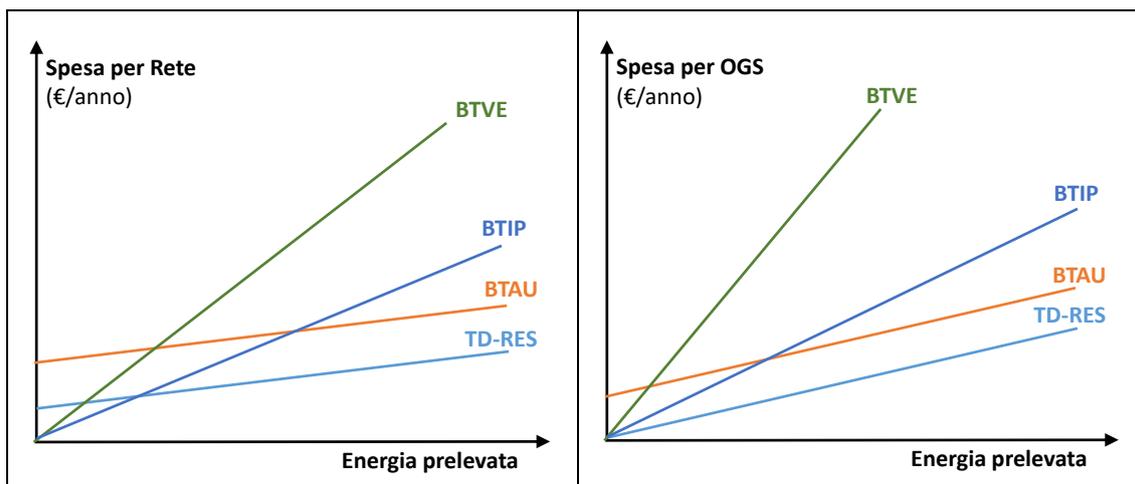


Figura 2.1

Si può allora nota quanto segue:

- per quanto riguarda i Servizi di rete:
 - ai clienti domestici e BTAU sono applicate strutture tariffarie trinomie, in cui (semplificando) le quote fisse servono a coprire i costi del servizio di misura, le quote potenza a coprire i costi del servizio di distribuzione (più alti per i BTAU rispetto ai domestici) e le quote energia i costi del servizio di trasmissione (praticamente uguali tra le due tipologie);
 - ai clienti BTIP e BTVE sono applicate strutture tariffarie monomie in energia (più alte per BTVE rispetto a BTIP).
- per quanto riguarda gli Oneri generali di sistema:

- a tutti i clienti tranne BTAU sono applicate strutture tariffarie monomie in energia;
- ai clienti BTAU sono applicate strutture tariffarie trinomie; in maggior dettaglio: la componente A_{sos} è definita in termini monomi in energia, mentre la componente A_{rim} è definita trinomia, con corrispettivi tariffari proporzionali a quelli delle tariffe di rete (secondo un fattore di proporzionalità indicato come K_{OG}).

2.2 La struttura tariffaria BTVE, a confronto con la BTAU

Dal 2010 a oggi la tariffa BTVE è stata disponibile ai soli POD dedicati esclusivamente ad alimentare punti di ricarica accessibili al pubblico ed è stata introdotta per agevolare le infrastrutture di ricarica in fase di avvio, evitando cioè di applicare spese tariffarie fisse; a fronte di tale azzeramento delle quote fisse, tuttavia, sono stati alzati i corrispettivi tariffari espressi in energia (c€/kWh) in modo tale che, in corrispondenza di un fattore di utilizzo medio, si registrasse uguaglianza di spesa tariffaria con la tariffa standard BTAU.

L'utilizzo di una struttura tariffaria monomia in energia anziché binomia o trinomia, consente di godere di una riduzione della spesa tariffaria tanto maggiore quanto più bassi sono i volumi di energia prelevata e quindi, normalmente, quanto minori sono gli incassi del gestore di un punto di ricarica (CPO).

Fin dalle sue origini, il fattore di utilizzo medio assunto per calcolare i corrispettivi della BTVE è stato assunto pari al 6-8% (550-650 ore annue equivalenti)⁷⁵; in corrispondenza di tale valore si registra, quindi, uguaglianza di spesa per il gestore della colonnina (CPO) o di gettito tariffario per il sistema. Tale assunzione è poi risultata troppo ottimistica poiché, come mostrato in Appendice 3, pur a fronte di un progressivo aumento dei punti con tariffa BTVE, il FU medio è finora rimasto ben al di sotto del valore ipotizzato per la costruzione della struttura tariffaria BTVE, cioè tra l'1% e il 2%; ancora oggi dunque, grazie alla BTVE, i CPO stanno beneficiando di una spesa tariffaria media annua pari a circa il 20% di quella che dovrebbero sostenere se venisse invece applicata la tariffa standard BTAU (si veda la seguente Figura 2.2).

⁷⁵ I corrispettivi della BTVE vengono oggi calcolati in modo tale che la spesa annua per i soli servizi di rete coincida con quella della BTAU per un POD da 22 kW e 13.200 kWh (600 heq/anno o CU=7%, equivalenti al fabbisogno medio annuo di 7,5 veicoli BEV).

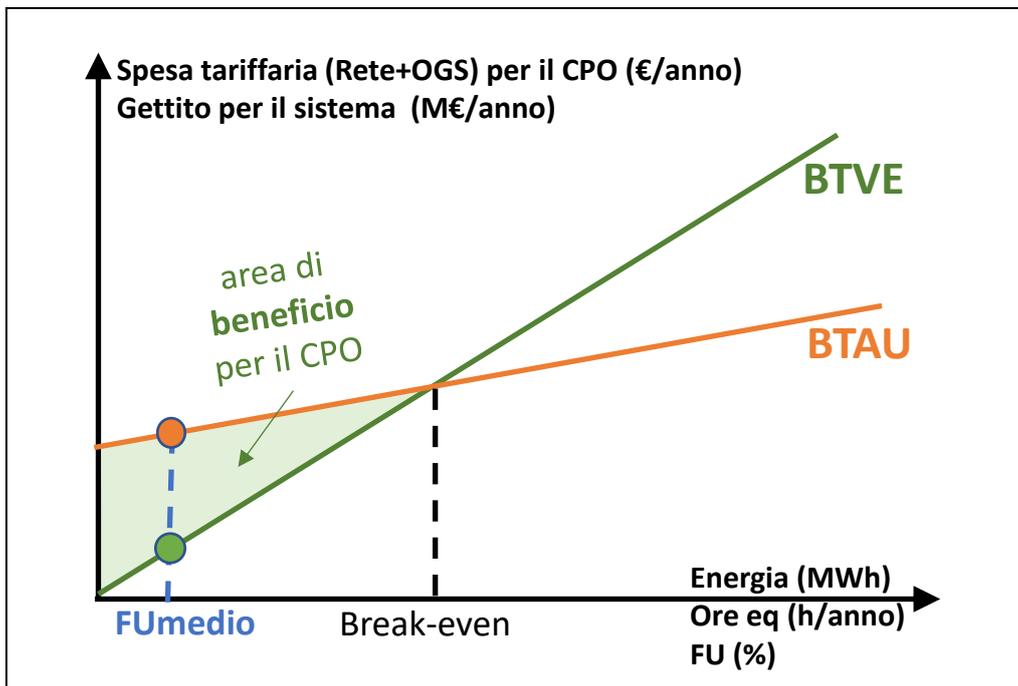


Figura 2.2 – Schema per confronto di spesa tariffaria tra BTVE e BTAU

Come detto, la convenienza della BTVE rispetto alla tariffa ordinaria BTAU (in termini di spesa tariffaria per Rete+OGS) si annulla in corrispondenza del punto di pareggio (*break-even*); a tale proposito, si osserva che, includendo nel calcolo della spesa anche gli oneri generali di sistema, per POD di potenza compresa tra 22 e 44 kW (valori oggi più diffusi per le stazioni di ricarica in luoghi accessibili al pubblico), il punto di *break-even* medio tra BTVE e BTAU (Rete+OGS) si abbassa attesta intorno a 570 heq/anno (12,5-25 MWh/anno, pari al fabbisogno annuo di ricarica di 6-12 veicoli BEV).

Al titolare del POD è in ogni caso **sempre stata concessa la possibilità di rinunciare in qualunque momento alla BTVE**, per ritornare alla tariffa ordinaria BTAU (cfr. comma 2.5 del TIT). Per fattori di utilizzo superiori a quelli di pareggio, si assume che ogni CPO razionale scelga di optare per la tariffa BTAU; la seguente Figura 2.3 esemplifica questo principio nel caso in cui l'energia prelevata cresca di anno in anno e che dal 4° anno il CPO cambi tariffa.

Quanto sopra implica che il minor gettito tariffario cumulato, dovuto all'applicazione della BTVE in luogo della BTAU, non possa venire recuperato neanche al crescere del volume di VE circolanti. Se, al contrario, l'uso della BTVE fosse irreversibile (almeno per un certo numero di anni dal momento della sua scelta volontaria), la minore contribuzione al gettito fornita dalle colonnine in fase di avviamento potrebbe venire compensata dalla maggiore contribuzione garantita dalle colonnine con un mercato già maturo (cioè con $FU > break-even$).

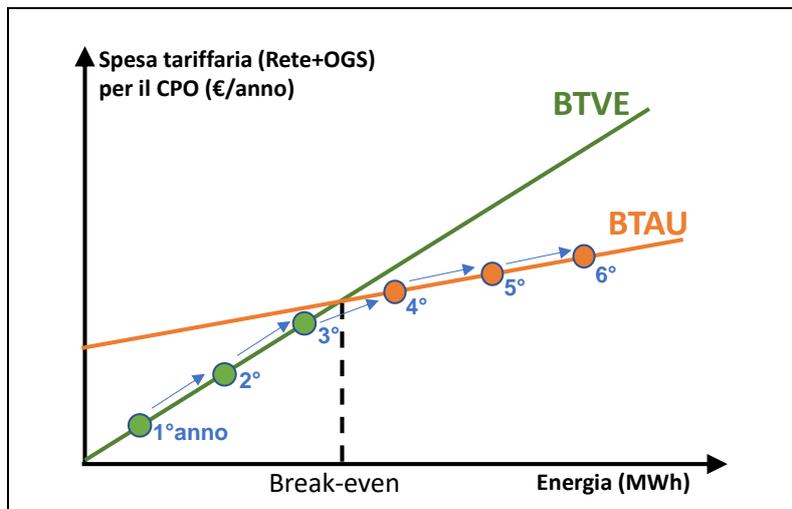


Figura 2.3 – Schema che mostra la dinamica della spesa tariffaria sostenuta da un CPO razionale, laddove dopo tre anni il volume di energia prelevata supera il punto di break-even tra BTVE e BTAU

Vi è poi un'ulteriore caratteristica della struttura tariffaria BTVE alla quale bisogna prestare attenzione: a parità di energia prelevata, la scelta della tariffa BTVE in luogo della tariffa BTAU **risulta tanto più conveniente per il CPO quanto maggiore è la potenza impegnata** (perché questa fa crescere le quote potenza della tariffa BTAU, cfr. Figura 2.4).

A titolo di esempio, con riferimento ai corrispettivi validi nel 2020 (prima degli effetti della pandemia e del conflitto in Ucraina), la BTVE garantiva rispetto alla BTAU (per un volume di prelievi pari a quello medio nazionale):

- per i 22 kW, uno sconto del 76%; se anche il volume di energia fosse stato triplo, lo sconto sarebbe stato in ogni caso del 38%;
- per i 50 kW, uno sconto del 89%; se anche il volume di energia fosse stato triplo, lo sconto sarebbe stato in ogni caso del 68%.

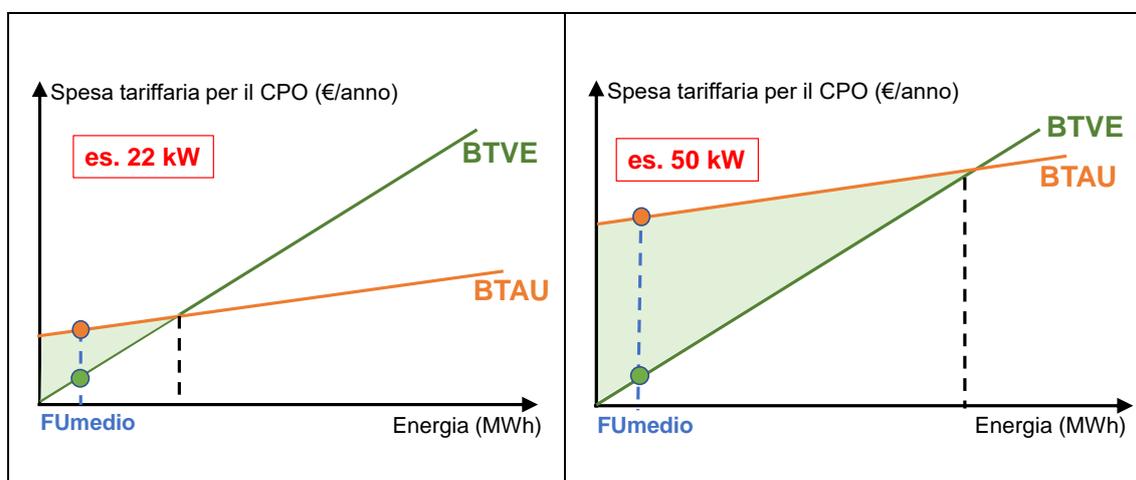


Figura 2.4 – Confronto di convenienza tra BTVE e BTAU in corrispondenza di due diversi livelli di potenza impegnata: al crescere della potenza, il punto di pareggio si allontana

Box 2.1 - La BTVE applicata finora

Fino alla fine del 2021 la tariffa BTVE si è dimostrata particolarmente efficace nel contenere la spesa tariffaria (per servizi di rete e per oneri generali di sistema)⁷⁶; lo stesso è avvenuto anche nel corso dell'anno 2022, ancorché gli interventi straordinari introdotti dal Governo per contrastare il “caro energia” abbiano comportato l'azzeramento delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema e questo abbia, dunque, ridotto l'entità della riduzione di spesa derivante dalla scelta della tariffa BTVE in luogo della tariffa BTAU.

Sulla base del numero e della tipologia di POD BTVE al 31/12/2021 (ricavati dalle analisi illustrate in Appendice 3) e dei valori delle componenti tariffarie vigenti a fine 2021, è possibile stimare la differenza di gettito annuo (sia per servizi di rete sia per OGS) derivante dalla scelta della tariffa BTVE in luogo della BTAU; confrontando gli importi dettagliati per classe di potenza (mostrati nella seguente Tabella), si evince che su base annua la BTVE ha garantito ai CPO un risparmio medio del 68% ma ha provocato un “effetto di redistribuzione” complessivamente pari a 12,3 M€. Particolarmente beneficiarie dalla BTVE sono risultate le due classi caratterizzate da fattori di utilizzo minori ($44 < P \leq 88$ kW; $P > 100$ kW), dove la riduzione di spesa è arrivata a toccare rispettivamente il 75% e l'88%.

Stima effetti di redistribuzione (per servizi di rete e per OGS)
legati all'applicazione di tariffa BTVE in luogo di BTAU (aliquote del IV trim 2021)

	N POD BTVE	Potenza totale [kW]	Energia prelevata [kWh]	Gettito annuo (M€) per servizi di rete e OGS	
				tariffe BTAU	tariffa BTVE
P ≤ 7	65	258	148.451	0,02	0,02
7 < P ≤ 22	972	20.229	2.535.540	1,05	0,29
22 < P ≤ 44	5.592	186.672	24.131.404	9,35	2,04
44 < P ≤ 88	1.083	72.266	7.486.886	3,59	0,82
88 < P ≤ 100	397	37.542	9.680.379	1,96	0,77
P > 100	74	9.503	437.800	0,49	0,17
TOTALE	8.158	326.470	44.420.459	16,45	4,11
Gettito annuo redistribuito (M€)				12,34	

NB: se il gettito totale fosse stato valutato in base alle aliquote di OGS vigenti nel I trimestre 2021, anziché nel IV, l'ammontare sarebbe stato di circa il 50% superiore

⁷⁶ Come chiarito in Appendice 3, i bassi livelli di utilizzo delle SdR pubbliche fanno sì che l'attuale BTVE (i cui parametri sono tarati per portare al pareggio di spesa con una tariffa BTA6 applicata ad un POD da 22 kW in funzione per 600 ore annue, equivalenti ad un FU=7%) sia già molto vantaggiosa per i CPO.

2.3 Serie storica dei prezzi per clienti BTVE

Le tariffe per “trasporto e gestione del contatore” (nel seguito indicate sinteticamente anche come “Rete”) e per “oneri generali di sistema” (nel seguito indicate sinteticamente anche come “OGS”) applicabili alla tipologia contrattuale BTVE sono caratterizzate da una struttura monomia in energia e quindi priva di quote fisse e di quote potenza; per quanto riguarda, invece, la parte “materia energia” della bolletta, la struttura dipende dallo specifico contratto di fornitura:

- nel caso di un contratto in maggior tutela, fino a giugno 2020 era applicabile la tipologia contrattuale “BT altri usi”, caratterizzata da struttura binomia nella quale le componenti PCV e DispBT sono applicate in quota fissa (€/POD/anno); da luglio 2020, a seguito di una decisione del Collegio ARERA comunicato agli operatori in data 9 aprile 2020⁷⁷, è stata resa applicabile la medesima struttura tariffaria della illuminazione pubblica, priva di quote fisse; tuttavia, l’efficacia di tale misura è stata depotenziata da luglio 2021, quando non è stato più possibile sottoscrivere contratti di maggior tutela per POD non domestici con potenza impegnata superiore a 15 kW⁷⁸;
- nel caso di contratti di mercato libero, il peso relativo tra quote fisse e quote variabili può essere molto variabile, a seconda dell’impresa di vendita e della specifica offerta commerciale sottoscritta.

In Figura 2.5 è mostrata la serie storica trimestrale delle componenti che formano il prezzo finale in maggior tutela di 1 kWh di energia prelevata da POD BTVE. In ragione di quanto appena illustrato, i valori indicati a partire dal III trimestre 2021 sono da considerare solo come indicativi, poiché la quasi totalità dei POD BTVE è servita sul mercato libero: per simulare le condizioni economiche di tale tipologia di contratti sono stati dunque assunti i valori di “materia energia” associabili a clienti in maggior tutela con contratto di tipo BTA5⁷⁹.

