

# Auto elettrica: veicolo che consuma energia o che la conserva?



**Auto elettrica: veicolo che consuma energia o  
che la conserva?**

Questo studio è stato realizzato grazie alla collaborazione della Fondazione Filippo Caracciolo, dell'ENEA e del CNR-ITAE.

Hanno contribuito alla realizzazione del volume per ENEA: Ing. Gabriella Ferruzzi, Ing. Antonino Genovese, Ing. Maria Valenti; per CNR-ITAE: Ing. Laura Andaloro, Dott. Vincenzo Antonucci, Ing. Carlo Beatrice, Dott. Giuseppe Napoli, Dott. Francesco Sergi; per Fondazione Caracciolo: Dott. Luca Cerimele, Dott.ssa Federica Cossu, Dott. Francesco Ciro Scotto, Dott.ssa Cecilia Tortora.

---

Giugno 2023

ISBN 9788832245141

© 2023 Fondazione Filippo Caracciolo

# Sommario

<b>INTRODUZIONE</b>	<b>5</b>
<b>1 STATO E PROSPETTIVE DI SVILUPPO DELLA PRODUZIONE ENERGETICA E DELLE EMISSIONI</b>	<b>7</b>
1.1 PRODUZIONE NAZIONALE DI ENERGIA ELETTRICA E DIVERSIFICAZIONE DELLE FONTI	8
1.2 EVOLUZIONE E SVILUPPO TECNOLOGICO DELLE FONTI RINNOVABILI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA	8
1.2.1 <i>Idroelettrico</i>	13
1.2.2 <i>Fotovoltaico</i>	15
1.2.3 <i>Eolico</i>	16
1.2.4 <i>Bioenergie</i>	17
1.2.5 <i>Geotermia</i>	17
1.3 ANALISI DEL FABBISOGNO ENERGETICO E PROIEZIONI FUTURE NEL SETTORE TRASPORTO NAZIONALE	18
1.3.1 <i>Produzione di energia rinnovabile per il trasporto</i>	18
1.3.2 <i>Diffusione attuale e in previsione delle auto elettriche</i>	20
1.3.2.1 <i>Gli obiettivi EU</i>	22
BIBLIOGRAFIA	23
<b>2 LE RETI INTELLIGENTI: IL NUOVO PARADIGMA DEL SISTEMA ELETTRICO DI DISTRIBUZIONE</b>	<b>25</b>
2.1 LE INFRASTRUTTURE DI UNA SG	26
2.2 GLI STAKEHOLDER DELLA FILIERA ELETTRICA: DAL PRODUTTORE AL CONSUMATORE	30
2.3 VANTAGGI E SVANTAGGI DI UNA SG	31
2.4 SG E TRASPORTO ELETTRICO	32
BIBLIOGRAFIA	35
<b>3 SOSTENIBILITÀ E SVILUPPO DEI SISTEMI DI ACCUMULO DELL'ENERGIA PER L'AUTOTRAZIONE ELETTRICA ED APPLICAZIONI STAZIONARIE</b>	<b>37</b>
3.1 BATTERIE AL LI-IONE E ROADMAP DI SVILUPPO	37
3.2 BATTERIE INNOVATIVE	44
3.3 PROSPETTIVE DI MERCATO	45
3.4 MATERIE PRIME E RISORSE	50
3.5 CIRCOLARITÀ DELLA FILIERA E RIUTILIZZO DELLE RISORSE	51
3.6 STOCCAGGIO ENERGETICO ELETTRICO, MECCANICO E TERMICO	54
BIBLIOGRAFIA	58
<b>4 FOCUS SUI VEICOLI E SULLA TECNOLOGIA V2G</b>	<b>59</b>
4.1 IL VEICOLO E LE TECNOLOGIE V2G: MERCATO, STATO DELL'ARTE E SVILUPPO	59
4.1.1 <i>Il mercato degli EV e sue potenzialità in funzione del V2G</i>	59
4.1.2 <i>Stato dell'arte e sviluppo delle tecnologie a bordo veicolo</i>	63
4.2 LE BATTERIE NEL V2G: RISCHI E OPPORTUNITÀ	64
4.2.1 <i>I servizi V2G e le tecnologie dell'accumulo</i>	64
4.2.2 <i>Rischi legati all'interazione con la rete in riferimento all'invecchiamento accelerato</i>	66
4.3 ESEMPI APPLICATIVI E PROGETTI SPERIMENTALI IN ITALIA E IN EUROPA	68
BIBLIOGRAFIA	73
<b>5 ASPETTI REGOLATORI E CONSIDERAZIONI FINALI</b>	<b>75</b>
5.1 UN QUADRO DI REGOLE DEFINITO PER SPERIMENTAZIONI	75
5.2 IL RUOLO DELL'UTENTE NEL QUADRO DI REGOLE	76
5.3 IL RUOLO DELL'UTENTE FINALE NELLO SVILUPPO DEL VEHICLE TO GRID	77

<b>6</b>	<b>CONCLUSIONI</b>	<b>79</b>
6.1	APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO E DIFFUSIONE DELL'AUTO ELETTRICA	79
6.2	SMART GRID E DIRETTRICI EVOLUTIVE DELLA RETE	80
6.3	MOBILITÀ ELETTRICA E SCENARI DI UTILIZZO NEL CONTESTO DELLA SMART GRID	80
6.4	APPROCCIO LEGISLATIVO AL V2G	82
6.5	AUTO ELETTRICA: VEICOLO CHE CONSUMA ENERGIA O CHE LA CONSERVA?	83

## Introduzione

Gli studi e le occasioni di confronto portate avanti dalla Fondazione negli ultimi cinque anni sui temi energetici applicati ai trasporti hanno aperto diverse finestre di approfondimento e consentito anche di trarre dal dibattito scientifico alcuni punti fermi ormai largamente condivisi da tecnici e operatori di settore.

Fra le diverse questioni emerse, due in particolare meritano di essere richiamate come presupposto dell'analisi di seguito proposta:

- il sistema di produzione dell'energia rappresenta uno dei fattori che maggiormente influenzano i livelli di emissioni inquinanti; ricorrere a fonti rinnovabili per la produzione energetica rappresenta, pertanto, una delle azioni più incisive nel quadro generale delle strategie per il contenimento delle emissioni;
- un impiego efficace delle fonti di energia rinnovabili deve necessariamente tener conto della natura intermittente e non programmabile di queste ultime; ciò considerato, il ricorso a sistemi di stoccaggio rappresenta il presupposto tecnologico per garantire l'accesso ad energia pulita su vasta scala anche durante fasi di scarsa produzione come, a titolo esemplificativo, per il fotovoltaico, le ore notturne.

Uno degli strumenti che, in via previsionale, potrebbe essere utilizzato come sistema di accumulo e rilascio di energia sono le batterie dei veicoli elettrici. Ma quali sono i fattori abilitanti e quali le criticità da superare?

Lo studio illustra lo stato dell'arte delle tecnologie e della normativa di settore, attraverso un approccio critico, per comprendere quale contributo effettivo i veicoli elettrici potrebbero dare, nel più ampio contesto dell'evoluzione del sistema di distribuzione elettrico secondo il paradigma della "Smart Grid", per un ottimale sfruttamento dell'energia generata da fonti rinnovabili.

L'improcrastinabile battaglia alla riduzione delle emissioni, l'esigenza di assicurare l'indipendenza energetica e di colmare una sempre maggiore domanda di elettricità, spingono i decisori pubblici a livello nazionale e sovranazionale ad investire fortemente sulle risorse rinnovabili del territorio. La necessità di gestire fonti di energia rinnovabili aleatorie, discontinue e spesso generate da numerosi impianti di piccola potenza, richiede un ripensamento del sistema elettrico partendo proprio dalla struttura e funzione delle reti di distribuzione; queste ultime, originariamente progettate per essere terminazioni passive della rete di trasmissione, sono oggi chiamate a gestire flussi di potenza bidirezionali in condizioni di sicurezza, affidabilità e continuità, oltre all'aumento della capacità distribuita di stoccaggio, per mantenere in equilibrio consumo e produzione di energia.

Il percorso di evoluzione del sistema elettrico rende, pertanto, necessaria l'adozione di soluzioni tecnologiche di riconversione degli asset di rete esistenti e soprattutto la gestione delle infrastrutture secondo logiche innovative che rappresentano il fondamento stesso del concetto di "Smart Grid". Il ripensamento dell'auto elettrica nel suo possibile ruolo di sistema di accumulo e le nuove prospettive di sviluppo delle infrastrutture di ricarica rappresentano, in tal senso, un esempio di gestione innovativa delle infrastrutture esistenti.

L'impiego di sistemi di accumulo per far fronte alle esigenze di rete può assicurare risultati in

termini di stabilizzazione e flessibilità del sistema elettrico; il conseguimento di tali obiettivi, attraverso l'utilizzo in tal senso dei veicoli elettrici, tuttavia, è ancora pesantemente condizionato da una serie di interrogativi riconducibili a questioni tecniche, come ad esempio gli impatti dei differenti scenari di utilizzo sulla vita media delle batterie impiegate per veicoli elettrici, e a questioni normative.

Nella definizione della cornice di regole a supporto del percorso di evoluzione sopra richiamato, è intervenuto il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 30 gennaio 2020, pubblicato in GU n. 37 del 14/02/2020, che indica i criteri e modalità di diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli e la rete elettrica, denominata "*Vehicle to Grid*" (V2G); in coerenza con l'approccio regolatorio adottato in materia negli ultimi dieci anni, il provvedimento contribuisce all'avvio di una fase di consultazione e di ulteriori sperimentazioni aventi ad oggetto la partecipazione dei veicoli elettrici al Mercato per il Servizio di Dispacciamento, per il tramite delle infrastrutture di ricarica abilitate allo scambio bidirezionale di energia elettrica. Appare inoltre sempre più matura la consapevolezza della centralità del ruolo dell'utente finale, nello specifico detentore di veicoli elettrici, il cui coinvolgimento nelle sperimentazioni è ormai considerato come un presupposto ineludibile per l'affermazione della tecnologia del *Vehicle to Grid*, e più in generale nel percorso di evoluzione verso la *Smart Grid*. Assumere la prospettiva dell'utente finale consente di assicurare che, nello sviluppo delle tecnologie in esame, sia garantito il giusto bilanciamento tra obiettivi di sistema differenti e forse parzialmente non coincidenti: la tecnologia del *Vehicle to Grid*, infatti, è chiamata a svolgere un ruolo fondamentale, da un lato, nell'ambito delle iniziative per lo sfruttamento efficiente delle fonti rinnovabili di energia e, dall'altro, nell'ambito della promozione della mobilità elettrica come elemento rilevante nelle strategie per la riduzione delle emissioni inquinanti.

Ad oggi sono numerose le sperimentazioni nate dalla collaborazione tra case automobilistiche e produttori/distributori di energia. Allo stato attuale in Italia gli impianti V2G realizzati, ancora in fase sperimentale, sono: un *hub* da 64 veicoli (da estendere a 700) a Torino, sviluppato da FCA, ENGIE Eps and Terna; altri impianti più piccoli a Genova, realizzato da Enel Energia, Nissan Italia e l'Istituto Italiano di Tecnologia (IIT), che hanno lanciato il primo esperimento nazionale di car sharing elettrico aziendale con punti di ricarica V2G, e infine a Milano dove, grazie alla collaborazione tra Enel X, Nissan e RSE, sono state installate due colonnine di ricarica bidirezionale presso la sede RSE di Milano.

Lo studio approfondirà: lo stato dell'arte della tecnologia (veicolo e infrastruttura), indagando i possibili scenari evolutivi; i possibili benefici e le principali criticità da affrontare nel breve e medio periodo. Saranno infine dedicate alcune riflessioni finali al ruolo che la regolazione ha svolto e potrà svolgere nel percorso di affermazione della tecnologia *Vehicle to Grid*.



# 1 Stato e prospettive di sviluppo della produzione energetica e delle emissioni

Nel passaggio obbligato verso una mobilità sempre più sostenibile, fino al raggiungimento dell'obiettivo di conseguire la neutralità climatica entro il 2050, secondo quanto previsto dal quadro del Green Deal europeo, l'Europa e conseguentemente l'Italia, anche sulla scia delle previsioni di sviluppo delle tecnologie abilitanti la diffusione delle auto elettriche, hanno improntato le politiche di transizione del settore sulla sostituzione con veicoli elettrici, incentivandone l'acquisto anche con misure che favoriscano la rottamazione dei veicoli a combustione interna la cui vendita, secondo l'ultima proposta legislativa della Commissione europea, nell'ambito del pacchetto Fitfor55, al Consiglio e al Parlamento, potrebbe essere vietata a partire dal 2035.