Si può osservare come, mentre negli anni 2018-2019, il prezzo sia rimasto mediamente stabile intorno al 35,70 c€/kWh IVA 22% inclusa (29,30 c€/kWh al netto dell’IVA), nel 2020 si sia sensibilmente abbassato, fino a 29,20 c€/kWh IVA inclusa (23,90 c€/kWh al netto dell’IVA), per poi risalire costantemente nel 2021 fino a toccare, nei primi tre trimestri del 2022, il valore medio record di 48,50 c€/kWh IVA inclusa (39,70 c€/kWh al netto dell’IVA), del 66% superiore a quello registrato nel 2020.

A questo progressivo innalzamento dei prezzi finali, ha corrisposto anche una contestuale riduzione di peso delle componenti amministrative: le spese per “trasporto e gestione del contatore” e per “oneri generali di sistema”, che negli 2018-2019 rappresentavano mediamente il 62% del prezzo totale e nel 2020 il 69%, sono passate a coprire solo il 52% nel 2021 e solo il 15% nel 2022 (anche per effetto delle misure straordinarie di

⁷⁷ Comunicato agli operatori del 9 aprile 2020 <https://www.arera.it/it/comunicati/20/200409.htm>

⁷⁸ Comunicato agli operatori del 23 marzo 2022 <https://www.arera.it/it/comunicati/22/220323.htm>

⁷⁹ È inoltre da osservare che, nei periodi in cui la “materia energia” è valutata secondo la struttura tariffaria dei clienti BTA5, il peso medio delle quote fisse (PCV e DispBT) è stato valutato assumendo un prelievo medio annuo convenzionale di 7.000 kWh, pari al prelievo annuo di un punto di ricarica da 40 kW utilizzato a massima potenza per circa il 2% delle ore annue.

azzeramento degli oneri generali di sistema, adottate dal Governo per contrastare l'emergenza).

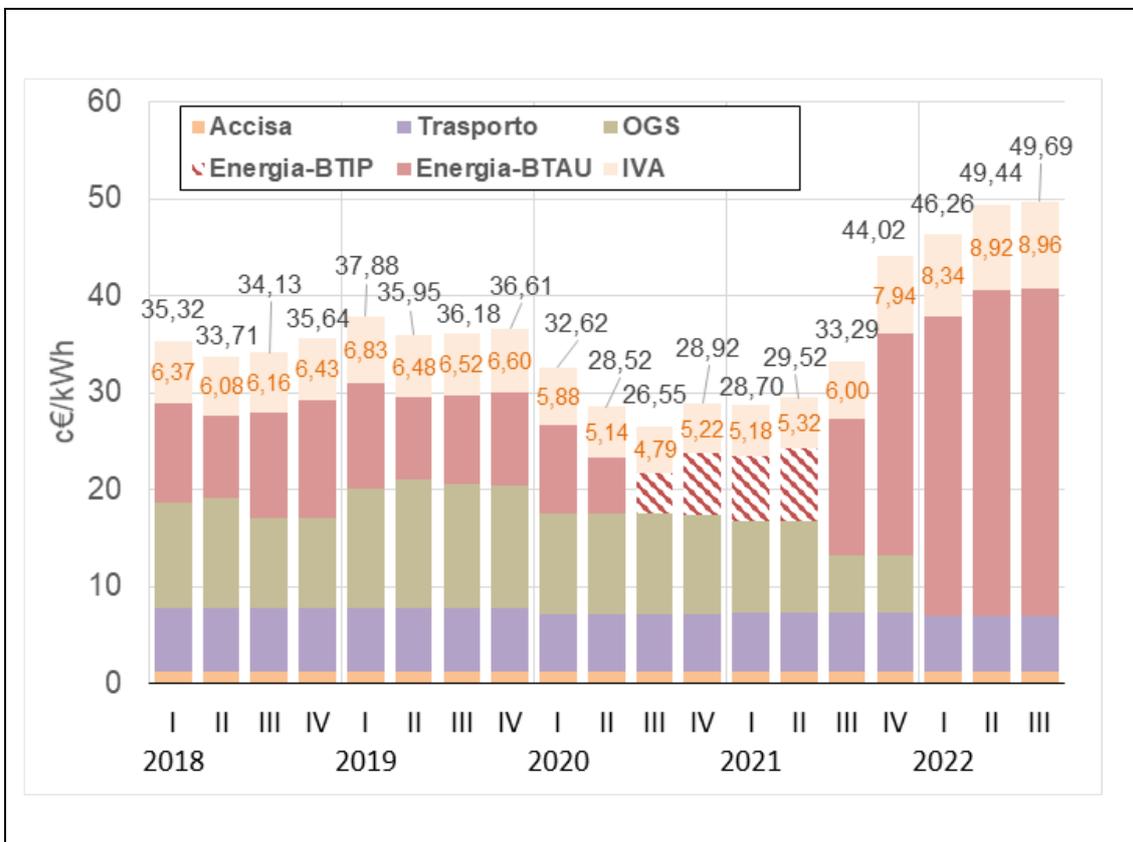


Figura 2.5 – Serie storica trimestrale delle componenti che formano il prezzo finale di 1 kWh prelevato da cliente BTVE; viene evidenziato a parte il valore dell'IVA, al fine di poter valutare anche il prezzo netto

2.4 Serie storica dei prezzi del kWh marginale

In tutte le situazioni in cui un nuovo apparecchio (che sia una pompa di calore o un dispositivo per la ricarica di veicoli elettrici) viene alimentato elettricamente tramite collegamento ad un POD ordinario, cioè non dedicato esclusivamente a tale unico utilizzo, il costo energetico per il funzionamento di tale apparecchio è pari al prezzo d'acquisto di ogni kWh marginale (cioè ulteriore rispetto alla situazione preesistente); tale prezzo marginale risulta, dunque, inferiore al prezzo medio della fornitura, perché non include il peso:

- delle “quote fisse” della bolletta (espresse in €/POD/anno), che invece dovrebbero essere considerate nei casi in cui il POD fosse dedicato esclusivamente a tale apparecchio;
- delle eventuali “quote potenza” della bolletta (espresse in €/kW/anno), a meno che il funzionamento di tale apparecchio non richieda anche un aumento della potenza impegnata.

L'analisi dei prezzi di 1 kWh marginale risulta dunque particolarmente interessante perché valido per qualunque cliente, indipendentemente dall'effettivo volume di energia prelevata o di potenza impegnata. Le seguenti Figure 2.6 e 2.7 mostrano le serie storiche trimestrali dei prezzi finali (al lordo di tasse e imposte) di 1 kWh marginale prelevato da un cliente rispettivamente domestico (residente o non residente) oppure non domestico connesso in BT, serviti in maggior tutela; in entrambi i casi viene data evidenza anche della variabilità di prezzi legata alle diverse fasce orarie in cui avviene il prelievo, ai diversi valori di accisa applicabile (nel caso dei clienti domestici) o dello specifico mese del trimestre considerato (nel caso dei clienti non domestici).

Si può osservare come gli andamenti di questi due prezzi risultino estremamente simili tra loro, con valori medi del 2022 circa tripli rispetto a quelli registrati nel 2020 e circa doppi rispetto a quelli medi del 2021. Anche i valori assoluti di questi prezzi risultano molto simili tra clienti domestici e non domestici, malgrado il fatto che la composizione sottostante sia diversa, soprattutto per effetto di aspetti fiscali: i clienti domestici pagano un'accisa da 2 a 4 volte superiore a quella dei non domestici, ma sono soggetti ad un'IVA del 10% anziché del 22%.

È bene evidenziare come un analogo confronto svolto su prezzi finali del mercato libero potrebbe condurre a risultati piuttosto diversi e variabilità anche molto maggiore, dipendente dalle specifiche offerte proposte dalle imprese di vendita in diversi momenti dell'anno e per diverse tipologie di clienti.

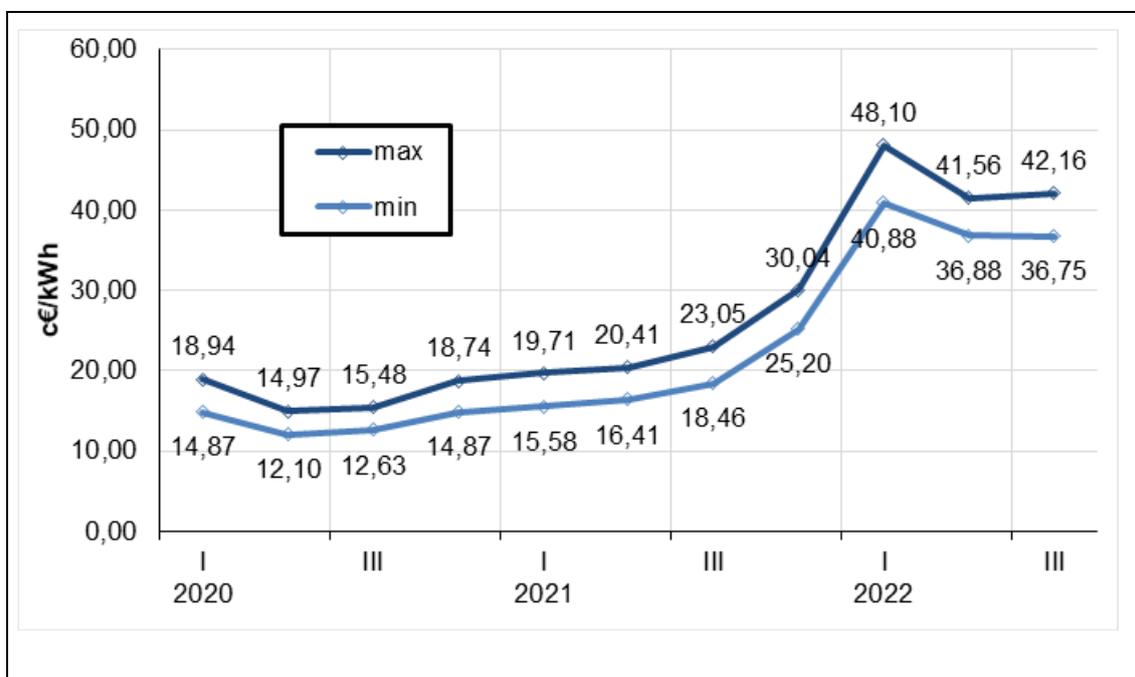


Figura 2.6 – Serie storica trimestrale del prezzo finale di 1 kWh marginale prelevato da cliente domestico residente (valido per qualunque valore di potenza impegnata)

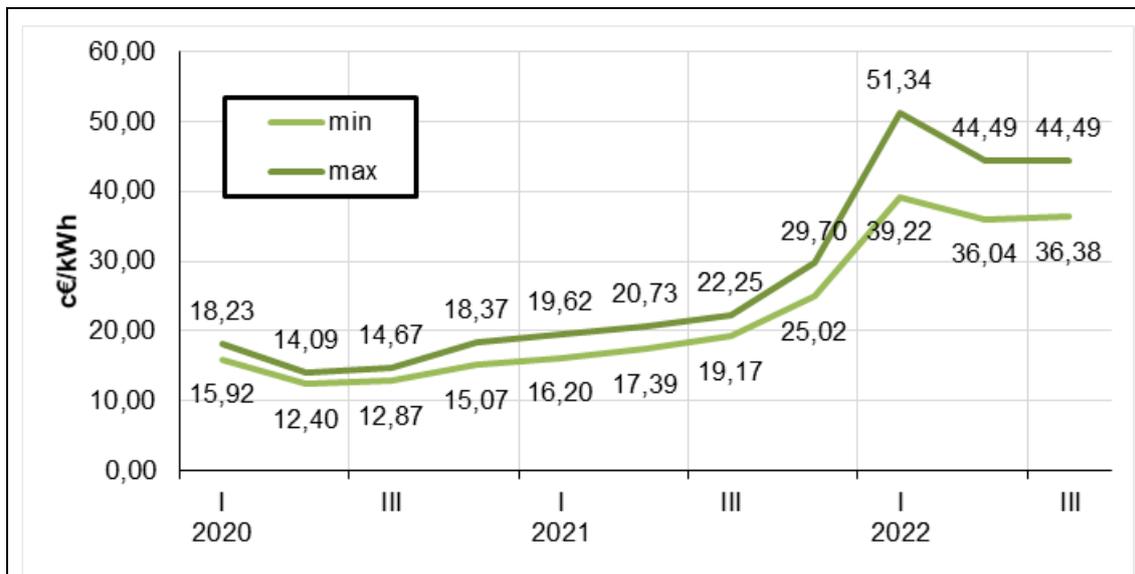


Figura 2.7 – Serie storica trimestrale del prezzo finale di 1 kWh marginale prelevato da cliente non domestico connesso in BT (e potenza impegnata compresa tra 10 e 15 kW)

Infine, la Figura 2.8 confronta le serie storiche trimestrali dei valori medi dei prezzi marginali sopra illustrati per clienti domestici e non domestici con la serie storica del prezzo finale per clienti BTVE. Il grafico consente di evidenziare come, al crescere del peso della “materia energia” sul prezzo finale del kWh, si riduca la differenza percentuale tra BTVE e domestici/non domestici: mentre nel 2020 il prezzo dell’energia elettrica prelevata da POD dedicati alla sola ricarica di veicoli in luoghi accessibili al pubblico era circa doppio (+100%) rispetto a quello prelevato da POD non dedicati a tale scopo, tale “sovra-prezzo” si è gradualmente ridotto nel 2021 fino ad azzerarsi nel primo trimestre 2022⁸⁰ e ad assestarsi ad un +25% nel II e III trimestre 2022.

⁸⁰ Nel primo trimestre 2022, dunque, i tre prezzi erano sostanzialmente coincidenti: il prezzo dell’energia elettrica necessaria per ricaricare un veicolo in casa era del tutto equivalente al prezzo dell’energia elettrica necessaria per ricaricarlo in luogo accessibile al pubblico (indipendentemente dalla potenza).

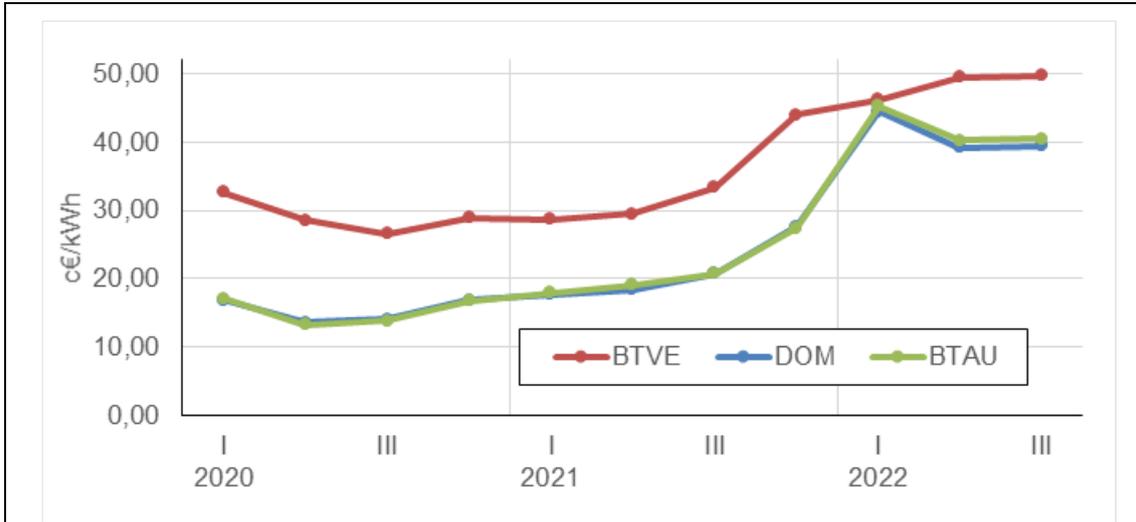


Figura 2.8 – confronto tra serie storiche trimestrali dei prezzi marginali di 1 kWh prelevato da un cliente domestico (DOM) o da un non domestico in BT (BTAU) o da un'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico (BTVE).

3. UTILIZZO DELLE INFRASTRUTTURE DI RICARICA IN LUOGHI ACCESSIBILI AL PUBBLICO

3.1 Le statistiche a livello europeo

Non sono molte le fonti informative disponibili per valutare quanto siano state finora utilizzate le IdR accessibili al pubblico; per valori medi europei è possibile trovare alcuni dati nell’ambito delle due relazioni menzionate nel seguito.

Nell’ambito della Relazione speciale redatta dalla *European Court of Auditors* nel 2021 per analizzare le infrastrutture di ricarica disponibili in Europa, con particolare riferimento a quelle supportate da finanziamenti erogati dalla Commissione, vengono forniti alcuni dati medi di utilizzazione delle infrastrutture di ricarica, basati su dichiarazioni fornite dai CPO ⁸¹.

Tali dati, aggiornati a giugno 2020 e basati su dichiarazioni rilasciate dai gestori delle IdR, sono mostrati nella figura seguente, differenziati in funzione della “classe di potenza” della stazione di ricarica. I dati relativi al numero di soste e alla loro durata media possono essere facilmente espressi in termini di fattori di utilizzo annui:

- 1,4% per le stazioni di ricarica a potenza standard
- 5% per le stazioni di ricarica veloce;
- 5% per le stazioni di ricarica ultra-veloce.