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima italiano (PNIEC) prevede un incremento progressivo, anno su anno, di nuove immatricolazioni di auto elettriche, fino al raggiungimento al 2030 dell'obiettivo cumulato di 4 milioni di BEV (Battery Electric Vehicle) e 2 milioni di ibride (a livello europeo 30 milioni di veicoli [1]). Inoltre, il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), per dare un forte impulso alla mobilità sostenibile, prevede la costruzione di 3 milioni di punti di ricarica per auto elettriche (il 50% dell'obiettivo da raggiungere entro il 2025) con un investimento di 0,74 miliardi [2].

Stimando una percorrenza media di 11.200 km annui e un consumo medio di 1,5 MWh per auto, l'aumento dei veicoli elettrici previsto dal PNIEC per il 2030, pari a 4 milioni di auto, comporterebbe un dispendio energetico di circa 6 TWh annui, che secondo gli scenari previsionali sui consumi di energia elettrica descritti nel PNIEC, equivarrebbero all'1,27% del totale (313 TWh annui) e al 3,2% dei consumi di energia prodotta da FER (187 TWh annui). Secondo lo scenario FF55-2030 proposto da TERNA [3], che tiene conto degli obiettivi del pacchetto legislativo UE Fit-for-55, le auto elettriche in circolazione nel Paese saranno 6 milioni e i consumi di energia elettrica saranno maggiori: 346 TWh annui di energia elettrica consumata di cui 239TWh annui saranno di origine rinnovabile. Applicando le stesse considerazioni rispetto alle percorrenze e ai consumi medi delle auto elettriche, nel 2030 queste avranno un impatto del 2,6% rispetto al totale dei consumi di energia elettrica e il 3,7% rispetto ai consumi di energia verde.

Come è facile intuire, per quanto fondamentale, il settore dei trasporti non sarà l'unico coinvolto nel necessario incremento di produzione di energia elettrica, in un percorso di decarbonizzazione che vedrà sempre più l'abbandono delle fonti fossili. Perché gli effetti del passaggio dalle fonti fossili all'elettricità siano efficaci per il raggiungimento degli obiettivi intermedi fino al "Net Zero", diventa essenziale rispondere all'incremento della domanda con un aumento significativo della produzione da fonti rinnovabili, anche per far fronte alle conseguenze della recente "crisi del gas" e il repentino aumento dei prezzi, fenomeno iniziato nel corso del 2021 e poi aggravato con la guerra russo-ucraina.

Il presente capitolo illustra, in modo sintetico, lo stato attuale della produzione di energia elettrica nazionale per fonte, con uno sguardo all'evoluzione del settore, ponendo particolare attenzione allo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, con un focus

sulle caratteristiche peculiari e criticità che ne condizionano il rendimento, e loro diffusione sul territorio italiano.

Segue una analisi di dettaglio sul fabbisogno energetico e sulle proiezioni legate al settore trasporti, per poi concentrare l'attenzione sui possibili impatti futuri dovuti all'incremento della mobilità elettrica sui consumi, e quindi sulla produzione elettrica, e sulle emissioni, in un'ottica di ciclo di vita del mezzo e delle risorse energetiche.

## **1.1 Produzione nazionale di energia elettrica e diversificazione delle fonti**

Il quadro della situazione attuale delle fonti energetiche per la produzione di energia elettrica in Italia ci mostra che il contributo delle fonti fossili nel mix elettrico nazionale è progressivamente diminuito, pur mantenendo un'elevata percentuale di gas naturale, a fronte dell'incremento delle fonti rinnovabili.

Secondo quanto riportato da GSE il contributo delle fonti rinnovabili nella composizione del mix iniziale per la produzione di energia elettrica nel 2020 ha raggiunto il 44,3% del totale, avvicinandosi al gas naturale (45,9%), ma nel 2021 la distanza è di nuovo aumentata (42,3% le FER rispetto al 48,1% del metano).

Tra i principali obiettivi del PNRR una posizione essenziale è data all'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili<sup>1</sup>. Con un investimento di 5,9 miliardi, il Piano prevede di riuscire a coprire al 2030 almeno il 30% dei consumi finali. Il percorso verso il target finale prevede una tappa intermedia al 2025, con un incremento di 15 GW rispetto al 2017 da eolico e solare *onshore*, oltre al finanziamento di strategie per la diffusione dell'idrogeno come vettore energetico.

Secondo il PNIEC nel 2030 l'Italia dovrà avere una capacità produttiva di 114 GW da FER (sono 56,6 i GW generati nel 2020), tuttavia questo dato deve essere rivisto per rispettare il modificato target europeo per il 2030 di -55% di emissioni rispetto al 1990 per l'intera Unione. Sarà quindi necessario aumentare i valori previsti dal PNIEC pari a 27 GW da fonti programmabili (idroelettrico, biomasse e geotermico) e 87 GW da fonti non programmabili (eolico e fotovoltaico). Nel settore elettrico, la produzione elettrica da fonti rinnovabili raggiungerà i 187 TWh nel 2030, coprendo il 55% dei consumi finali elettrici.

## **1.2 Evoluzione e sviluppo tecnologico delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica in Italia**

Sebbene sia evidente la necessità di aumentare gli sforzi per la buona riuscita della transizione energetica, l'incremento delle FER nella produzione elettrica nazionale è già in atto.

Gli impianti a fonti rinnovabili per la produzione elettrica installati in Italia nel 2020 avevano una potenza efficiente lorda di 56,6 GW, il 2% in più rispetto al 2019, e hanno prodotto 116,9 TWh di energia elettrica lorda, 1,1 TWh in più rispetto al 2019. L'aumento di produzione dello 0,9% rispetto al 2019 è dovuto principalmente all'aumento del 5,3% da fotovoltaico, seguita dal

---

<sup>1</sup> M2C2: Energia Rinnovabile, Idrogeno, Rete e Mobilità Sostenibile, PNRR Italia.

+2,7% dal settore idroelettrico (che si riconferma la FER più prodotta – 40,7% del totale delle rinnovabili con una produzione di 47,6 TWh, mentre il fotovoltaico si attesta al 21,3%, con 24,9 TWh prodotti nel 2020), mentre i settori eolico e geotermico hanno registrato un calo (rispettivamente -7,1% e -0,8%) dovuto probabilmente a fenomeni naturali legati all’andamento del vento.

Nel 2021 la potenza efficiente lorda degli impianti FER installati era di 57,97 GW, il 2,4% in più rispetto al 2020 e sono stati prodotti 116,3 TWh di energia elettrica lorda, con una diminuzione dello 0,5% rispetto all’anno precedente, a fronte di una riduzione dall’idroelettrico che ha registrato un calo del 4,5 % e dalle bioenergie (-2,8%) e geotermia (-2%), mentre la produzione da eolico e solare è aumentata rispettivamente del 11,5 e 0,4%. Quello che si prospetta per il futuro nel PNIEC è un maggiore contributo nella produzione da parte di fotovoltaico ed eolico, con il primo che raggiungerà il 39% della produzione da fonti rinnovabili. Anche nelle previsioni di TERNA e Snam [3], che si rifanno agli obiettivi del pacchetto legislativo UE Fit-For-55, solare ed eolico rivestono un ruolo di punta, rispettivamente con il 42% e il 28% della produzione da FER che si prevede pari a 239 TWh.

Tabella 2: Composizione della produzione di FER negli anni 2010, 2015, 2020 e 2021 e prospettive al 2025 e 2030 (valori %)

Fonti FER	2010 (%)	2015 (%)	2019 (%)	2020 (%)	2021 (%)	2025 (% PNIEC)	2030 (% PNIEC)	2030 (% FF-55)
Idroelettrico	66,4	41,8	40	40,7	39	34,3	26,4	21,3
Solare	2,5	21,0	20,5	21,3	21,5	28	39,1	42,3
Eolico	11,8	13,6	17,4	16,0	18	21,7	22,2	28,5
Bioenergie	12,5	17,8	16,9	16,8	16,4	11,2	8,4	9,6
Geotermia	7,0	5,7	5,2	5,2	5,1	4,8	3,8	

Fonte: per gli anni 2010 e 2015 ISPRA, per gli anni 2019, 2020 e 2021 TERNA, per il 2025 e 2030 PNIEC, TERNA per scenario FF-55 al 2030

Nel 2020 la maggior parte degli impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono fotovoltaici (98,6%, +6,3% rispetto al 2019). La potenza efficiente lorda complessiva installata è aumentata dal 2019 al 2020 per tutte le tipologie di impianto – in misura maggiore per il solare che ha registrato uno + 3,8% - ad eccezione delle bioenergie che hanno visto un leggero calo dello 0,3%.

Nel 2021 la prevalenza degli impianti è ancora appannaggio del fotovoltaico con l’8,57% in più rispetto all’anno precedente e un aumento di potenza del 4,4%, seguito da un aumento del 3,5% della potenza degli impianti eolici, mentre per le altre FER non si sono registrate importanti variazioni.

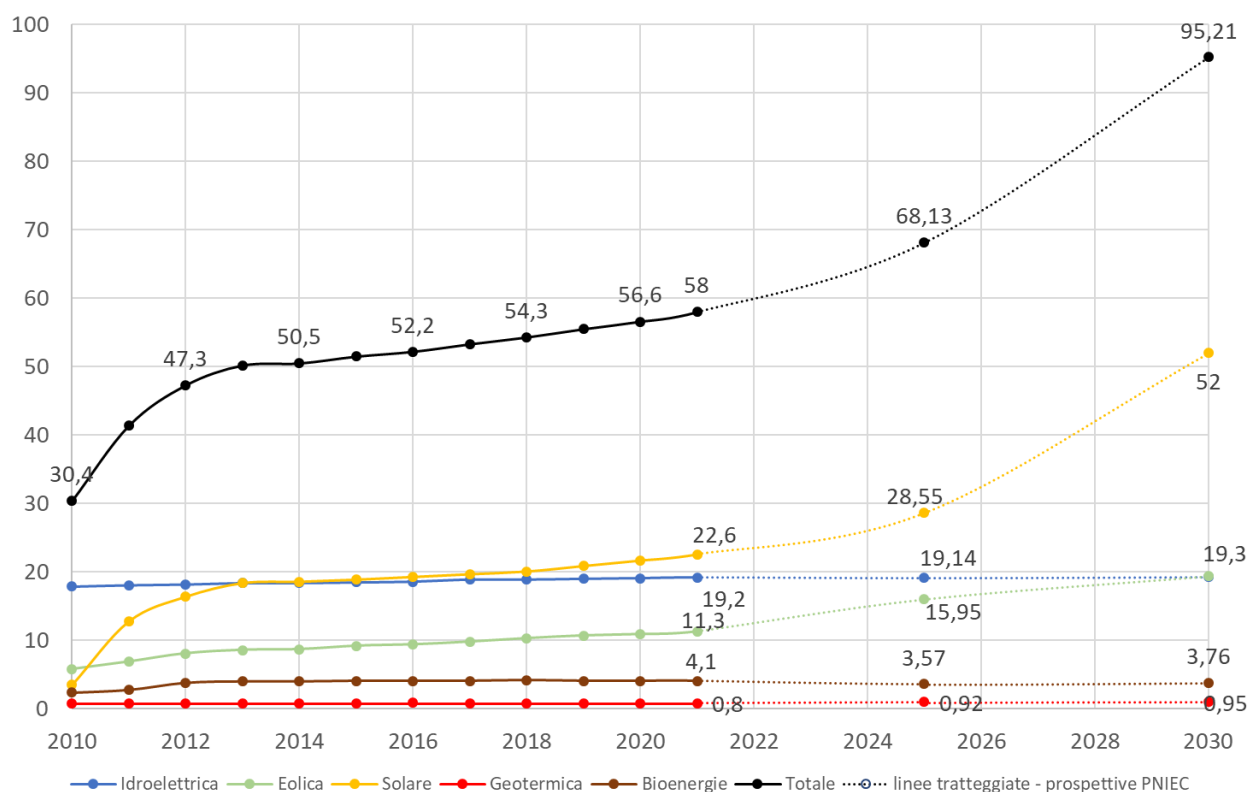
Tabella 3: Numero e potenza degli impianti di produzione elettrica alimentati da FER negli anni 2019, 2020 e 2021