Tipo	Numero di sessioni	Durata per sessione (minuti)
Stazioni con ricarica ultra-veloce	77	28
Stazioni con ricarica veloce	31	70
Stazioni con ricarica standard	5	123

Fonte: dati trasmessi dai beneficiari

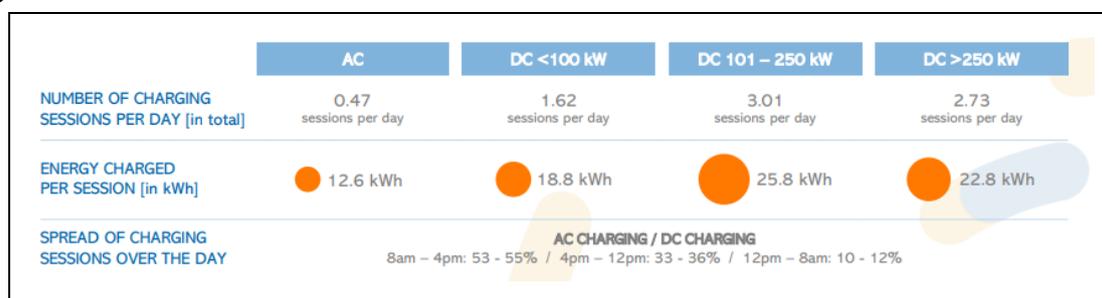
Sempre con riferimento all’Europa, dati più aggiornati vengono forniti da una fonte informativa alternativa, il recente rapporto pubblicato da *ChargeUp*, associazione dei MSP europei⁸². La figura seguente sintetizza le informazioni più interessanti per valutare

⁸¹ Cfr. Corte dei Conti Europea (ECA), “Infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici”, aprile 2021 (Tabella 3 a pag.40) <https://www.eca.europa.eu/it/Pages/DocItem.aspx?did=58260>

⁸² Cfr. ChargeUp Europe, “*State of the Industry*”, maggio 2022 (pagina 41), <https://www.chargeurope.eu/state-of-the-industry-report>

il grado di utilizzo delle infrastrutture ad accesso pubblico; per consentire un confronto diretto, i dati relativi al numero di soste e all'energia media ricaricata possono essere espressi in termini di fattori di utilizzo annui per ogni "classe di potenza" (con ipotesi conservative in merito alla potenza):

- 1,1% per le stazioni di ricarica in AC (potenza assunta pari a 22 kW);
- 2,5% per le stazioni di ricarica in DC *Fast* (potenza assunta pari a 50 kW);
- 3,2% per le stazioni di ricarica in DC *Ultra-Fast* tra 100 e 250 kW (potenza assunta pari a 100 kW);
- 1,0% per le stazioni di ricarica in DC *Ultra-Fast* oltre 250 kW (potenza assunta pari a 250 kW)⁸³.



Si osserva, dunque, come i fattori di utilizzo medi valutati da *ChargeUp* siano più bassi di quelli fotografati da ECA, ma in ogni caso tendenzialmente crescenti con la classe di potenza (salvo la classe >250 kW, sicuramente penalizzata dal ristretto numero di EV in grado di ricaricare a queste potenze); si osserva, inoltre, come oltre metà delle sessioni di ricarica avvenga di giorno e solo un decimo di queste avvenga di notte.

I paragrafi seguenti illustrano i dati che è stato finora possibile raccogliere in merito alla realtà italiana e che risultano per molti aspetti diversi rispetto a quelli medi europei appena illustrati.

3.2 Le stazioni di ricarica italiane con tariffa BTVE

Non essendo ancora stata attivata la Piattaforma Unica Nazionale (PUN), al momento in Italia non esiste un'unica banca dati pubblica che contenga dati puntuali relativi alle caratteristiche e alle modalità di utilizzo di tutte le stazioni di ricarica accessibili al pubblico attualmente presenti in Italia. Gli Uffici di ARERA hanno allora ritenuto utile richiedere alla società Acquirente Unico S.p.A. l'estrazione dal Sistema Informativo Integrato (SII) di dati relativi alle principali caratteristiche e alle modalità di utilizzo dei POD per i quali, dal 2013 al 2021, i CPO hanno richiesto l'attivazione della tariffa BTVE⁸⁴.

⁸³ Ad esempio, il fattore di utilizzo per le ricariche DC fast è stato calcolato come $1,62 * 18,8 / 50 / 24 = 2,5\%$

⁸⁴ La procedura automatica di estrazione dal SII di dati relativi ai POD BTVE è ancora in fase di messa a punto e, quindi, i dati qui presentati sono da ritenere ancora provvisori e oggetto di ulteriori verifiche.

Il numero di questi punti ha registrato tassi di crescita annui molto importanti, fino a raggiungere il numero totale di 8.158 POD a fine 2021; a ciascun POD è connessa una SdR che naturalmente può includere un numero variabile di IdR che, a loro volta, possono offrire uno o più PdR, ma nessuna di queste informazioni è nota (poiché non raccolta dall'impresa distributrice). Confrontando il numero di POD BTVE con il dato pubblicato dall'associazione Motus-E in merito al numero di stazioni di ricarica accessibili al pubblico a fine 2021 (pari a 10.503, a fronte di 13.223 IdR e 26.024 PdR)⁸⁵, si desume come più di 3 stazioni di ricarica ad accesso pubblico su 4 fossero connesse in BT e avessero fatto richiesta della tariffa monomia BTVE. Nel rimanente 25% possono rientrare sia stazioni di ricarica connesse in MT sia stazioni di ricarica connesse in BT ma attraverso un POD ordinario (per le quali, quindi, la tariffa BTVE non è applicabile) oppure in situazioni per le quali la tariffa BTVE non è conveniente (ad esempio qualora il fattore di utilizzo sia particolarmente alto oppure la potenza impegnata sia particolarmente bassa).

La seguente Tabella 3.1 mostra come il numero di POD BTVE sia cresciuto di anno in anno, così come la potenza impegnata complessiva (entrambi valutati al 31/12 di ciascun anno solare): si può osservare come la crescita sia stata molto lenta nei primi cinque anni per poi esplodere tra il 2018 e il 2021, superando gli 8.000 POD e raggiungendo una potenza impegnata totale di 328 MW; è in ogni caso interessante che la potenza media per punto sia rimasta sostanzialmente invariata dal 2018 in avanti, pari a circa 40 kW.

Tabella 3.1 – serie storica di numero e potenza dei POD di tipologia BTVE

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
N POD BTVE	3	120	138	152	319	1.079	3.607	5.473	8.158
Potenza totale [MW]	0	4	5	5	12	45	145	217	326
Potenza media [kW]	8,7	34,2	33,3	33,3	36,4	41,3	40,2	39,7	40,0

La potenza impegnata per POD

Concentrando l'analisi sui dati complessivi finali, chiusi al 31 dicembre 2021, è possibile osservare in maggior dettaglio la distribuzione di frequenza delle potenze impegnate presso i POD BTVE ed evidenziare come (si veda la seguente Figura 3.1):

- il valore mediano sia pari a 30 kW;
- 40 kW rappresenti il 59° percentile (cioè il 59% dei POD impegni potenze non superiori a 40 kW);
- 75 kW rappresenti il 90° percentile;
- poco meno dell'1% dei POD impegni potenze superiori a 100 kW.

⁸⁵ Cfr. Motus-E, "Le infrastrutture di ricarica pubbliche in Italia – Terza Edizione" <https://www.motus-e.org/wp-content/uploads/2022/01/Le-infrastrutture-di-ricarica-pubbliche-in-Italia-1.pdf> (pag.5). NB: i dati riportati in questo rapporto non includono le stazioni di ricarica gestiti da Tesla (*Chargers e Super-Chargers*), il cui utilizzo in Italia è per ora riservato ai soli utilizzatori di veicoli prodotti da questa casa.

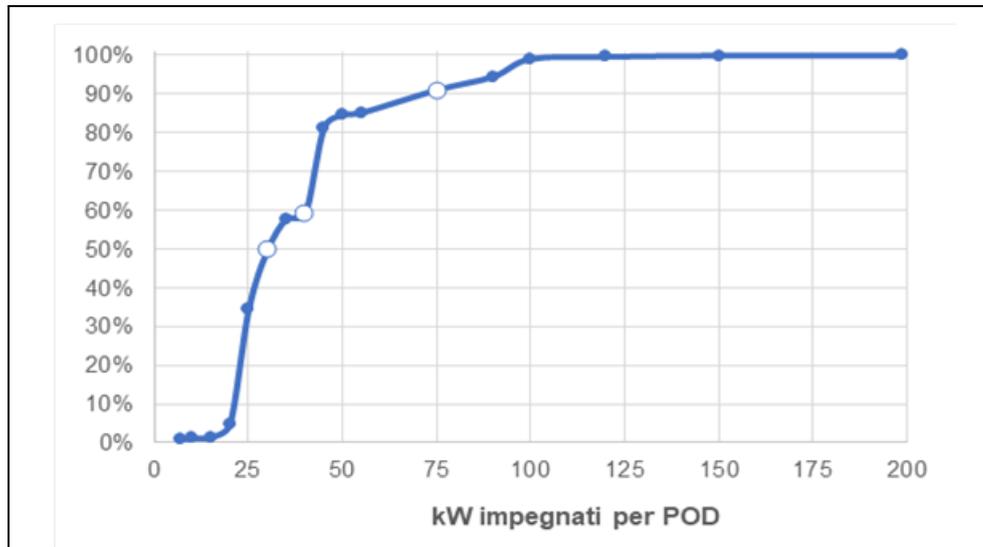


Figura 3.1 – distribuzione percentuale dei POD BTVE in funzione del valore di potenza impegnata al 31/12/21

Sulla base di tale distribuzione è possibile raggruppare il campione in sei classi di potenza, a ciascuna delle quali può essere più facilmente associata una tipologia specifica di stazione di ricarica, come mostrato nella seguente Tabella 3.2:

- più di 2/3 delle stazioni ha potenze comprese tra 22 e 44 kW e può dunque essere configurata con 1 o 2 PdR da 22 kW oppure 1 o 2 coppie di PdR da 11 kW;
- circa 1/8 delle stazioni ha dimensione appena inferiore a quelle del punto precedente e poche di più potenza superiore;
- circa il 5% ha potenze molto vicine a 100 kW e può dunque essere ragionevolmente costituita da 2 PdR da 50 kW (*fast*) o da un unico PdR *ultra-fast*;
- meno dell'1% ha potenze molto basse (ricarica *slow*) oppure molto alte per essere connesse a rete BT (*ultra-fast*).

Complessivamente, si può dunque dedurre che almeno il 90% delle stazioni di ricarica sottostanti i POD BTVE offra ricariche di tipo *Quick*, il 7-8% ricariche *Fast* e solo poche decine siano quelle *Slow* o *Ultra-fast*.

Tabella 3.2 – POD BTVE al 31/12/2021, ripartiti per classi di potenza

	N POD BTVE	Quota % del campione	Potenza totale [kW]	kW medi	Tipologia di ricarica più probabile
P ≤ 7	65	0,8%	0.258	4	<i>Slow</i>
7 < P ≤ 22	972	11,9%	20.229	21	<i>Quick</i>
22 < P ≤ 44	5.579	68,4%	186.672	33	<i>Quick</i>
44 < P ≤ 88	1.075	13,2%	72.266	67	<i>Quick e/o Fast</i>
88 < P ≤ 100	393	4,8%	37.542	95	<i>Fast</i>
P > 100	74	0,9%	9.503	128	<i>Fast e/o Ultra-fast</i>
TOTALE	8.158	100,0%	326.470	40	

I livelli di utilizzo delle stazioni di ricarica

Per ciascuna stazione di ricarica è possibile calcolare, ogni anno, il fattore di utilizzo, valutato in termini di rapporto tra l'energia elettrica prelevata e la potenza disponibile (tenendo conto del numero di mesi di effettiva attivazione anche nel primo anno di funzionamento), espresso in termini di ore equivalenti di utilizzo o in termini percentuali rispetto alle 8760 ore annue (FU).

Le seguenti Tabelle 3.3 e 3.4 illustrano, rispettivamente, l'evoluzione del fattore di utilizzo annuo medio nazionale tra 2013 e 2021 e l'articolazione dello stesso fattore tra le classi di potenza nell'ultimo anno disponibile (2021). Si osserva facilmente come il fattore di utilizzo medio nazionale sia cresciuto molto poco nel corso dell'ultimo quadriennio, malgrado il fatto che il volume di energia prelevata sia cresciuto di oltre 10 volte, perché al contempo è altrettanto cresciuta la potenza totale; in valore assoluto, il fattore di utilizzo medio nazionale non ha mai superato il 2,2% (equivalente a 193 ore o 8 giorni annui) e, anzi, **nell'ultimo biennio è stato in media del 1,25%** (equivalente a meno di 5 giorni/anno).

Con riferimento all'ultimo anno, il 2021, vale altresì la pena di osservare come **320 POD BTVE (cioè il 4% del totale) siano rimasti sostanzialmente inattivi**, avendo erogato nel corso dell'intero anno meno di 1 kWh di energia.

Tabella 3.3 – Serie storica del fattore di utilizzo medio nazionale dei POD BTVE

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Energia prelevata [MWh]	1	6	8	432	881	3.334	20.185	16.863	34.176
Potenza disponibile [MW]*	0	1	4	5	9	24	106	180	286
Fattore utilizzo [%]	0,8%	0,1%	0,0%	1,0%	1,2%	1,6%	2,2%	1,1%	1,4%

* Si tratta di valore medio, pesato in base ai mesi di funzionamento di ogni POD

Tabella 3.4 – Fattore di utilizzo (FU) medio annuo registrato nel 2021, differenziato per classi di potenza del POD

	Energia prelevata [MWh]	Potenza disponibile [MW]	FU 2021
P <= 7	132	0,2	6,4%
7 < P <= 22	2.449	16,5	1,7%
22 < P <= 44	16.958	168,9	1,1%
44 < P <= 88	6.819	61,1	1,3%
88 < P <= 100	6.389	30,1	2,4%
P > 100	1.429	8,9	1,8%
TOTALE	34.176	285,8	1,4%

* Si tratta di valore medio, pesato in base ai mesi di funzionamento di ogni POD

La seguente Figura 3.2 mostra come i fattori di utilizzo di ciascuna classe di potenza siano evoluti nell'ultimo quadriennio e, quindi, quanto significativi siano i dati registrati nell'ultimo anno. Non è facile individuare *trend* evolutivi netti, se non una riduzione dei fattori di utilizzo medi delle prime due classi (*slow* e *quick*) e una sostanziale stabilità della terza (*quick* e *fast*), in favore delle classi a maggior potenza (*fast* e *ultra-fast*); in ogni caso, escludendo i dati relativi alle stazioni di ricarica *slow*, **il fattore di utilizzo di ciascuna classe non raggiunge mai il 2%** (cioè circa una settimana all'anno).

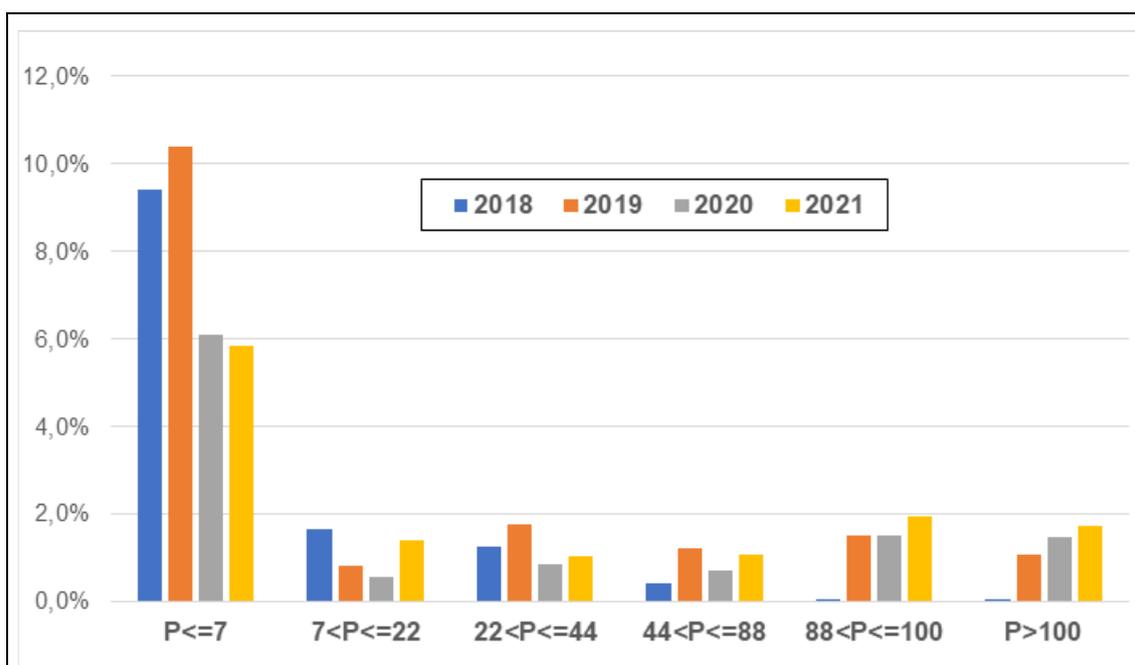


Figura 3.2 – evoluzione tra 2018 e 2021 dei fattori di utilizzo caratteristici di ogni classe di potenza

La distribuzione geografica

Gli 8.158 POD BTVE attivi al 31/12/2021 sono ripartiti tra 2.307 comuni italiani (pari al 29% dei comuni), dove risiedono 38,4 milioni di abitanti (cioè il 65% della popolazione residente in Italia).

Analizzando il “grado di urbanizzazione” di questi comuni (così come classificato da ISTAT), si può notare una netta preferenza per installazioni di POD BTVE nell’ambito di zone densamente popolate: 2/3 delle “città” italiane⁸⁶ risultano dotate di stazioni di ricarica (con una media di circa 15 POD per comune), mentre invece ne è dotata meno della metà dei “sobborghi” (ciascuno con in media 3 POD per comune) e solo 1/5 dei comuni in zone rurali (ciascuno con in media 2 POD per comune). La seguente Tabella 3.5 mostra altresì come, al crescere della densità di popolazione, la potenza media impegnata rimanga invariata ma, prevedibilmente, aumenti il fattore di utilizzo.

⁸⁶ In base alla classificazione ISTAT, rientrano tra le “città” 255 comuni italiani, tra i quali praticamente tutti i capoluoghi di provincia.