	2019						2020						2021						Variazione percentuale			
	2019		2020		2021		2019 - 2020		2020 - 2021		2019 - 2020		2020 - 2021		2019 - 2020		2020 - 2021					
	Numero impianti	Potenza (GW)	Numero impianti	Potenza (GW)	Numero impianti	Potenza (GW)	Numero impianti	Potenza (GW)	Numero impianti	Potenza (GW)	Numero impianti	Potenza (GW)	Numero impianti	Potenza (GW)	Numero impianti	Potenza (GW)	Numero impianti	Potenza (GW)				
Idroel.	4.395	18,98	4.503	19,10	4.646	19,17	2,46	0,7	3	0,4												
Eolica	5.644	10,71	5.660	10,90	5.731	11,29	0,28	1,8	1,25	3,5												
Solare	880.090	20,87	935.838	21,65	1.016.083	22,59	6,33	3,8	8,57	4,4												
Geoter.	34	0,81	34	0,82	34	0,82	0	0,5	0	0												
Bioen.	2.946	4,12	2.944	4,11	2.985	4,11	0,07	-0,3	1,39	0												
<b>Totale</b>	<b>893.109</b>	<b>55,49</b>	<b>948.979</b>	<b>56,58</b>	<b>1.029.479</b>	<b>57,98</b>	<b>6,26</b>	<b>2</b>	<b>8,48</b>	<b>2,50</b>												

Fonte: dati Terna

La potenza di produzione elettrica da FER installata è in aumento con una tendenza molto rapida soprattutto negli anni 2011 e 2012, al quale è seguito un rallentamento. L'aumento si è mantenuto all'incirca costante fino ad oggi.

Figura 1: Evoluzione della potenza installata dagli impianti di produzione elettrica alimentati da FER (GW)



Fonte: dati TERNA e PNIEC

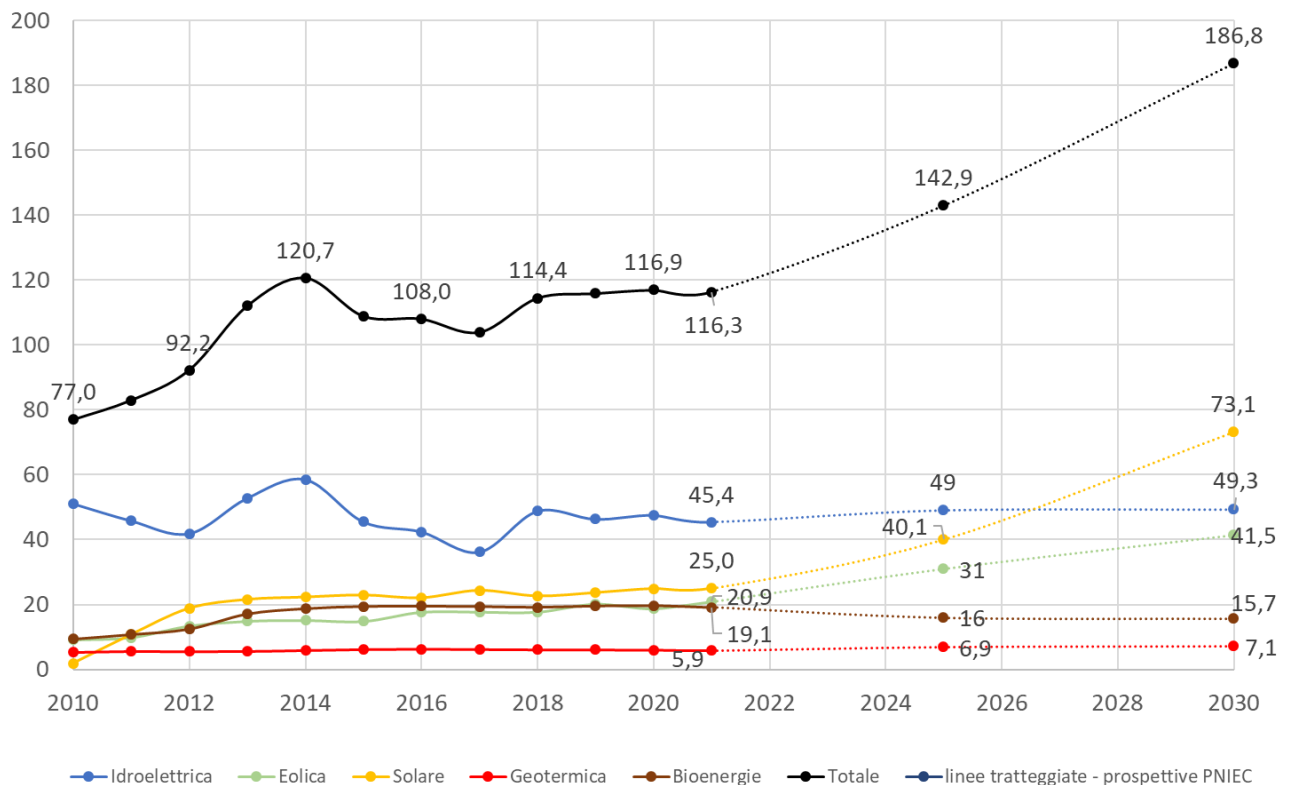
Tabella 4: Potenza e produzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili nel 2021

	Potenza efficiente lorda (GW)	Produzione lorda effettiva	
		TWh	Var.% sul 2020
Idroelettrica	19,2	45,4	-4,55 %
Eolica	11,3	20,9	11,54 %
Solare	22,6	25,0	0,39 %
Geotermica	0,8	5,9	-1,86 %
Bioenergie	4,1	19,1	-2,87 %
<b>Totale</b>	<b>58</b>	<b>116,3</b>	<b>-0,49 %</b>

Fonte: dati TERNA

La contrazione della produzione complessiva tra il 2020 e il 2021 (-0,49%), a fronte di una maggiore potenza installata (+2,4%), come già indicato, è da ricercare nella ridotta produzione in prima battuta dell'idroelettrico e in secondo luogo da geotermia e bioenergie. Questa riduzione potrebbe essere imputabile alle variazioni di piovosità che hanno effetti sulle riserve idriche necessarie alle tre fonti energetiche.

Figura 2: Evoluzione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili [TWh]



Fonte: dati TERNA e PNIEC

A fronte di un aumento della potenza installata del 4,4%, nel 2021 si è registrato un incremento della produzione dello 0,4% da fotovoltaico. Così come l'aumento della potenza installata del 3,5% nel settore eolico ha portato ad un +11,5% di produzione rispetto all'anno precedente.

L'aumento di potenza installata e di produzione è necessario per il raggiungimento degli obiettivi assegnati all'Italia dalla direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, che prevedevano entro il 2020 una copertura pari almeno al 17% dei consumi finali lordi di energia, ottenuta da energia prodotta da fonti rinnovabili (*overall target*). Relativamente al settore trasporti la quota minima per il 2020 è del 10%.