Tabella 3.5 – Fattore di utilizzo (FU) annuo registrato nel 2021, ripartito per grado di urbanizzazione del comune in cui è installata la SdR

Grado di urbanizzazione dei comuni	% comuni dotati di SdR	Numero medio di POD per comune	kW medi per POD	FU
"Città" o "Zone densamente popolate"	67%	14,9	44	2,0%
"Piccole città e sobborghi" o "Zone a densità intermedia di popolazione"	43%	3,2	39	1,2%
"Zone rurali" o "Zone scarsamente popolate"	20%	2,0	37	0,7%
TOTALE	29%	3,5	40	1,4%

Guardando ai primi dieci comuni italiani in termini di popolazione si osserva come:

- Roma sia la città col maggior numero di POD BTVE (402), che mostrano un fattore medio di utilizzo di poco superiore alla media nazionale (1,9%);
- i 161 POD BTVE di Milano e i 40 di Bari mostrino fattori medi di utilizzo particolarmente alti (rispettivamente 4,2% e 4,3%);
- solo Palermo mostri un fattore di utilizzo medio più alto del 2% (2,8%), ma limitatamente a soli 15 POD BTVE;
- Bologna, Genova e Napoli mostrino fattori di utilizzo medi inferiori a quello di Roma ma superiori alla media nazionale (1,7% - 1,8%);
- Solo Firenze e Torino mostrino fattori di utilizzo inferiori alla media nazionale (1,2% e 1,0%).

Per quanto riguarda, invece, la distribuzione delle stazioni di ricarica tra le regioni italiane, Lombardia, Piemonte ed Emilia-Romagna sono le tre regioni che raccolgono il maggior numero di POD BTVE mentre l'Umbria, pur disponendo di un numero limitato di POD ne fa un uso molto più intenso delle altre (FU=2,6%). La Sardegna mostra il valore più alto di potenza media per POD, ma con il fattore di utilizzo medio annuo più basso d'Italia (0,4%) /cfr. Figure 3.3 e 3.4 e Tabella 3.6).

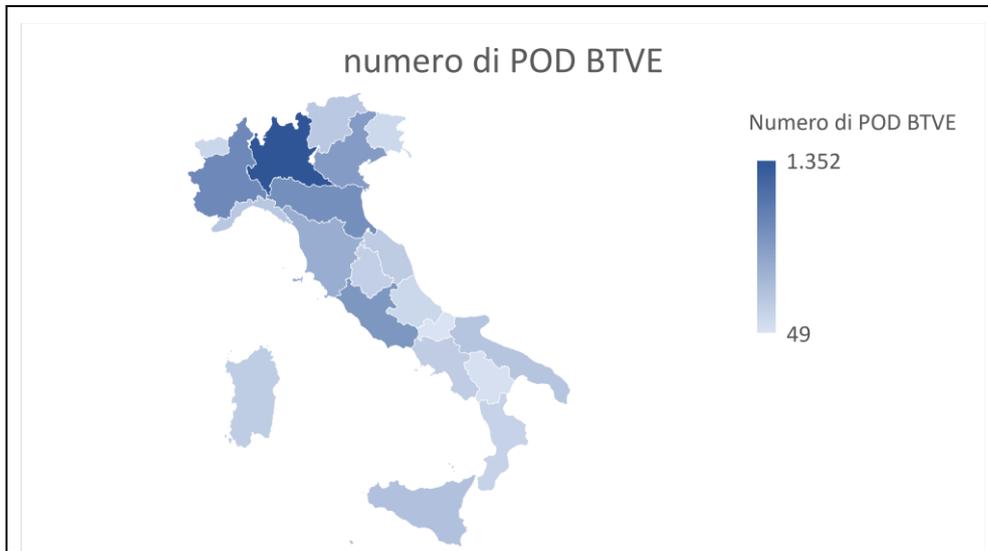


Figura 3.3 – Distribuzione regionale dei POD BTVE

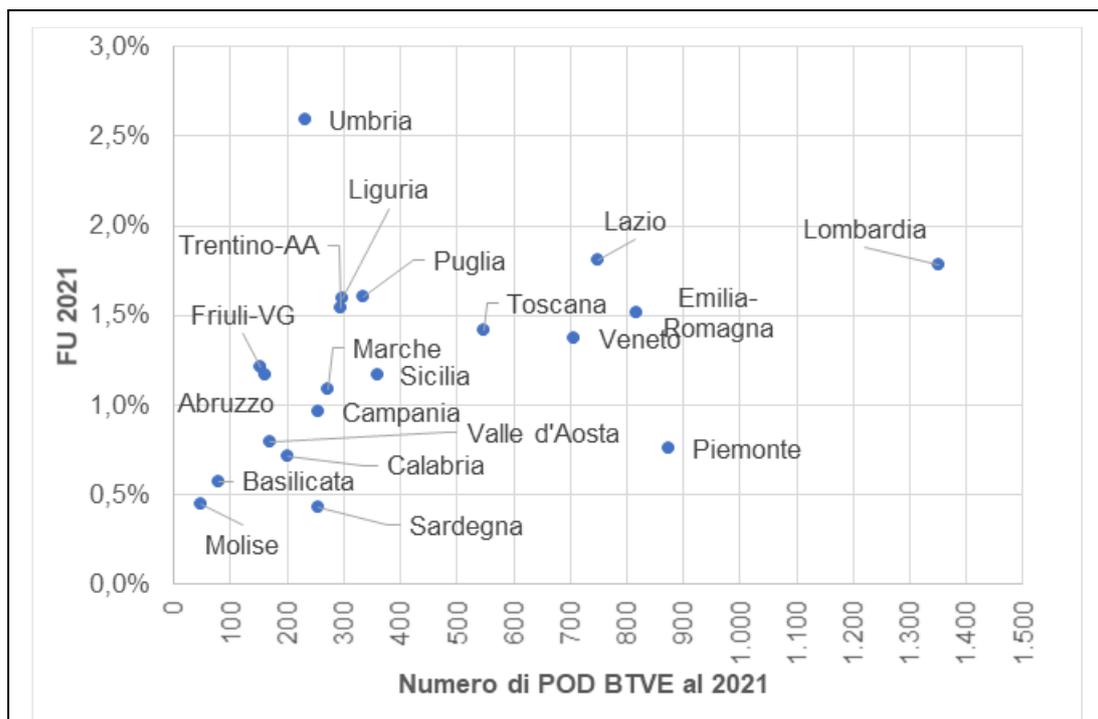


Figura 3.4 – Relazione tra numero di POD BTVE e loro fattore di utilizzo (FU) nel 2021 per ciascuna regione italiana

Tabella 3.6 – Distribuzione regionale dei POD BTVE e del loro grado di utilizzo

Regione	Numero di POD BTVE	Potenza media per POD [kW]	FU 2021
Abruzzo	161	33	1,2%
Basilicata	79	35	0,6%
Calabria	200	38	0,7%
Campania	255	41	1,0%
Emilia-Romagna	818	37	1,5%
Friuli-Venezia Giulia	153	38	1,2%
Lazio	749	44	1,8%
Liguria	299	40	1,6%
Lombardia	1.352	41	1,8%
Marche	272	39	1,1%
Molise	49	37	0,4%
Piemonte	873	41	0,8%
Puglia	334	37	1,6%
Sardegna	254	51	0,4%
Sicilia	361	42	1,2%
Toscana	548	42	1,4%
Trentino-Alto Adige	295	47	1,5%
Umbria	231	33	2,6%
Valle d'Aosta	169	40	0,8%
Veneto	706	35	1,4%
Totale complessivo	8.158	40	1,4%

Ripartizione dei prelievi tra fasce orarie

Particolarmente interessante è studiare quale sia la ripartizione dei prelievi per ricarica tra le fasce orarie. Tale valutazione può essere compiuta solo per una parte dei POD BTVE, quelli i cui prelievi sono rilevati per fasce orarie: si tratta di un campione molto significativo, perché composto dal 6.323 POD (pari al 78% del totale) ai quali, nel 2021, è corrisposto il 53% dell'energia prelevata.

La seguente Figura 3.5 mostra come sia evoluta nel corso degli anni la ripartizione percentuale dei prelievi tra le tre fasce orarie. Si evidenzia come il peso della fascia F2 sia rimasto sostanzialmente costante (compreso tra il 24% e il 27%), mentre nel corso degli ultimi 4 anni sia lentamente cresciuto il peso della fascia diurna F1 a scapito di quella notturna/festiva F3 che, in ogni caso, raccoglie almeno il 32% dell'energia ricaricata annualmente sui veicoli. Quest'ultimo risultato appare inaspettato per infrastrutture di ricarica in luoghi accessibili al pubblico e merita di essere ulteriormente approfondito. La Figura 3.6 consente di studiarne la variabilità tra classi di potenza con specifico riferimento all'anno 2021, evidenziando come solo nelle stazioni *Fast* e soprattutto *Ultra-fast* i prelievi in F3 scendano al 20%.

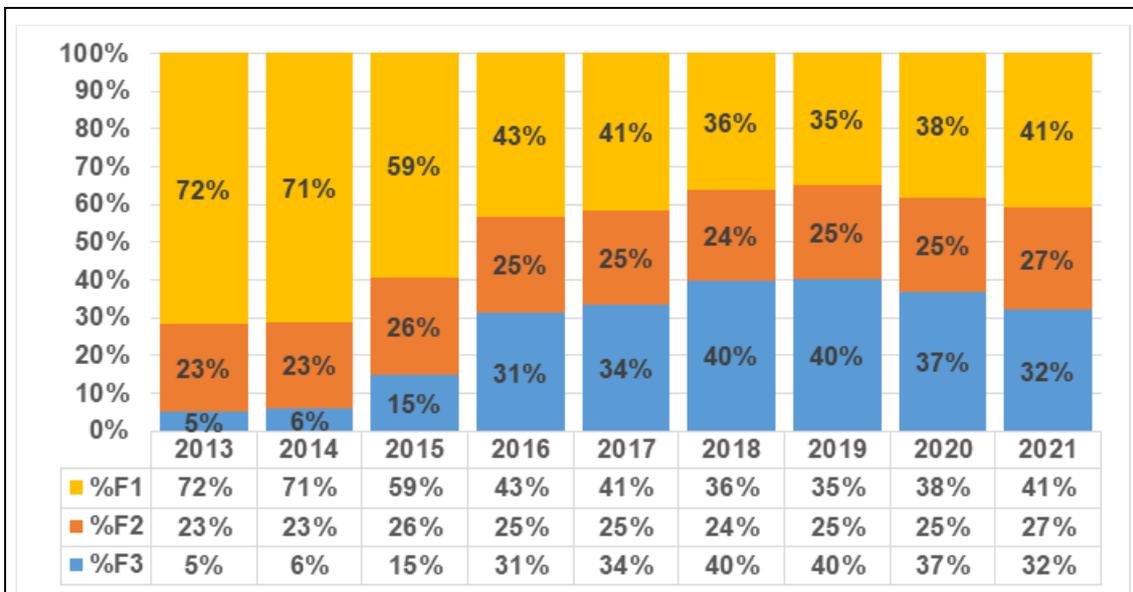


Figura 3.5 – Ripartizione tra le fasce orarie dei prelievi di energia da POD BTVE

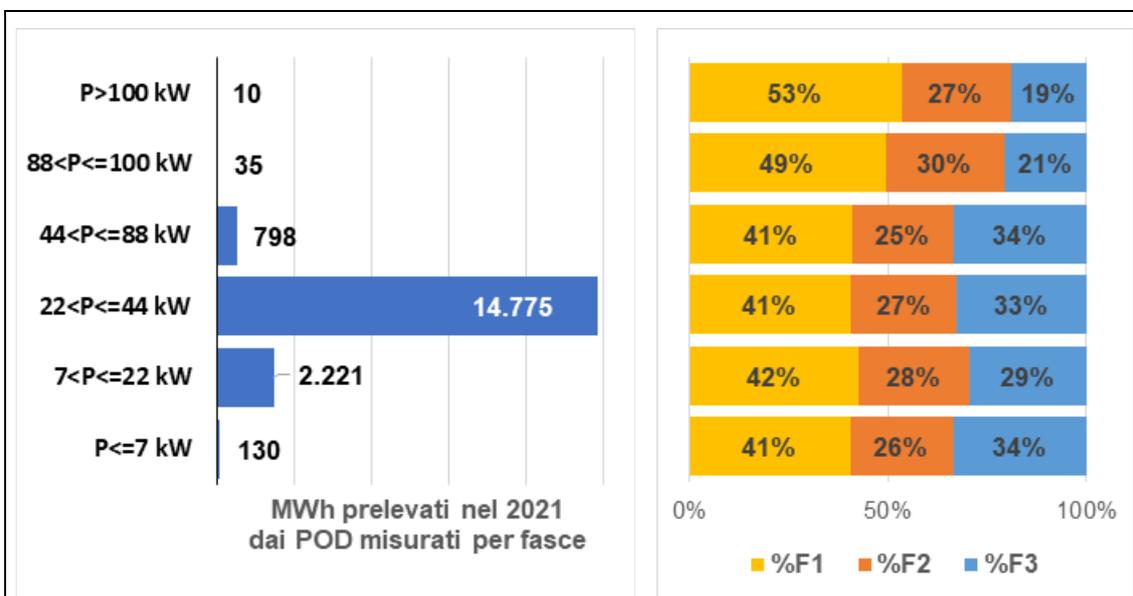


Figura 3.6 – Energia prelevata nel 2021 da POD BTVE (suddivisi per classi di potenza) e ripartizione tra le fasce orarie

4. PRINCIPALI CARATTERISTICHE TECNICHE DEI VEICOLI ELETTRICI

Introduzione

I dati analizzati nel presente documento sono frutto di una ricognizione svolta nell'ambito dei focus group sulla mobilità elettrica condotti nel 2020, mirata alla caratterizzazione tecnico-economica dei modelli di veicoli attualmente in commercio (acquistabili nel 2020); le informazioni sono state raccolte da ARERA e da RSE, contattando le case automobilistiche tramite l'intermediazione operata da alcune delle associazioni partecipanti ai Focus group (in particolare ANFIA, Motus-E e UNRAE);

La raccolta dei dati è avvenuta fornendo alle case automobilistiche un file Excel contenente la struttura di un tracciato record standard e chiedendo loro di compilarlo per tutte le tipologie di veicoli di loro produzione (un record per ogni modello/allestimento); è stato possibile ottenere la compilazione del modulo di raccolta dati da parte delle seguenti 24 case costruttrici: AUDI, BMW, CITROEN, DS, FIAT, FORD, HONDA, HYUNDAI, JAGUAR, JEEP, JEEP, KIA, LAND ROVER, MAZDA, MERCEDES-BENZ, MINI, NISSAN, PORSCHE, RENAULT, SKODA, SMART, TESLA, TOYOTA, VOLKSWAGEN, VOLVO.

Caratterizzazione del campione analizzato

Complessivamente, le case costruttrici appena citate hanno fornito informazioni di dettaglio relative a 270 modelli di veicoli, la cui ripartizione in categorie e in anni di inizio della produzione è mostrata in Tabella 4.1.

Tabella 4.1 – Numero di modelli di veicoli per i quali sono stati raccolti dati, ripartiti in base alla categoria e all'anno di inizio della produzione

Categoria di veicolo	anno inizio produzione			TOTALE
	1995-2016	2017-2020	futuri	
quadricicli (L6-L7)	4	0	0	4
autoveicoli (M1)	12	202	0	214
veicoli commerciali (N1)	5	32	15	52
TOTALE	21	234	15	270

Sulla base degli obiettivi definiti per la presente analisi, oltre che della qualità e completezza dei dati raccolti, si è ritenuto preferibile concentrare l'analisi solamente sugli autoveicoli (categoria M1) e, in particolare, su quelli la cui produzione sia iniziata non prima del 2017, poiché – salvo 5 eccezioni – i modelli commercializzati fino al 2016 o sono stati poi rimpiazzati da modelli aggiornati oppure presentavano caratteristiche tecniche non comparabili con quelle dei modelli più recenti. Applicando questi criteri di selezione, è stato quindi possibile delimitare un campione composto da **207 modelli di**

autoveicoli elettrici (sia BEV che PHEV) che possono essere ritenuti sufficientemente omogenei da consentirne un'analisi comparativa.

La seguente Figura 4.1 mostra la ripartizione dei 207 modelli/allestimenti di autoveicoli (categoria M1) censiti e ripartiti tra i segmenti commerciali comunemente utilizzati per classificare questa categoria di veicoli, etichettati con lettere da A ad F; i segmenti A e B sono stati trattati unitariamente, così come i segmenti E ed F, in ragione della loro parziale sovrapposizione e della conseguente difficoltà di distinguere in attribuire univocamente alcuni modelli d'auto all'uno o all'altro dei due segmenti.

Numero di modelli/allestimenti

BEV	Segmenti commerciali	PHEV
21	A/B	16
22	C	29
17	D	48
11	E/F	43
71	TOTALE	136

Figura 4.1 – Numero di modelli/allestimenti di auto elettriche analizzate, ripartiti per segmento commerciale e per tipologia di alimentazione

Si può facilmente osservare come, in termini di numero di modelli/allestimenti, il mercato presentasse nel 2020 un'offerta di PHEV doppia rispetto a quella di BEV e come, per ciascuno di questi due tipi di alimentazione, l'offerta fosse più concentrata rispettivamente sulle auto di taglia medio-grande (segmenti D, E, F) per le PHEV e di taglia medio-piccola (segmenti A, B, C) per le BEV (cfr. Tabella 4.2).

Tabella 4.2 – Ripartizione percentuale dei modelli di veicoli analizzati, in base al tipo di alimentazione e al segmento commerciale di appartenenza.

Segmento \ Alimentazione	BEV	PHEV	Totale
A/B/C	61%	33%	43%
D/E/F	39%	67%	57%
TOTALI	100%	100%	100%

La classificazione in segmenti commerciali, consolidata da tempo nell'ambito di questo settore industriale, risulta funzionale all'intento di analizzare veicoli di tipologia e dimensioni tra loro omogenei (la classificazione viene tipicamente compiuta in funzione della lunghezza e del numero di volumi) e ai quali sia anche possibile associare modalità di utilizzo simili (numero di km mediamente percorsi in un anno, tipo di tracciati stradali percorsi, ecc.).

Batterie, autonomia e consumi chilometrici

L'autonomia dei veicoli elettrici ha da sempre rappresentato uno degli aspetti di maggiore interesse per gli automobilisti e di attenzione per i costruttori. Le tre figure seguenti consentono di confrontare le prestazioni tipiche delle auto *full-electric* e di quelle ibride *plug-in* con riferimento a:

- Capacità della batteria (in kWh);
- Autonomia con solo motore elettrico (km percorribili con una ricarica completa);
- Consumo chilometrico di energia elettrica (kWh/100 km).

In merito a questi tre parametri è bene osservare che, mentre la capacità della batteria rappresenta un dato sufficientemente stabile e misurabile in modo oggettivo, il secondo e il terzo parametro sono inevitabilmente soggetti ad una estrema variabilità, che non può venire eliminata neanche facendo riferimento ad un ciclo di prova standard quale il WLTP (*Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure*, che definisce tempi, distanze, velocità, ecc.); l'autonomia chilometrica è, infatti, molto influenzata sia da fattori esterni (la temperatura dell'ambiente, le pendenze della strada, ecc.) sia da alcuni fattori di configurazione del veicolo, quali ad es. il tipo di pneumatici montati e il carico a bordo. A tale proposito, è bene evidenziare come alcune case costruttrici abbiano risposto fornendo un intervallo di valori per autonomia e consumo chilometrico; in tali casi le elaborazioni sono state compiute sulla base del valore medio dell'intervallo.

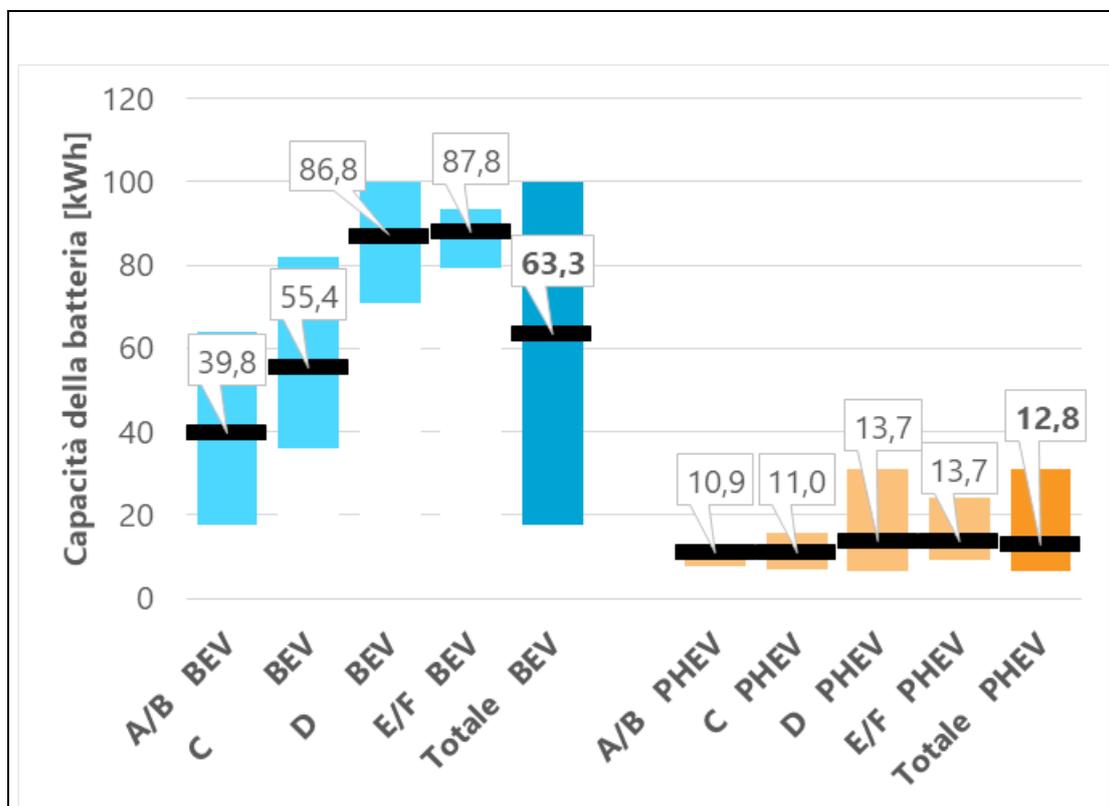


Figura 4.2 – Capacità (kWh) delle batterie montate a bordo delle auto elettriche analizzate: valori minimi, medi e massimi per ogni segmento commerciale e per tipologia di alimentazione (cfr. Figura 4.1 per la numerosità di ciascun gruppo)

Coerentemente con i parametri tipici che caratterizzano ogni segmento commerciale, la **capacità della batteria** risulta gradualmente crescente passando dai segmenti di utilitarie/city-car ai segmenti delle auto via via più grandi; tale *trend* è particolarmente evidente per le auto BEV (capacità crescenti da 40 a 88 kWh), mentre per le PHEV le variazioni sono molto più contenute (capacità crescenti tra 11 e 14 kWh). È inoltre molto evidente la differenza nella capacità delle batterie delle auto PHEV rispetto alle BEV, poiché le prime risultano tra 4 e 5 volte più piccole rispetto alle seconde (13 kWh medi vs 63 kWh medi).

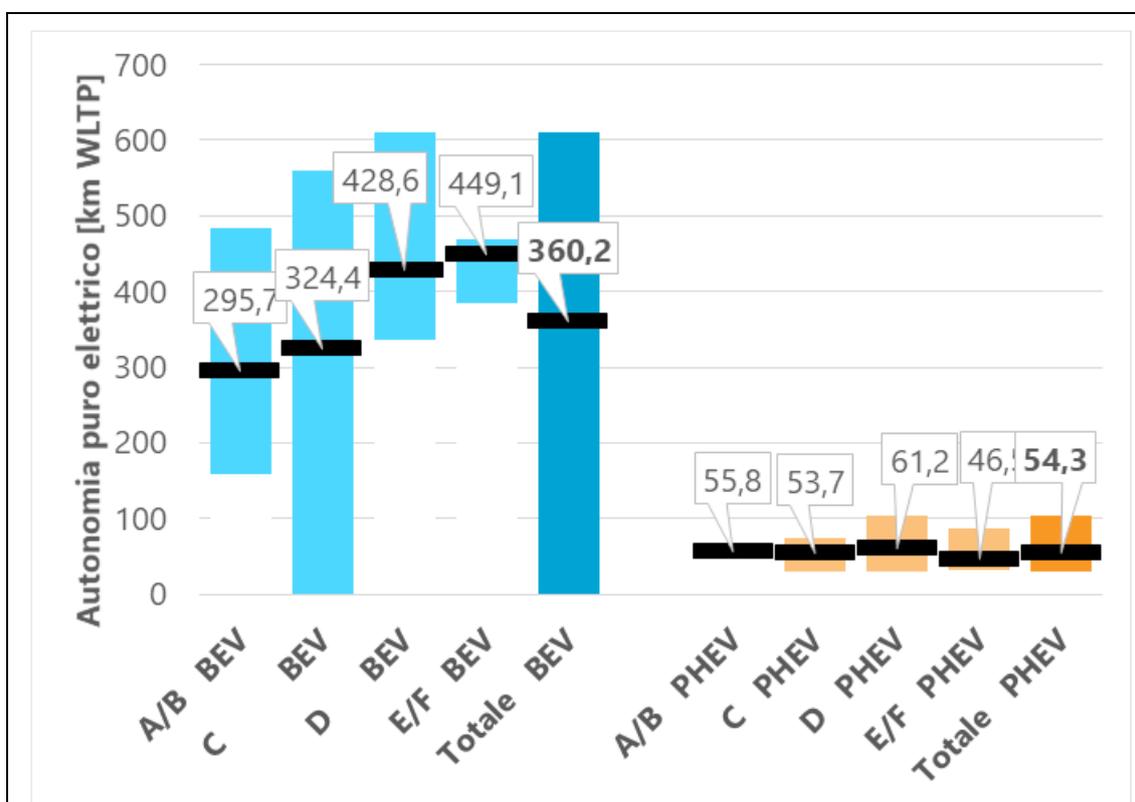


Figura 4.3 – Autonomia garantita dal solo motore elettrico (km WLTP): valori minimi, medi e massimi per ogni segmento commerciale e per tipologia di alimentazione (cfr. Figura 4.1 per la numerosità di ciascun gruppo)

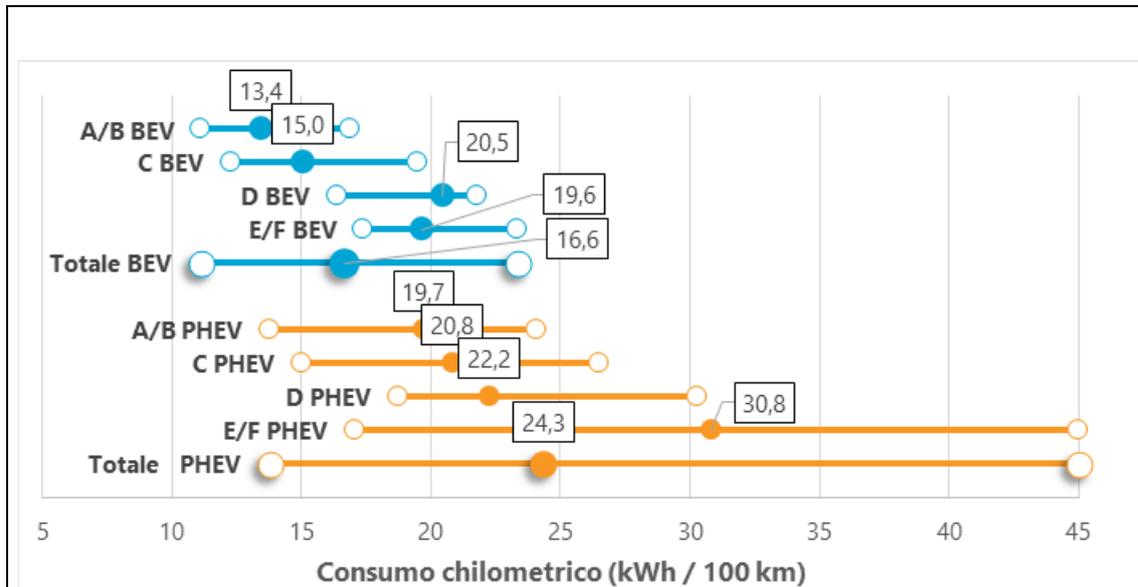


Figura 4.4 – Consumo chilometrico (kWh/100 km) delle auto elettriche analizzate: valori minimi, medi e massimi per ogni segmento commerciale e per tipologia di alimentazione (cfr. Figura 4.1 per la numerosità di ciascun gruppo)

Per quanto riguarda il **consumo elettrico chilometrico** delle auto elettriche analizzate, è necessario evidenziare come per quasi la metà dei modelli PHEV (61 su 136) i costruttori non abbiano ritenuto di fornire tale dato; al fine di poter efficacemente confrontare le prestazioni di tutti i modelli analizzati, si è dunque proceduto a ricostruire tale dato a partire dalle informazioni relative a capacità della batteria e autonomia chilometrica WLTP.

Pur con le cautele appena esposte, i dati mostrati in Figura 4.4 consentono di trarre due conclusioni chiare:

- Il consumo chilometrico elettrico risulta fortemente influenzato dall'alimentazione, poiché quello delle auto ibride *plug-in* risulta nettamente superiore a quello delle auto *full-electric* (circa +50% in termini medi);
- Il consumo chilometrico tende in ogni caso ad aumentare con la dimensione dell'auto⁸⁷:
 - Per le BEV si può variare da valori medi minimi di 13-15 kWh/100 km (=7 km/kWh) per i modelli nei segmenti A, B e C, fino a valori medi massimi intorno a 20 kWh/100 km (=5 km/kWh) nei segmenti D, E ed F;
 - Per le PHEV si varia da valori medi minimi di circa 20 kWh/100 km (=5 km/kWh) per i modelli nei segmenti A, B e C, fino a valori medi massimi intorno a circa 25-26 kWh/100 km (=4 km/kWh) nei segmenti D, E ed F⁸⁸.

⁸⁷ E malgrado una piccola anomalia mostrata dai dati relativi al segmento D-BEV

⁸⁸ Fatta eccezione per un modello del segmento F che arriva a toccare i 40-45 kWh/100 km.

Modalità e potenze di ricarica

Al fine di valutare le possibili interazioni tra le auto elettriche e la rete elettrica, la capacità della batteria non rappresenta l'unico parametro rilevante: particolare interesse ricopre la potenza massima a cui ciascun modello di veicolo può prelevare energia dalla rete a fini di ricarica; tale valore massimo dipende dalla dotazione tecnologica dell'auto (tipo di caricatore), oltre che dal tipo di dispositivo di ricarica a cui viene collegato.

È innanzitutto importante osservare come tutte le auto elettriche considerate possano venire ricaricate in corrente alternata (AC), mentre solo una parte di queste risulti abilitata alla ricarica in corrente continua (DC): il 95% delle BEV e solo il 16% delle PHEV.

In maggior dettaglio, per quanto riguarda la **ricarica in AC** (cfr. Tabelle 4.3 e 4.4):

per le auto BEV

- quasi un quarto dei modelli (22%) non è in grado di andare oltre la ricarica lenta (non più di 7,4 kW);
- la larga maggioranza dei modelli (2 auto su 3) può arrivare fino ad un massimo di 11 kW;
- solo il 12% (circa 1 modello su 8) può sfruttare a pieno una ricarica accelerata da 22 kW e si tratta di soli 8 modelli/allestimenti d'auto (si tratta in effetti di soli 3 modelli con diversi allestimenti), rientranti nel solo segmento A/B;

per le auto PHEV

- la ricarica lenta rappresenta l'unica possibile per tutti i modelli, ad eccezione di uno solo nel segmento D;
- metà dei modelli, anzi, non è in grado di superare i 3,7 kW.

Tabella 4.3 – Ripartizione percentuale dei modelli/allestimenti di auto **BEV** analizzati, in funzione della potenza massima di **ricarica in AC** e del segmento commerciale

Semento \ kW	6,6	7,2	7,4	11	22
A/B	4%	1,5%	0%	13%	12%
C	8%	1,5%	1%	23%	0%
D	0%	0%	1%	18%	0%
E/F	0%	0%	5%	12%	0%
Totali	12%	3%	7%	66%	12%

Nota: le percentuali sono calcolate con riferimento alla numerosità totale del campione (100% = 71 auto BEV)

Tabella 4.4 – Ripartizione percentuale dei modelli/allestimenti di **PHEV** analizzati, in funzione della potenza massima di **ricarica in AC** e del segmento commerciale

Semento \ kW	3,3-3,7	6,6	7,4	11
A/B	12%	0%	0%	0%
C	15%	4%	3%	0%
D	13%	0%	21%	1%
E/F	10%	0%	21%	0%
Totali	50%	4%	45%	1%

Nota: le percentuali sono calcolate con riferimento alla numerosità totale del campione (100% = 136 auto PHEV)

Per quanto riguarda, invece, la **ricarica in DC** (cfr. Tabelle 4.5 e 4.6):

per le auto BEV

- solo il 4% dei modelli (tutti concentrati nel segmento A/B) non è abilitato alla ricarica in DC; si tratta, in particolare, dei medesimi modelli che in AC possono ricaricare fino a 22 kW;
- circa il 28% dei modelli (tutti concentrati nei segmenti A, B e C) è limitato alla ricarica veloce, non potendo superare i 50 kW;
- 2 modelli su 3 (il 68%) possono dunque approfittare di ricariche ultra-veloci, tuttavia:
 - o un terzo del totale è limitato a 85 o 100 kW,
 - o un altro terzo si può spingere fino a valori massimi compresi tra 110 e 150 kW;
 - o solo il 4% dei modelli (tutti concentrati nel segmento di lusso E/F) è in grado di ricaricare a potenze superiori, fino a un massimo di 270 kW;

per le auto PHEV

- più di 4 modelli su 5 non sono in grado di ricaricare in corrente continua;
- tra i modelli abilitati alla ricarica in DC, 3 su 4 sono in ogni caso limitati a 32 kW.

Tabella 4.5 – Ripartizione percentuale dei modelli/allestimenti di auto **BEV** analizzati, in funzione della potenza massima di **ricarica in DC** e del segmento commerciale

Semento \ kW	N.D.	40-50	85-100	110-120-150	270
A/B	4%	20%	6%	0%	0%
C	0%	8%	18%	6%	0%
D	0%	0%	0%	24%	0%
E/F	0%	0%	8%	2%	4%
Totali	4%	28%	32%	32%	4%

Nota: le percentuali sono calcolate con riferimento alla numerosità totale del campione (100% = 71 auto BEV)

Tabella 4.6 – Ripartizione percentuale dei modelli/allestimenti di auto **PHEV** analizzati, in funzione della potenza massima di **ricarica in DC** e del segmento commerciale

Semento \ kW	N.A.	24	32	40	60	100
A/B	12%	0%	0%	0%	0%	0%
C	20%	1%	0%	1%	0%	0%
D	21%	0%	11%	0%	1%	1%
E/F	28%	0%	4%	0%	0%	0%
Totali	81%	1%	15%	1%	1%	1%

Nota: le percentuali sono calcolate con riferimento alla numerosità totale del campione (100% = 136 auto PHEV)

È altresì importante analizzare i medesimi dati anche in forma aggregata, guardando congiuntamente a tutti i 207 modelli/allestimenti d'auto, per evidenziare quanti di questi siano in grado di ricaricare nelle diverse “fasce di potenza” (ricarica lenta e accelerata, erogabile in AC, o ricarica veloce e ultra-veloce, erogabile in DC).

A tal fine, le Figure 4.5 e 4.6 mostrano la distribuzione tra le fasce di potenza del numero di modelli analizzati, BEV e PHEV, senza distinguere né tra segmenti commerciali né tra ricarica in AC o DC⁸⁹, mettendo in evidenza alcuni risultati importanti:

- più della metà dei modelli di veicoli (110 su 207, pari al 53%) è in grado di effettuare solo ricariche lente e pochissimi in più possono beneficiare della ricarica accelerata (3 modelli raggiungono i 22 kW);
- un ulteriore 21% dei modelli (43 su 207) riesce a sfruttare a pieno la ricarica veloce (cioè fino a 50 kW) e quindi solo il rimanente 25% dei modelli (51 su 207) è in grado di sfruttare la ricarica ultra-veloce; di questi, solo 3 modelli possono arrivare fino a 270 kW di potenza massima, mentre tutti gli altri non superano mai i 150 kW.

Per quanto riguarda le BEV, inoltre, il prezzo di vendita risulta molto influenzato da questo parametro: i veicoli con potenza di ricarica fino 100 kW costano più del doppio di quelli limitati a 22 kW e quelli con ricarica fino a 270 costano 6 volte di più.