In tal senso, il Piano di Azione Nazionale per lo sviluppo delle fonti rinnovabili [4] nel 2010 indicava la possibile traiettoria annuale per il raggiungimento degli obiettivi tra il 2010 e il 2020, identificando gli ulteriori obiettivi del 26,4% per il settore elettrico e del 17,1% per il settore termico. Nel settore elettrico nel 2020 è stato quindi raggiunto e superato l'obiettivo con 10,2 Mtep di consumo (obiettivo minimo di 8,5 Mtep), corrispondenti al 38,1% di consumi finali lordi di energia da FER.

Dal lato consumi, nel 2020 le FER prodotte in Italia sono arrivate a coprire il 20,4% della domanda nazionale, superando il livello dell'anno precedente (18,2% nel 2019) e anche l'*overall target* del 17% previsto dalla direttiva 2009/28/CE.

Questo obiettivo è stato superato anche in virtù della contrazione dei consumi dovuta alla crisi pandemica, per cui i consumi di FER sono rimasti stabili mentre sono diminuiti i consumi complessivi (e quindi da fonti fossili), in particolare nel settore dei trasporti.

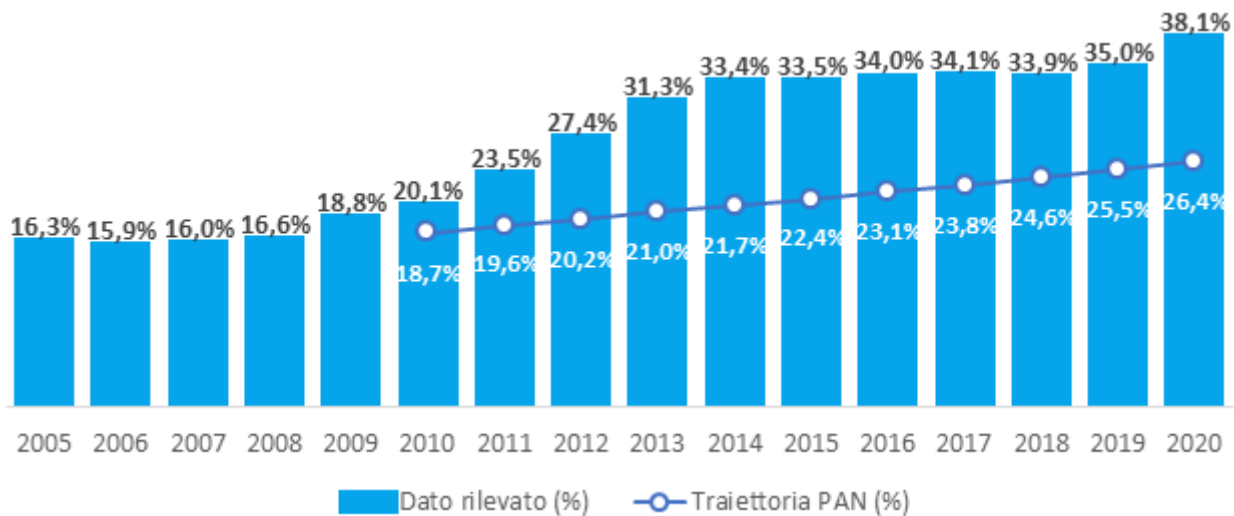
Tabella 5: Consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili in Italia nel settore elettrico

	2019 (Mtep)	2020 (Mtep)	Var.% sul 2019
Idroelettrica	4,05	4,13	2,0 %
Eolica	1,65	1,71	3,6 %
Solare	2,04	2,14	5,3 %
Geotermica	0,52	0,52	- 0,8 %
Bioenergie	1,68	1,68	0,3 %
<b>Totale</b>	<b>9,93</b>	<b>10,18</b>	<b>2,5 %</b>

Fonte: GSE [5] su dati GSE e TERNA

Nel 2020 in Italia sono stati consumati in totale (settore termico, elettrico e trasporti) 21,9 Mtep di energia lorda (pari a circa 254,7 TWh) prodotta da fonti rinnovabili. In questo quadro l'incidenza del settore elettrico è del 46,5% con un consumo di circa 10,18 Mtep (circa 118,4 TWh), con un aumento del 2,5% rispetto all'anno precedente.

Figura 3: Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore elettrico coperta da FER rispetto all'obiettivo settoriale elettrico fissato dal PAN – anni dal 2005 al 2020



Fonte: GSE [5]

### 1.2.1 Idroelettrico

Nel 2021 il 33% della potenza delle fonti rinnovabili installata in Italia è costituita da impianti idroelettrici, i quali contribuiscono alla produzione di energia elettrica verde per il 39%. La maggior parte (74,5%) dei complessivi 45.388 GWh prodotti dall'idroelettrico nel 2021 deriva dagli impianti di classe superiore a 10 MW che rappresentano solo il 6,7% del totale, ma coprono da soli quasi l'81% della potenza installata.

Nel 2020 gli impianti idroelettrici hanno raggiunto il 34% della potenza installata per le rinnovabili. Gli impianti che producono la maggior parte dell'energia (il 74,4%) sono quelli di classe superiore a 10 MW che, sebbene siano in numero ridotto (sono solo il 6,9 % degli impianti totali), superano l'81% della potenza totale installata.

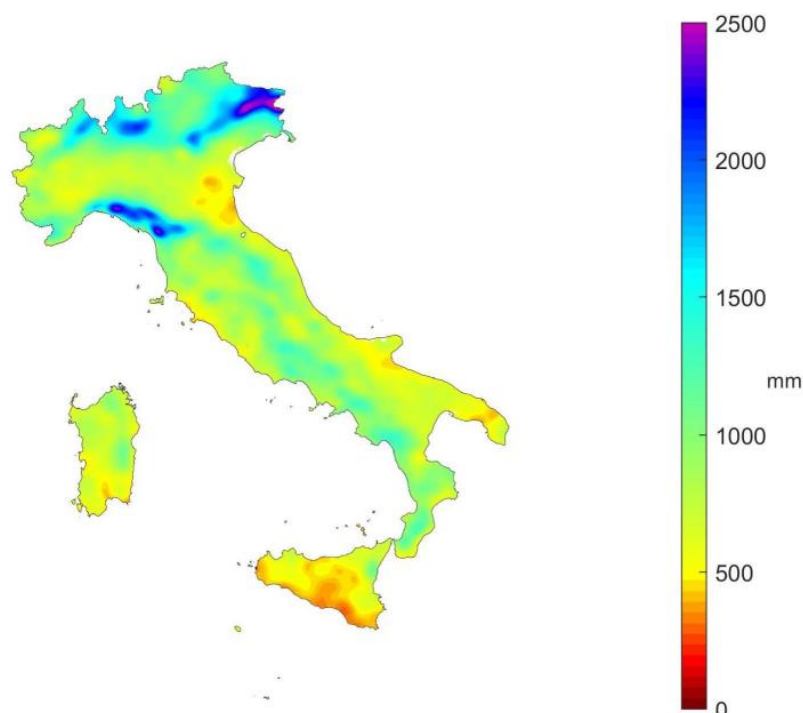
Tabella 6: Valori in percentuale del numero di impianti installati, e la relativa potenza installata per la produzione di energia idroelettrica in Italia, anno 2020

Classi di potenza	Impianti installati	Potenza installata	Produzione di energia
TOTALE	4.503 unità	19.105,9 MW	47.552 GWh
P ≤ 1 MW	72,64 %	4,56 %	6,51 %
1 < P ≤ 10 MW	20,48 %	14,43 %	19,06 %
P > 10 MW	6,88 %	81,01 %	74,4 %

Fonte: dati TERNA

La produzione degli impianti idroelettrici è molto maggiore nelle regioni del Nord, che hanno sfruttato un clima con una maggiore piovosità (Figura 4), con un numero elevato di installazioni, arrivando a produrre nel 2020 più dell'86% dell'energia da idroelettrico in Italia.

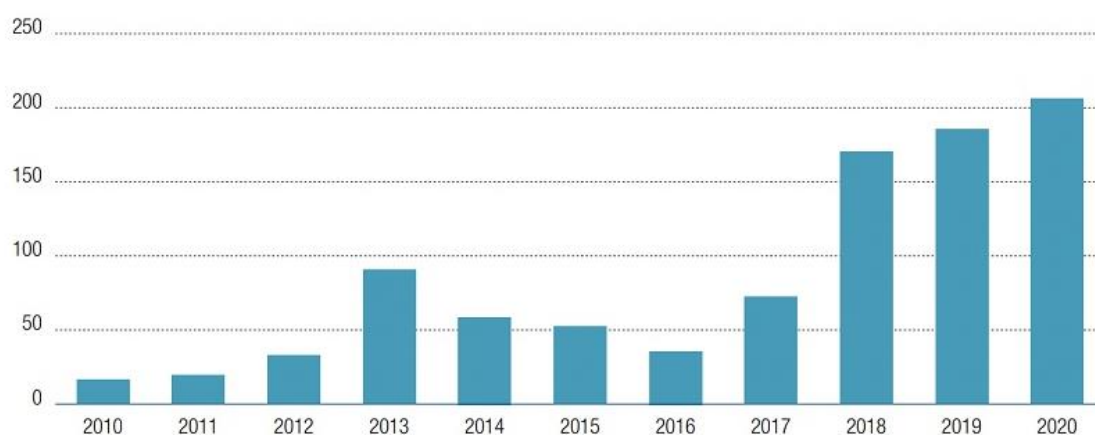
Figura 4: Precipitazione cumulata in mm (Anno 2020)



Fonte: ISPRA [6]

Anche il tipo di precipitazioni ha un impatto sui livelli di produzione. L'alternarsi sempre più frequente (Figura 5) di eventi climatici estremi, periodi siccitosi e alluvioni ha un effetto negativo sulla produzione elettrica: le piogge molto intense contribuiscono al conteggio in millimetri della precipitazione cumulata, ma spesso non sono utili a rifornire le riserve idriche necessarie per il funzionamento a regime degli impianti [7].

Figura 5: Numero degli eventi climatici estremi in Italia per anno dal 2010 al 2020



Fonte: Legambiente [7]



## 1.2.2 Fotovoltaico

La maggior parte degli impianti fotovoltaici installati in Italia nel 2020 ricadono nelle classi di potenza tra 3 e 20 kW e un numero cospicuo è rappresentato anche da impianti di piccola taglia (inferiore a 3 kW), il restante 7,59% degli impianti tuttavia è quello che, in virtù anche della complessiva maggiore potenza installata, produce la maggiore quantità di energia: 19.843 GWh, pari a circa il 79,5% della produzione totale.

Tabella 7: Valori in percentuale del numero di impianti installati, potenza installata e produzione di energia elettrica per i pannelli fotovoltaici in Italia, anno 2020

Classi di potenza	Impianti installati	Potenza installata	Produzione di energia
TOTALE	935.838 unità	21.650 MW	24.942 GWh
P ≤ 3 kW	33,36 %	3,88 %	3,67 %
3 < P ≤ 20 kW	59,05 %	18,07 %	16,77 %
20 < P ≤ 200 kW	6,26 %	21,18 %	19,05 %
200 < P ≤ 1000 kW	1,21 %	35,34 %	36,40 %
P > 1000 kW	0,12 %	21,53 %	24,11 %

Fonte: GSE [5]

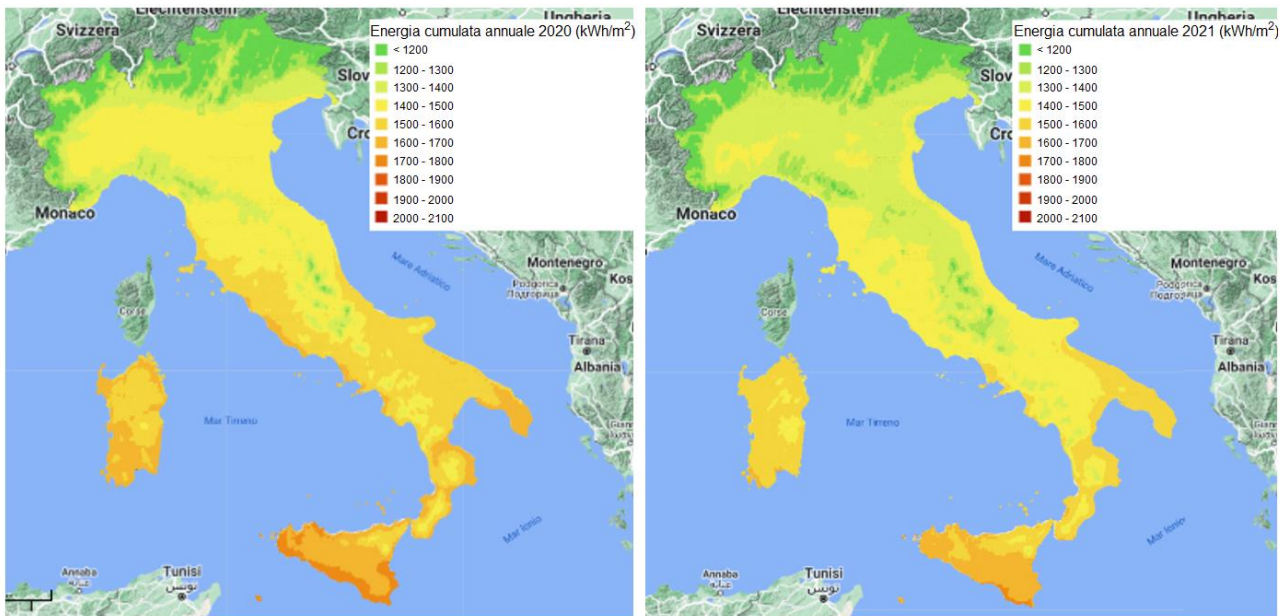
Va ricordato che impianti di grande taglia richiedono la disponibilità di superfici estese, mentre gli impianti più piccoli permettono di avere una diffusione della tecnologia più capillare.