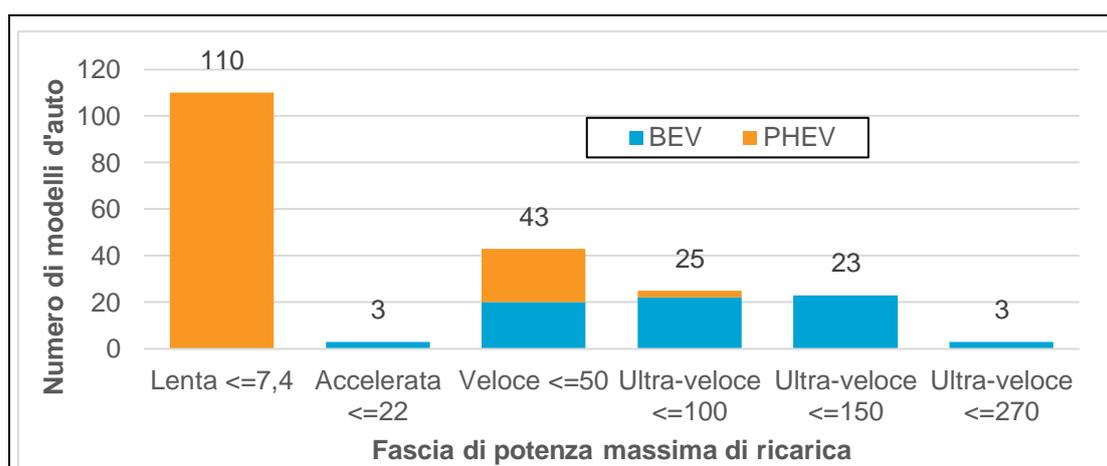


Figura 4.5 – Distribuzione tra le fasce di potenza massima di ricarica (in AC o DC) del numero di modelli analizzati (BEV e PHEV)

⁸⁹ Un modello d'auto che sia, ad esempio, limitato a 11 kW in AC ma possa arrivare fino a 100 kW in DC, viene qui analizzato in base alla sola potenza massima di 100 kW, diversamente da quanto fatto nelle Tabelle da 4.3 a 4.6

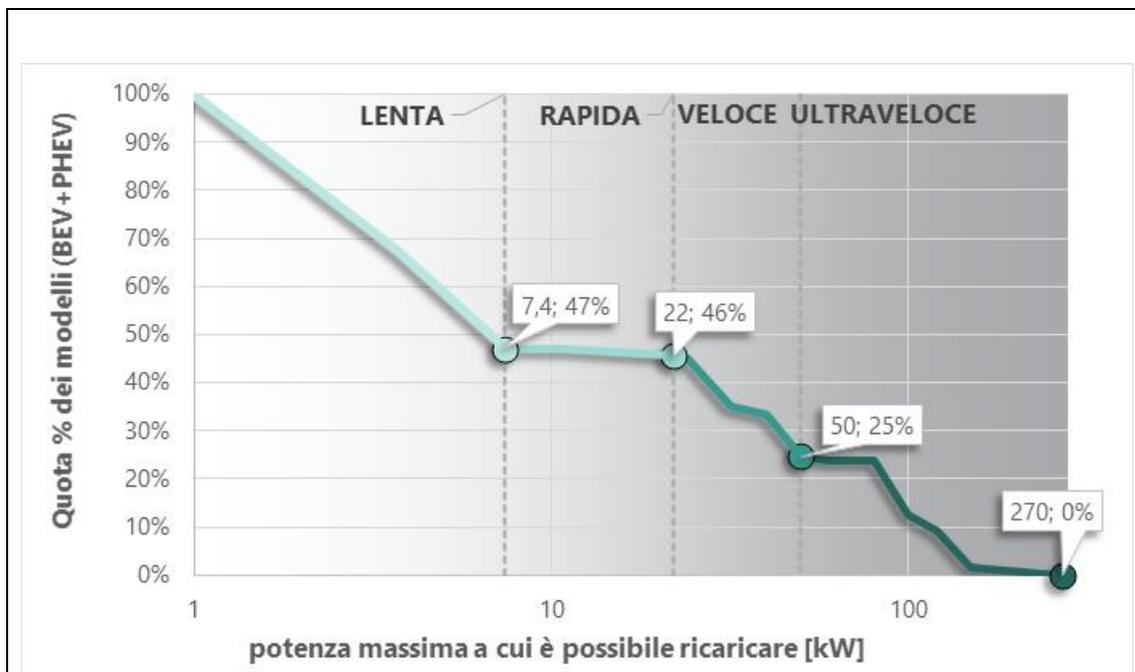


Figura 4.6 – Curva monotona decrescente del numero di modelli/allestimenti d'auto (BEV e PHEV) che possono ricaricare a potenze gradualmente crescenti; le percentuali indicano la quota del campione di modelli che è in grado di ricaricare a potenze superiori di quelle indicate

Quali evoluzioni tecnologiche ci si può attendere per i prossimi 8-10 anni? A fronte del medesimo obiettivo, cioè ridurre il tempo necessario per fornire al veicolo una

- la capacità di ricaricare ad alta potenza potrebbe venire estesa anche ai segmenti di auto più piccoli e più venduti (A e B) oppure,
- proprio per le auto piccole potrebbe diffondersi il ricorso a soluzioni di *battery swap*⁹⁰ (che offrirebbero velocità di ricarica pari o superiori a quelle di un punto di ricarica *ultra-fast*⁹¹) oppure
- potrebbe venire fortemente migliorata l'efficienza dei veicoli in modo tale che, a parità di potenza e di durata della sosta per ricarica, aumenti il numero di km percorribili⁹².

⁹⁰ Secondo notizie pubblicate nell'ultimo anno dalle testate specializzate, sarebbero ormai diverse le imprese cinesi (NIO, CATL, GAC, Geely) che hanno sviluppato soluzioni di *battery swap*; inoltre, tale soluzione non sarebbe dedicata esclusivamente ai veicoli più piccoli e con batterie leggere (come il un quadriciclo elettrico recentemente introdotto in Italia per servizi di *car sharing* urbano), ma anche per auto dei segmenti superiori (come un SUV di costruzione cinese, per il quale è stata anche realizzata una stazione di *battery swap* in Norvegia).

⁹¹ Ad esempio, i 5-6 minuti totali necessari per le operazioni di sostituzione delle batterie di un quadriciclo (la cui autonomia è stimata in 150 km) sono equivalenti o inferiori a quanto sarebbe necessario per garantire la stessa autonomia ad un'auto ricaricata a 350 kW.

⁹² Andrebbero in questa direzione, ad esempio, due progetti recentemente dichiarati come usciti dalla fase prototipale e pronti per la commercializzazione: Mercedes Vision EQXX e LightYear (*Solar Electric Vehicle*).

Conclusioni relative ai modelli di auto in commercio

I principali dati presentati nei precedenti paragrafi possono essere sintetizzati in modo schematico nelle tabelle seguenti.

Tabella 4.7 – Principali caratteristiche delle auto BEV ripartite per segmento commerciale

<i>Segmento</i>	<i>A/B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>E/F</i>
Rappresentatività nel campione	21/71 (30%)	22/71 (31%)	17/71 (24%)	11/71 (15%)
Capacità media batteria (kWh)	40	55	87	88
Autonomia puro elettrico (km WLTP)	296	324	429	449
Consumo chilometrico (kWh/100 km)	13,4	15	20,5	19,6
Potenza massima di ricarica in AC (kW)	22	11	11	11
Potenza massima di ricarica in DC (kW)	100	150	200	270

Tabella 4.8 – Principali caratteristiche delle auto PHEV ripartite per segmento commerciale

<i>Segmento</i>	<i>A/B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>E/F</i>
Rappresentatività nel campione	16/136 (12%)	29/136 (21%)	48/136 (35%)	43/136 (32%)
Capacità media batteria (kWh)	11	11	14	14
Autonomia puro elettrico (km WLTP)	56	54	61	46
Consumo chilometrico (kWh/100 km)	19,7	20,8	22,2	30,8
Potenza massima di ricarica in AC (kW)	3,7	7,4	11	7,4
Potenza massima di ricarica in DC (kW)	n.d.	40	100	32

5. IL POSSIBILE RUOLO DEI SISTEMI DI ACCUMULO PER LA RICARICA FAST E ULTRA-FAST

5.1 Introduzione

Nell'ultimo anno si è fatta sempre più forte la domanda di punti di ricarica fast e soprattutto ultra-fast, anche sotto la spinta della trasformazione della Direttiva AFI nel Regolamento AFI (AFIR), di cui si è già parlato nel testo. Una tale rapida proliferazione di questo tipo di stazioni ad altissima potenza (ad es. 6 PdR da 350 kW per un impegno totale superiore a 2 MW) comporterebbe senz'altro la necessità di cospicui investimenti sulle reti elettriche di distribuzione, la cui attuale “*hosting capacity*” sarebbe oggi in pochi casi sufficiente per supportare questo tipo di nuove applicazioni, caratterizzate da una forte “impulsività” dei prelievi. Una piccola indagine effettuata nel 2020, già descritta nel Box X.T, ha mostrato come, in effetti, molte di queste stazioni non avessero effettivamente a disposizione una connessione di potenza pari a quella nominale complessiva di tutti i punti di ricarica, probabilmente in considerazione sia dello scarso numero di veicoli allora circolanti e in grado di sfruttare a pieno le potenzialità di tali colonnine sia della possibilità di applicare logiche di *load-balancing* in grado di smorzare l'intensità dei prelievi nel caso sfortunato di effettivo utilizzo contemporaneo di tutti i punti di ricarica.

È dunque possibile che la crescita della *hosting capacity* richiesta alle reti elettriche possa essere più lenta di quella invece prevista (ad esempio dall'AFIR) per l'installazione di stazioni di ricarica *ultra-fast* sulle strade italiane, ma è in ogni caso importante valutare fin d'ora se sia opportuno che la regolazione intervenga per introdurre segnali che spingano verso uno sviluppo più razionale di queste infrastrutture, anche alla luce del continuo sviluppo delle tecnologie di stoccaggio elettrochimico e di ricarica.

Si ritiene dunque interessante valutare quanto l'attuale struttura tariffaria (relativa a servizi di rete e a oneri generali di sistema) possa essere da sola in grado di stimolare il ricorso all'installazione di stazioni di ricarica integrato con SdA, anche alla luce del progressivo abbassamento dei costi dei sistemi di stoccaggio (annualmente documentato dalle ricerche pubblicate da Bloomberg NEF)⁹³.

5.2 Studi, progetti pilota e iniziative commerciali

Già nel 2017, nell'ambito del Libro Bianco 2.0 sui sistemi di accumulo elettrochimico predisposto da ANIE ed RSE [2], era stato analizzato il caso di un'impresa che valutasse l'investimento in un sistema di accumulo (SdA) in grado di supportare (con finalità di *peak shaving*) la propria connessione in MT per erogare ricarica *fast* alla propria flotta di veicoli aziendali. Analizzando molti diversi scenari ed assumendo un costo medio dello SdA di 450 €/kWh, le conclusioni erano state le seguenti: “*nello scenario in cui la ricarica può essere effettuata in un arco di tempo massimo di un'ora, l'acquisto e*

⁹³ <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-to-an-average-of-132-kwh-but-rising-commodity-prices-start-to-bite/>

installazione del SdA ha un VAN a 20 anni sempre positivo e in un caso si ha un tempo di rientro dell'investimento di 5 anni. In generale, l'investimento può risultare conveniente nelle situazioni in cui si ha un picco di potenza molto elevato rispetto alla potenza base e concentrato in un periodo di tempo limitato, perché ciò permette di ridurre la taglia in energia del SdA limitandone il costo. Questo è possibile utilizzando tecnologie di accumulo che possano garantire buone prestazioni in potenza, come ad esempio le batterie litio-ioni". Questi risultati sono stati ottenuti assumendo di utilizzare il SdA esclusivamente per l'applicazione specifica di *peak shaving*, ma sarebbe stato possibile estendere l'analisi aggiungendo scenari in cui il sistema si trovasse a svolgere anche altre tipologie di applicazioni, come ad esempio funzioni da UPS, compensazione del reattivo, *time shift* o autoconsumo in presenza di generazione da fotovoltaico, in modo da massimizzarne lo sfruttamento e permettere di ridurre il tempo di ritorno dell'investimento nei casi in cui è risultato superiore ai 10 anni.

Nel 2018 McKinsey [3] aveva posto l'attenzione su quanto la spesa annua tariffaria pagata dalle stazioni di ricarica ultra-fast per i picchi di potenza prelevata dalle reti ("*demand charges*") potesse arrivare a rappresentare la voce di costo energetico nettamente predominante per l'erogazione del servizio. Un ulteriore studio nel 2020 [7] aveva evidenziato come "*EV charging stations with battery storage systems can make EV charging more cost effective by drawing energy from the grid during low-demand periods and releasing power to charge EVs during peak-demand periods*".

Dal 2020 ad oggi sono andante diffondendosi notizie relative a diverse iniziative, pilota o già commerciali, legate alla realizzazione - da parte di case automobilistiche, CPO o sviluppatori di tecnologia - di dispositivi di ricarica con integrato un sistema di accumulo, in grado di rendere il dispositivo completamente mobile (cioè in configurazione *stand-alone o off-grid*) oppure di ridurre drasticamente il fabbisogno di potenza richiesta alla rete; in alcuni casi particolarmente interessanti, il SdA viene realizzato sfruttando la seconda vita di pacchi batteria non più sufficientemente prestanti per continuare ad operare su un veicolo. Ad esempio, si segnalano i seguenti progetti pilota: sistemi robotizzati mobili dotati di SdA da 25 kWh e in grado di ricaricare a potenza massima di 50 kW [10], stazioni di ricarica mobili basate su un sistema d'accumulo da 360 kWh e in grado di ricaricare fino ad una potenza massima di 100 kW [5], stazione di ricarica *stand-alone* con 12 prese da 120 kW ciascuna [9], camion equipaggiato con un SdA da 2,1 MWh in grado di ricaricare contemporaneamente e alla massima potenza 10 *supercar* (per una potenza richiesta totale di 3,2 MW) [8], stazione di ricarica fissa da 50 kW con una connessione alla rete elettrica da soli 15 kW e integrazione con pacchi di batterie dismesse dagli autobus elettrici [12].

Ancora più interessanti sono le iniziative già industrializzate e in fase di commercializzazione, quali le seguenti: stazione di ricarica in grado di erogare 160 kW a 2 veicoli o 320 kW a uno solo, a partire da una connessione con la rete da 50 kW, sfruttando un SdA da 80 kWh, servizio di ricarica mobile fast o ultra-fast basato su VAN che trasportano pacchi batteria (130 kWh in grado di erogare oltre 100 kW); stazioni di ricarica mobili, in grado di erogare oltre 100 kW solo grazie a SdA da 200 kWh.

5.3 I vantaggi economici di queste soluzioni

Dal 1 gennaio 2018 il sistema tariffario applicabile a tutte le utenze non domestiche (in bassa, media e alta tensione) è stato riformato a seguito di un articolato processo di consultazione e di interlocuzione con le istituzioni nazionali ed europee, al fine di risultare completamente conforme ai principi sanciti dalle linee guida europee sugli aiuti di stato.

Rispetto al preesistente sistema tariffario, quello attualmente vigente (relativo a servizi di rete e oneri generali di sistema) risulta dare un peso maggiore all'utilizzo della potenza; ne consegue che azioni tese a ridurre l'impegno di potenza possano risultare oggi più convenienti di quanto fossero in passato. A titolo esemplificativo, la tabella seguente illustra i valori dei corrispettivi tariffari trinomi vigenti nel corso dell'ultimo trimestre 2020, differenziati in funzione della potenza disponibile alla connessione e della tensione di connessione (BT o MT)⁹⁴.

Tipo di connessione alla rete elettrica	tipologia tariffaria	Servizi di rete e oneri generali		
		€/punto/anno	€/kW/anno	€/kWh
BT con Pdisp>33 kW	BTA6	50,72	59,98	0,0560
MT con Pdisp<100 kW	MTA1	1.381,09	66,88	0,0540
MT con 100<Pdisp<=500 kW	MTA2	1.291,10	60,06	0,0539
MT con Pdisp>500 kW	MTA3	1.263,71	52,69	0,0538

In generale, quindi, la spesa tariffaria annua può essere valutata come la somma di tre addendi: $a + b * P + c * E$, dove

- a è il corrispettivo tariffario fisso per Rete e OGS [€/POD/anno];
- b è il corrispettivo tariffario in potenza per Rete e OGS [€/kW/anno];
- c è il corrispettivo tariffario in energia per Rete e OGS [€/kWh/anno];
- P è la potenza impegnata, cioè la massima prelevata mensilmente [kW]; si può in ogni caso ragionevolmente assumere che, per le situazioni qui considerate, la potenza impegnata coincida con la potenza disponibile alla connessione;
- E è l'energia prelevata in un anno [kWh].

Per valutare quanto potrebbe essere possibile risparmiare, in termini di spesa tariffaria, grazie all'integrazione nel sistema di ricarica di un sistema di accumulo, è necessario confrontare le spese corrispondenti a due configurazioni:

- caso 0 (ordinario), in cui la potenza prelevata dalla rete (P_{in}) coincide esattamente con la potenza erogata al veicolo (P_{out}), cioè $P_{out} = P_{in}$;
- caso 1 (con SdA), in cui la potenza prelevata dalla rete è inferiore rispetto a quella erogata al veicolo, perché una parte è fornita dal SdA, cioè $P_{out} > P_{in}$; nel caso dei sistemi *stand-alone*, la P_{in} risulta di fatto nulla⁹⁵.

⁹⁴ Corrispettivi relativi alle componenti MIS, DIS, TRAS, UC3, UC6, A_{sos}, A_{rim}

⁹⁵ Si assume che il SdA verrà ricaricato in altro luogo e a costi tariffari molto contenuti, anche tramite autoproduzione locale da FER oppure sfruttando un punto di connessione già esistente.

A parità di potenza erogata al veicolo (***P_{out}***), l'adozione di un sistema ricadente nel caso 1 anziché nel caso 0 consente un risparmio economico in termini di spesa tariffaria annua pari a:

$$\Delta\text{spesa} = (a_0 + b_0 * P_{out} + c_0 * E_0) - (a_1 + b_1 * P_{in} + c_1 * E_1) \quad (1)$$

I corrispettivi *a*, *b* e *c* vengono distinti tra il caso 0 e il caso 1 perché il loro valore può cambiare in funzione della potenza effettivamente disponibile alla connessione (in funzione delle tipologie contrattuali BTA6, MTA1, MTA2, MTA3).

L'energia prelevata nel caso 1 potrà essere maggiore dell'energia prelevata nel caso 0 solo per effetto dell'efficienza del sistema di accumulo (η) il cui valore è inferiore a 1: $E_1 = E_0 / \eta$. Il volume di energia prelevata dalla rete, E_0 , può altresì essere espresso in funzione del fattore percentuale di utilizzo del punto di ricarica, θ , cioè del rapporto tra il numero di ore equivalenti di utilizzo (a massima potenza P_{out}) e il numero totale di ore annue (8760): $E_0 = P_{out} * \theta * 8760$ ⁹⁶.

Infine, l'efficienza complessiva della soluzione impiantistica basata sull'integrazione di un SdA col sistema di ricarica può essere espressa in funzione della riduzione ottenibile in termini di potenza prelevata dalla rete:

$$v = (P_{out} - P_{in}) / P_{out} \text{ e quindi } P_{in} = P_{out} * (1 - v).$$

Applicando tali sostituzioni nella formula (1) si ottiene la seguente:

$$\begin{aligned} \Delta\text{spesa} &= (a_0 - a_1) + b_0 * P_{out} - b_1 * P_{in} + (P_{out} * \theta * 8760) * (c_0 - c_1 / \eta) \\ &= (a_0 - a_1) + P_{out} * [b_0 - b_1 * (1 - v) + \theta * 8760 * (c_0 - c_1 / \eta)] \end{aligned} \quad (2)$$

Nel caso particolare dei sistemi stand-alone ($P_{in}=0$) si può supporre che tutti gli SdA utilizzati in diversi punti di ricarica vengano ricaricati *off-site*, presso un punto di ricarica con caratteristiche ottimizzate per minimizzare la spesa (un *hub* di ricarica centralizzato), grazie al quale gli impatti economici della quota fissa e della quota potenza delle tariffe possano essere ritenuti trascurabili per ciascun PdR servito: *a₁* e *b₁* possono dunque essere assunti nulli e per *c₁* può essere assunto il valore minimo. In tal caso, dunque, l'espressione (2) si semplifica in:

$$\Delta\text{spesa} = a_0 + P_{out} * [b_0 + \theta * 8760 * (c_0 - c_1 / \eta)] \quad (3)$$

Un bilancio economico per questo tipo di applicazioni dovrebbe includere anche i costi logistici connessi al funzionamento del centro di ricarica e al trasporto del SdA tra il PdR e tale centro ma, per gli scopi di questa analisi, tali aspetti vengono trascurati.

Nella costruzione di un bilancio economico completo per questo tipo di soluzioni impiantistiche (di tipo 1 anziché di tipo 0), oltre alla semplice riduzione della spesa tariffaria annua (da valutare con le formule (2) e (3) sopra illustrate), dovrebbero essere inclusi anche i seguenti ulteriori vantaggi:

⁹⁶ Come mostrato in Appendice 3, finora i valori tipici del fattore di utilizzo sono stati compresi tra 1% e 2% e valori massimi del 4-5% sono stati raggiunti solo in casi particolarmente favorevoli quali quelli di ricariche offerte gratuitamente o quasi.

- a) **riduzione dei costi e dei tempi di connessione** del nuovo POD (soprattutto se consentisse connessione in BT anziché in MT); questi tempi e costi vengono completamente eliminati nel caso di impianti *stand-alone*;
- b) opportunità di conseguire **ricavi ulteriori** (rispetto alla semplice vendita del servizio di ricarica) **legati alla partecipazione ai mercati del dispacciamento** per erogazione di servizi di flessibilità;
- c) **possibile riduzione dei costi di acquisto dell'energia**, qualora la presenza del SdA consenta di spostare i prelievi dalla rete in fasce orarie in cui il PUN è più basso⁹⁷.

5.4 Applicazione a casi reali

Considerazioni generali

Per valutare l'applicabilità pratica ed i possibili risultati economici di un approccio quale quello descritto nei paragrafi precedenti, è necessario riuscire a selezionare SdA caratterizzati da prestazioni sufficienti (soprattutto in termini di potenza erogabile) e da costi complessivi per acquisto e installazione inferiori al risparmio conseguibile grazie alla riduzione delle spese tariffarie (e agli ulteriori vantaggi sopra menzionati).

La capacità del pacco batterie C dovrebbe, infine, essere sufficiente per consentire l'erogazione di una potenza pari alla differenza tra P_{out} e P_{in} e, preferibilmente, per fare in modo che il SdA non debba subire più di 1 ciclo giornaliero di scarica e carica, in modo tale da poter più facilmente concentrare la ricarica durante le ore caratterizzate da prezzi di mercato più bassi; quest'ultimo aspetto è naturalmente funzione del volume di traffico previsto per il punto di ricarica e, quindi, del fattore di utilizzo θ .

Ad ogni configurazione del sistema di ricarica (caratterizzata da P_{out} , P_{in} , C) è quindi utile associare due grandezze:

- un indice di prestazione minima richiesta alla batteria (espresso in cicli/h), pari al rapporto tra la potenza richiesta al SdA e la sua capacità ($= [P_{out} - P_{in}] / C$);⁹⁸
- un fattore di utilizzo “caratteristico” (espresso in %), valutato come il livello massimo di utilizzo che può essere richiesto al SdA per evitare che sia necessario più di un ciclo giornaliero di carica/scarica ($= C / [P_{out} - P_{in}] / 24$).

Si tratta di due grandezze tra loro intrinsecamente collegate (una è inversamente proporzionale all'altra) e che evidenziano come gli SdA con prestazioni migliori, cioè in grado di erogare le maggiori potenze a parità di capacità (1,38-2 cicli/h), sono normalmente di dimensioni minori e quindi adatti per soddisfare esigenze di utilizzo limitato (2-3%), mentre invece quelli con prestazioni meno spinte (eventualmente anche di “seconda vita”, caratterizzati da prestazioni non superiori a 0,5 cicli/h) possono essere

⁹⁷ I dati storici messi a disposizione dal GME mostrano, nel corso dell'ultimo anno, differenze di prezzo tra il PUN in F3 e il PUN registrato nelle fasce F1 o F2 comprese indicativamente tra 10 e 40 €/MWh: <https://www.mercatoelettrico.org/it/Statistiche/ME/PrezzoMedioFasce.aspx>

⁹⁸ Si tratta di un indice del tutto analogo al *C-rating* delle batterie, cioè ad una misura della corrente a cui viene caricata/scaricata una batteria. Ad esempio, una batteria della capacità massima di 10 Ah, se etichettata come “1C” è in grado di erogare una corrente di 10 A per 1 ora, mentre se etichettata come “0,5C” (normalmente meno costosa) è in grado di erogare una corrente di 5 A per 2 ore.

di dimensioni maggiori e quindi più adatti per installazioni in stazioni di ricarica a forte utilizzo (>15%).

La tabella e il grafico seguenti applicano queste valutazioni ad un insieme di casi le cui configurazioni sono state estrapolate dalla letteratura indicata in bibliografia. Possono essere definiti tre tipi di raggruppamenti:

- i sistemi con prestazioni inferiori (<0,5 cicli/h), come conn1 e offgrid1, hanno bisogno di capacità maggiori e, quindi, possono essere ricaricati poco frequentemente o garantire fattori di utilizzo elevati;
- i sistemi con prestazioni intermedie (tra 0,5 e 1 cicli/h), come conn3, offgrid2 e offgrid3, sono in grado di gestire bene fattori di utilizzo compresi tra il 5% e il 10-15%;
- i sistemi con prestazioni elevate (maggiori ai 1 ciclo/h), come conn2, offgrid4 e offgrid5, sono più adatti per punti di ricarica con fattori di utilizzo inferiori al 5%.

Tabella 5.1

Caso	P_{out} [kW]	P_{in} [kW]	Capacità C [kWh]	Efficienza complessiva ν [%] $=1-P_{in}/P_{out}$	prestazione richiesta al SdA [cicli/h] $=(P_{out}-P_{in})/C$	fattore di utilizzo caratteristico [%] $=C/24/(P_{out}-P_{in})$
conn1	50	15	250	70%	0,14	29,80%
offgrid1	100	0	360	100%	0,28	15,00%
offgrid2	100	0	200	100%	0,5	8,30%
conn3	210	60	233	71%	0,64	6,50%
offgrid3	100	0	130	100%	0,77	5,40%
conn2	160	50	80	69%	1,38	3,00%
offgrid4	3200	0	2100	100%	1,52	2,70%
offgrid5	50	0	25	100%	2	2,10%

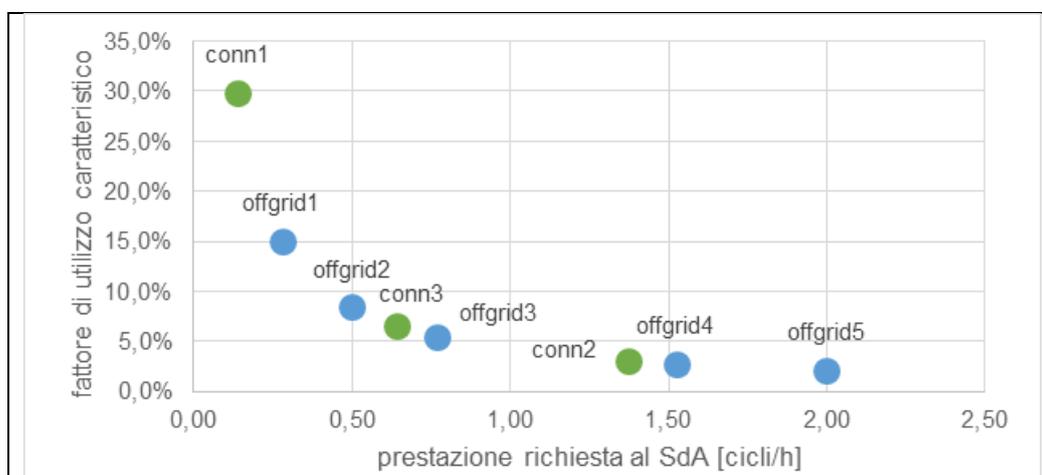


Figura 5.1

Simulazioni

Assumendo un valore medio di efficienza degli SdA ($\eta = 85\%$), è possibile calcolare, per ciascuno dei casi sopra descritti, quale sarebbe il risparmio tariffario annuale conseguibile (Δ spesa annuo) rispetto ad un punto di ricarica “standard” (casi 0) in grado di erogare la medesima potenza P_{out} . Da qui, in base ad una durata media della vita tecnica caratteristica di queste infrastrutture (es. 10 anni), è possibile calcolare il **risparmio totale unitario** (cioè lungo tutta la vita utile e per unità di capacità del SdA); confrontando tale risparmio con il CAPEX unitario (in €/kWh) necessario per acquisto e installazione di un SdA⁹⁹, si possono ottenere informazioni utili per stimare la convenienza dell’investimento.

La figura seguente mostra i valori di risparmio totale unitario calcolati per ciascuno dei casi considerati e parametrati alle prestazioni (C -rating) della batteria; il grafico mostra sia quanto i risultati varino al variare dei corrispettivi tariffari (in particolare quelli per OGS, in due diversi trimestri distanti un anno tra loro) sia quale sia il margine di incertezza al variare del numero di ricariche effettuate (fattori di utilizzo del PdR variabili tra 2% e 15%).

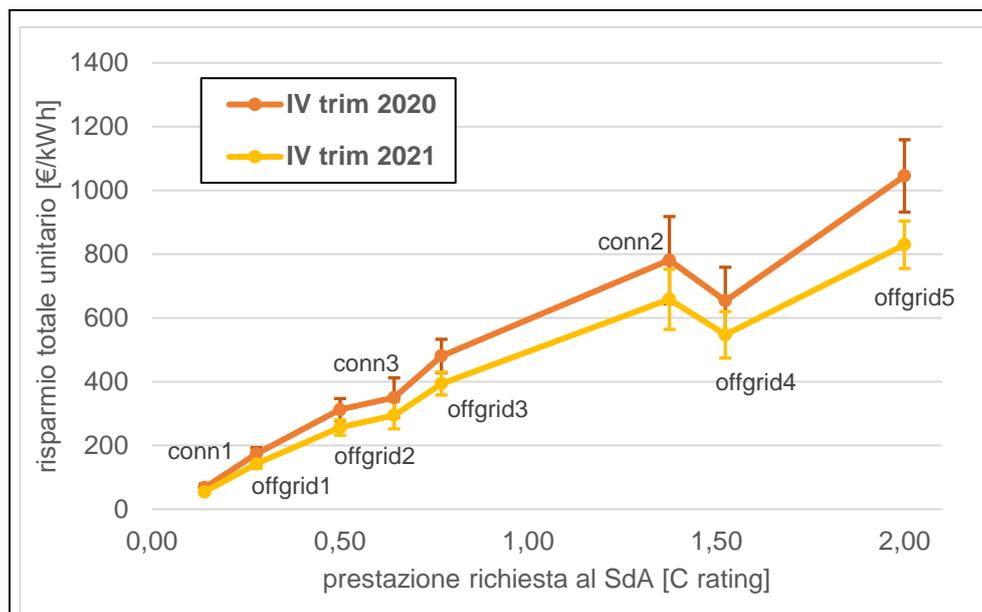


Figura 5.2

È interessante osservare sia il *trend* di questi valori (crescenti al crescere del C -rating) sia il loro valore assoluto, che in molti casi risulta dello stesso ordine di grandezza del costo unitario di una batteria con quelle prestazioni.

⁹⁹ Tale valore dovrebbe essere calcolato dividendo per la capacità del SdA la differenza di CAPEX necessaria per installare una SdR di tipo 1 anziché una di tipo 0 con la medesima potenza erogata (P_{out}).

5.5 Conclusioni

L'integrazione di sistemi di accumulo (SdA) all'interno di stazioni di ricarica per veicoli elettrici (SdR) può presentare molti vantaggi in termini di efficace ed efficiente sinergia con le reti elettriche sia per la minore richiesta di potenza (nulla nel caso di sistemi *off-grid*) sia per la possibilità di erogare servizi di flessibilità (nel caso di sistemi connessi). Tuttavia, l'investimento necessario per installare SdR con SdA (prodotti che da poco si affacciano al mercato) è ancora nettamente più alto rispetto a quello necessario per installare una SdR ordinaria.

L'analisi sviluppata in questo documento ha consentito di stimare l'entità dei risparmi economici conseguibili grazie alla minore spesa annua che una SdR con SdA dovrebbe sostenere rispetto ad una SdR ordinaria di pari potenza nominale, solo con riferimento alle componenti "trasporto e gestione del contatore" e "oneri generali di sistema" della bolletta elettrica. Pur trattandosi di un'analisi economica semplificata, i risultati ottenuti paiono molto incoraggianti, perché l'entità dei risparmi tariffari ottenibili è dello stesso ordine di grandezza dei costi tipici di un SdA ed è crescente con il livello di prestazioni richiesto alla batteria.

Un'analisi più completa dovrebbe includere da un lato il valore economico di tutti gli ulteriori possibili vantaggi (elencati in chiusura del paragrafo 6.3) e dall'altro il tasso di sconto degli investimenti e gli scenari di possibile futura evoluzione delle aliquote delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema.

5.6 Bibliografia e linkografia

- 1) G. Mauri et al, "The impact of EV's fast charging stations on the MV distribution grids of the Milan metropolitan area", Aprile 2013, <https://ieeexplore.ieee.org/document/6683752/>
- 2) ANIE-RSE, "Libro Bianco 2.0 sugli accumuli elettrochimici" (Capitolo 4), 2017
- 3) MCKINSEY, "How battery storage can help charge the electric-vehicle market", febbraio 2018, <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/how-battery-storage-can-help-charge-the-electric-vehicle-market>
- 4) Yu Zhang et al, "Modeling of fast charging station equipped with energy storage", Aprile 2018, https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2096511718300264?utm_source=TrendMD&utm_medium=cpc&utm_campaign=Global_Energy_Interconnection_TrendMD_1
- 5) InsideEVs Italia, "Volkswagen lancia le colonnine mobili (veloci) con batteria da 360 kWh", gennaio 2020, <https://insideevs.it/news/395064/colonnine-auto-elettriche-batteria/>
- 6) "Electrify America, ecco la stazione mobile a batterie", febbraio 2020, <https://www.vaielettrico.it/electrify-america-ecco-la-stazione-mobile-a-batterie/>
- 7) Vaielettrico, "Energy storage for EV charging can lower demand charges, Guidehouse reports", agosto 2020, <https://www.utilitydive.com/news/energy-storage-for-ev-charging-can-lower-demand-charges-guidehouse-reports/583970/> e <https://guidehouseinsights.com/reports/market-data-energy-storage-for-ev-charging>

- 8) InsideEVs Italia, “L'incredibile Porsche Turbo Charging: il camion-powerbank da 2,1 MWh”, settembre 2020, <https://insideevs.it/news/444257/porsche-turbo-charging-camion-ricarica-taycan/>
- 9) Total Energies, “*Total Launches its First Standalone Electric Vehicle Charging Station in China*”, settembre 2020, <https://corporate.totalenergies.cn/en/total-launches-its-first-standalone-electric-vehicle-charging-station-china>
- 10) Il Sole24ore, “Auto elettriche, pronto il robot per ricariche rapide Volkswagen. E la ID.3 sarà prodotta anche a Dresda”, dicembre 2020, https://www.ilssole24ore.com/art/auto-elettriche-pronto-robot-ricariche-rapide-volkswagen-e-id3-sara-prodotta-anche-dresda-ADOXthAB?refresh_ce=1
- 11) Stefano Gallinaro, “*Energy Storage Systems Boost Electric Vehicles' Fast Charger Infrastructure*”, <https://www.analog.com/en/thought-leadership/boosting-ev-fast-charger.html>
- 12) Vaielettrico, “La seconda vita delle batterie autobus? Nei fast charger Repsol”, febbraio 2021, <https://www.vaielettrico.it/la-seconda-vita-delle-batterie-autobus-nei-fast-charger-repsol/>, <https://www.repsol.com/en/press-room/press-releases/2021/repsol-and-ibil-develop-the-first-recharging-station-for-electric-vehicles-with-energy-storage-in-spain/index.cshtml>
- 13) “Il battery swap 2.0 di NIO debutta ufficialmente in Europa”, gennaio 2022, <https://insideevs.it/news/562058/nio-battery-swap-norvegia-europa/>
- 14) InsideEVs Italia, “Questo sistema di accumulo Volkswagen usa batterie di ID.3 e ID.4”, luglio 2022, <https://insideevs.it/news/598466/volkswagen-sistema-accumulo-batterie-zwickau/>
- 15) NIDEC Industrial, PowerSafe 1.0 (<https://www.nidec-industrial.com/it/products/caricatoriperveicolielettrici/powersafe-1.0/>)
- 16) XCharge, “*Battery-integrated Charger Net Zero Series*”, <https://www.xcharge.com/global/en/device/NetZeroSeries>
- 17) E-GAP, <https://www.e-gap.com/>
- 18) Reefilla, <https://www.reefilla.com/>
- 19) SparkCharge, <https://www.sparkcharge.io/>

6. SINTESI DEI DATI RACCOLTI CON LA SPERIMENTAZIONE TARIFFARIA PER POMPE DI CALORE

Tra il 1 luglio 2014 e il 31 dicembre 2016, per i clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche (nel seguito: PdC) come unico sistema di riscaldamento della propria abitazione di residenza è stato possibile presentare richiesta di adesione alla sperimentazione tariffaria avviata dall’Autorità con la delibera 8 maggio 2014, 205/2014/R/eel: a decorrere da tale data è stato possibile per i clienti presentare richiesta di adesione, ottenere l’applicazione di una tariffa elettrica non progressiva (la cosiddetta “tariffa D1-pdc”) e, conseguentemente, essere sottoposti a monitoraggio in continuo dei propri prelievi di energia elettrica, al fine di consentire all’Autorità di raccogliere informazioni e dati utili ai fini della caratterizzazione di questa particolare tipologia di clienti.

L’iniziativa riscosse un inatteso interesse tra le famiglie italiane poiché, al 31 dicembre 2016 (cioè dopo circa 28 mesi dall’avvio), **le adesioni avevano superato le 12.000**.

L’intervento tariffario sperimentale, teso a ridurre i costi operativi delle PdC, fu evidentemente molto efficace nello stimolarne l’installazione, se si pensa che:

- pur essendo ammissibili richieste relative a pompe di calore installate fin dal 2008 (primo anno di applicabilità delle detrazioni fiscali del 55%-65%), ben due terzi degli impianti venne installato proprio nel triennio 2014-2016 (cioè nel corso del periodo in cui era attiva la possibilità di aderire alla sperimentazione);
- meno del 30% dichiarò di avere richiesto a ENEA le detrazioni fiscali 55/65%;
- meno dell’1% dichiara di avere richiesto al GSE gli incentivi del Conto Termico (attivi dal 2013).

La seguente Tabella 6.1 illustra - in termini approssimati - il vantaggio economico legato all’adesione alla sperimentazione tariffaria di un “cliente tipo” utilizzatore di PdC (6 kW e 6.000 kWh/anno), tenendo conto che dal 2016 è iniziato il percorso di graduale riforma della tariffa elettrica applicabile a tutti i clienti domestici.

Tabella 6.1

SPESA annua tot	SENZA sperimentazione	CON sperimentazione	Risparmio
Nel 2015	>1.800 €/anno	>1.400 €/anno	~ 400 €/anno
Nel 2016	>1.600 €/anno	>1.400 €/anno	~ 200 €/anno
Nel 2017	<1.400 €/anno	<1.300 €/anno *	~ 100 €/anno
Nel 2018	<1.300 €/anno		

* per ottenere questo risultato nel 2017 è stata aggiornata la struttura D1-PDC, adottando la nuova struttura TD-PDC

Tale riforma della tariffa domestica (con adozione della nuova struttura tariffaria TD-RES) ha, dunque, progressivamente eroso il vantaggio economico legato alla sperimentazione (che nel 2015 era consistente, superiore al 20%) fino a portare, al termine della riforma, la spesa annua con tariffa TD-RES ad essere inferiore rispetto a quella ottenibile grazie alla tariffa sperimentale D1-PDC.

Per quanto riguarda la distribuzione geografica delle famiglie aderenti, si poterono osservare alcuni risultati inattesi, cioè che:

- risultavano concentrate per il 64% in regioni del Nord Italia (ben il 10% nelle sole province di BS e TV); la Tabella 6.2 mostra le regioni con maggiore frequenza di installazione;
- nel 70% dei casi ubicati nelle zone climatiche più rigide (65% in zona E e 5% in zona F).

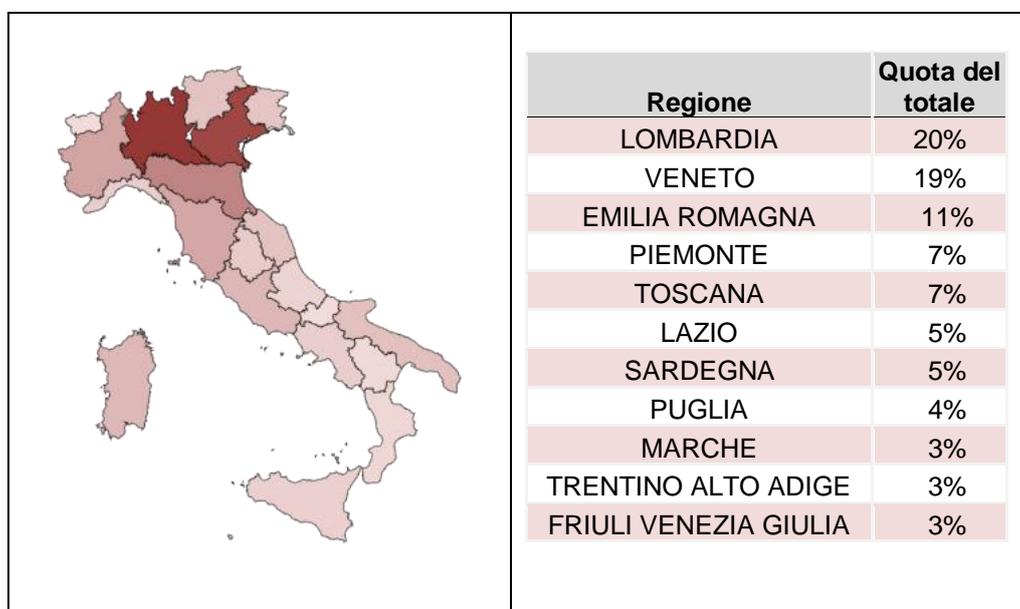


Figura 6.2 - Ripartizione tra le regioni italiane delle pompe di calore aderenti alla sperimentazione tariffaria

Per quanto riguarda le caratteristiche delle abitazioni dotate di pompa di calore come unico sistema di riscaldamento e della relativa fornitura di energia elettrica si osserva come:

- una netta prevalenza di abitazioni sia di dimensioni medio-grandi; il 40% si colloca infatti nell'intervallo tra 100 e 160 mq e la taglia media è pari a circa 150 mq;
- solo nel 8% dei casi veniva utilizzato un punto di prelievo dedicato ad alimentare la pompa di calore, mentre nel restante 90% dei casi il punto di prelievo era unico per tutti i prelievi dell'abitazione;
- il valore medio di potenza contrattualmente impegnata pari a 7,4 kW, mentre **6 kW** risultava essere il valore di potenza impegnata nettamente più frequente, adottato nei contratti di quasi la metà dei clienti, mentre solo l'8% delle abitazioni mostra potenze superiori a 10 kW (si veda la Tabella 6.2);

- il 54% delle famiglie aderenti dichiara di avere installato in casa anche un impianto fotovoltaico.

Tabella 6.2 – Distribuzione percentuale delle potenze elettriche impegnate ai POD aderenti

Potenza impegnata	Quota del totale
3 kW	5%
4,5 kW	17%
6 kW	49%
10 kW	21%
15 kW	7%
> 15 kW	1%

Per quanto riguarda le tipologie impiantistiche è interessante rilevare come due terzi degli impianti fosse di tipo aria-acqua, il 12% acqua-acqua e il 10% aria-aria (mentre il restante 11% non veniva classificato in modo corretto) con valori medi di COP nominale compresi tra 4,3 e 5,1.

Per quanto riguarda i volumi di energia elettrica prelevata annualmente si poterono osservare valori:

- compresi in media tra 5.500 e 5.900 kWh, in funzione della tipologia di impianti e di fornitura elettrica (punto di prelievo unico o dedicato); il valore medio complessivo risultò di **5.835 kWh/anno**;
- fortemente dipendenti dalla superficie dell'abitazione: compresi in media **tra 40 e 51 kWh/mq/anno** a seconda che l'abitazione disponesse o meno di impianto fotovoltaico.

L'elevato numero di famiglie aderenti e l'orizzonte pluriennale di monitoraggio quartorario dei prelievi di energia elettrica hanno reso particolarmente ponderosa la banca dati complessiva, costruita nel corso dei 28 mesi di durata della sperimentazione, associata alla sperimentazione. Si è, dunque, rivelato necessario svolgere importanti attività di verifica e consolidamento dei contenuti di tale banca dati, al fine di poter successivamente procedere ad un'analisi statistica inerente, tra l'altro, ai volumi di energia elettrica mediamente consumata su base annua. L'estrema variabilità di situazioni riscontrate nel corso di tali analisi e verifiche ha indotto la necessità di compiere un'attenta selezione dei dati effettivamente utilizzabili per le indagini statistiche, scartando le situazioni caratterizzate da dati troppo frammentati (per discontinuità del monitoraggio quartorario) o anomali (*outliers*).

Sulla base di questa banca dati selezionata e relativa a famiglie tra loro climaticamente omogenee (tutte residenti nelle province di Brescia e Treviso), è stato dunque possibile costruire le Figure 6.3, 6.4 e 6.5 mostrate nel seguito, grazie alle quali studiare in maggior dettaglio gli andamenti temporali dei prelievi e osservare che:

- i prelievi elettrici invernali risultano nettamente maggiori di quelli estivi e che, nell'ambito della stagione estiva, luglio risulta essere il mese più critico per tutte le configurazioni d'impianto;
- la curva di carico giornaliera media mostra sempre due momenti di picco (uno alla mattina e uno alla sera): nella stagione invernale questi risultano di entità tra loro comparabile e quindi la curva risulta più «piatta» rispetto a quella media estiva, il cui picco di prelievo serale risulta nettamente più alto (e ritardato di due ore) rispetto all'analogo picco della curva invernale;
- nelle abitazioni non dotate di impianto fotovoltaico, la probabilità che il picco di prelievo giornaliero sia registrato nel corso delle ore centrali della giornata non è trascurabile, mentre nelle abitazioni equipaggiate di impianti fotovoltaici la probabilità di picco serale (tra le 19 e le 21) è decisamente dominante.

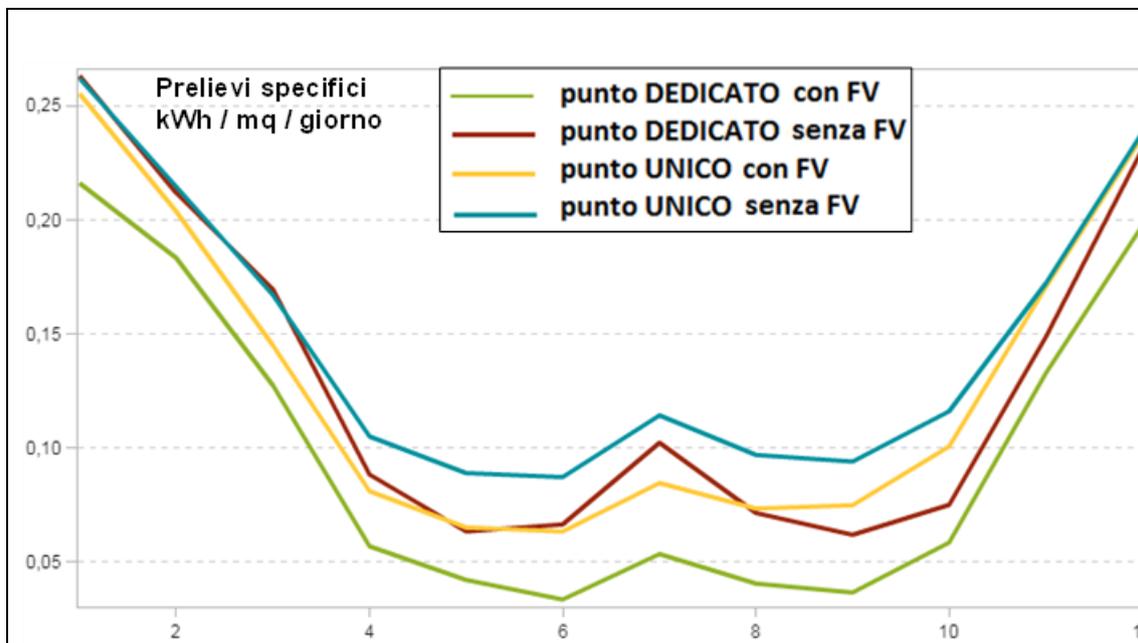


Figura 6.3 – Variazioni mensili dei prelievi giornalieri specifici (kWh/mq/giorno)

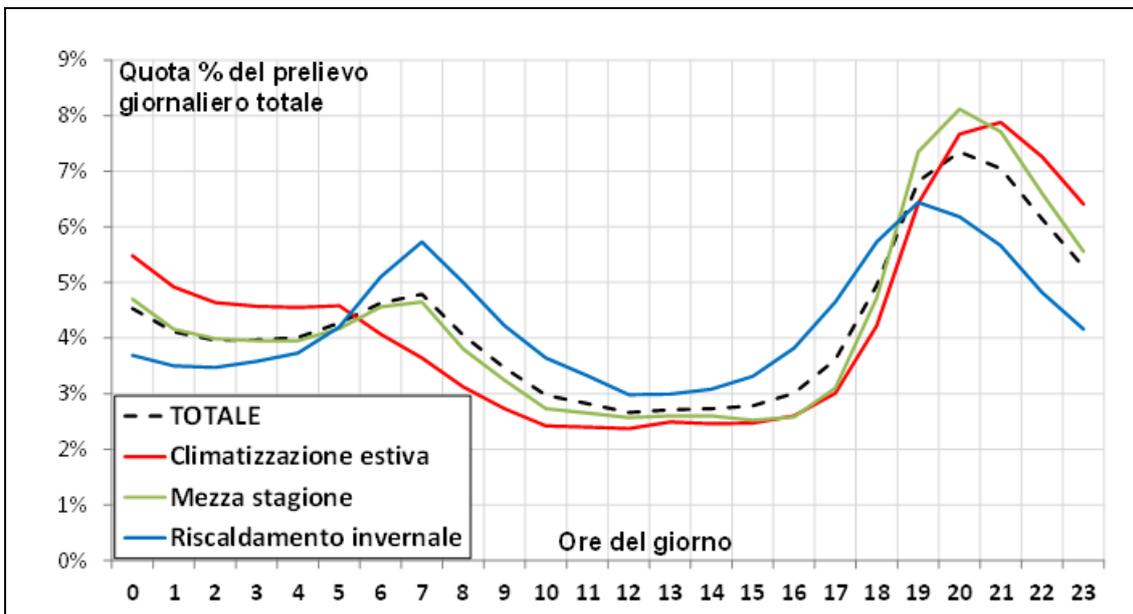


Figura 6.4 – curve di carico giornaliere medie, differenziate per stagione termica

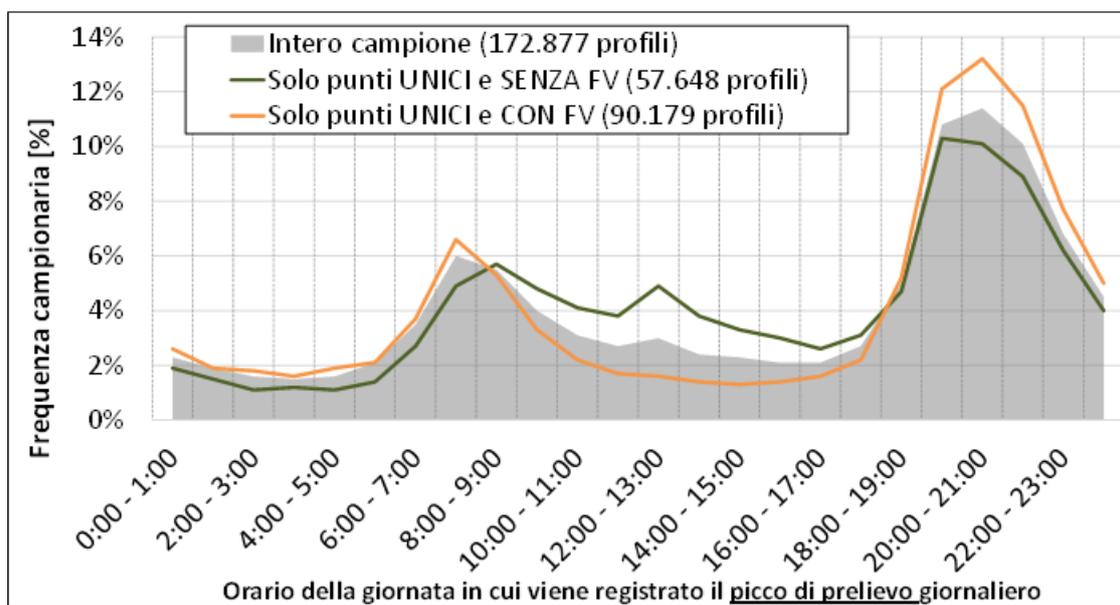


Figura 6.5 – Frequenza campionaria (%) degli orari giornalieri in cui si registra il picco di prelievo

ALLEGATI

**ALLEGATO A - IMPATTO DELLE INFRASTRUTTURE DI RICARICA
SULLA RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE**

**ALLEGATO B - IL RUOLO DELLE POMPE DI CALORE PER GLI
OBIETTIVI DI DECARBONIZZAZIONE**