La maggior parte degli impianti (55,4%) è situata nel nord del Paese, fa seguito il Sud con il 27,2% degli impianti, mentre il restante 17,4% è nelle regioni del Centro. Va notato che la Puglia, sebbene sia al settimo posto per numero di impianti, è la prima regione per potenza installata (13,4% del totale nazionale) e per produzione, fornendo da sola il 15,4% del totale di energia. Il divario produttivo pari a 1.396 GWh tra la Puglia e la Lombardia, che è la seconda regione per potenza installata e genera il 9,8% della produzione nazionale (a fronte dell'11,7% di potenza installata rispetto alle altre regioni, e soli 373 MW in meno rispetto alla Puglia), è la riprova di come sebbene la differenza tra le potenze installate non sia molto elevata, la maggiore insolazione delle regioni del Sud favorisca una maggiore produttività.

La Lombardia è tra le regioni italiane con la minore radiazione solare media annua (tra 41,66 kWh/m<sup>2</sup> e 42,22 kWh/m<sup>2</sup>). Le regioni con la radiazione solare media annua più favorevole alla produzione da pannelli fotovoltaici sono quelle più a sud e le grandi isole (il centro-sud della Puglia, infatti, ha una radiazione media annua che supera i 52,77 kWh/m<sup>2</sup>).

Oltre ai fattori geografici, l'insolazione è condizionata anche dalla stagionalità e dalle variazioni climatiche che si possono verificare negli stessi periodi ma in anni differenti. Queste sono osservabili dalla distribuzione delle ore di produzione in periodi successivi, siano essi mesi oppure anni.

Figura 6: Mappa dell'energia cumulata annuale proveniente dalla radiazione solare al suolo sul piano orizzontale -anni 2020 e 2021



Fonte: RSE [8]

### 1.2.3 Eolico

Gli impianti eolici nel nostro Paese, nel 2020, hanno permesso di generare 18.762 GWh di energia elettrica, grazie all'incremento negli ultimi 15 anni sia della potenza installata che della numerosità degli impianti.

La produzione di energia dal settore eolico non è programmabile, soffre di variazioni annuali legate alla variabilità climatica della ventosità, infatti rispetto al 2019, sebbene la potenza installata sia aumentata, la produzione ha subito un calo del 7,2%.

Tabella 8: Valori in percentuale del numero di impianti installati, potenza installata e produzione di energia elettrica da impianti eolici in Italia, anno 2020

Classi di potenza	Impianti installati	Potenza installata	Produzione di energia
TOTALE	5.660 unità	10.907 MW	18.762 GWh
P ≤ 1 MW	91,98 %	4,69 %	4,23 %
1 < P ≤ 10 MW	2,28 %	6,45 %	6,38 %
P > 10 MW	5,74 %	88,86 %	89,39 %

Fonte: GSE su dati Terna

In Italia le zone più ventose e adatte all'installazione di impianti eolici sono le regioni meridionali e le isole che vantano il 96,5% della potenza installata: Puglia, Sicilia e Campania sono le regioni più produttive e insieme alla Basilicata contano il maggior numero di impianti.

## 1.2.4 Bioenergie

I 19.634 GWh di elettricità prodotti dalle bioenergie costituiscono il 16,8% della produzione totale di energia elettrica da FER in Italia e hanno visto una produzione in continua crescita negli ultimi 15 anni (mediamente il 10% annuo). La produzione proviene principalmente dalla combustione del biogas (41,6%), che è la fonte che è aumentata maggiormente negli anni, seguito dalle biomasse solide (34,6%) e infine dai bioliquidi (23,8%).

Tabella 9: Valori in percentuale del numero di impianti installati, potenza installata e produzione di energia elettrica da bioenergia in Italia, anno 2020

Classi di potenza	Impianti installati	Potenza installata	Produzione di energia
TOTALE	2.944 unità	4.106 MW	19.634 GWh
$P \leq 1$ MW	87,70 %	32,46 %	41,62 %
$1 < P \leq 10$ MW	10,05 %	20,11 %	13,46 %
$P > 10$ MW	2,24 %	47,37 %	44,92 %

Fonte: GSE su dati Terna

La rilevanza delle bioenergie nel panorama delle energie rinnovabili è legata alla limitata variabilità (e relativa stabilità) della fonte energetica primaria. La diversificazione delle biomasse di varia origine (scarti biologici, rifiuti organici e zootecnici, frazione organica dei rifiuti solidi organici, colture dedicate) sempre disponibili, permette la regolazione della produzione del biogas, al pari delle fonti fossili.

## 1.2.5 Geotermia

Gli impianti geotermici in Italia sono concentrati in Toscana, nelle province di Pisa, Grosseto e Siena, grazie alle peculiarità del territorio che permette di sfruttare il gradiente geotermico più alto della norma: per anomalie geologiche e vulcaniche in queste zone è, infatti, presente una grande disponibilità di energia termica, accumulata nel sottosuolo, che emerge in forma di acqua calda o vapore in modo spontaneo (sorgenti termali naturali) o forzato (pozzi geotermici ottenuti per perforazione meccanica). Complessivamente sono presenti sul territorio 34 impianti (numero invariato da 8 anni), per lo più di taglia inferiore a 20 MW, per una produzione totale di 6.026 GWh, che è rimasta piuttosto costante negli ultimi anni e che nel 2020 valeva il 5,15% della produzione complessiva da FER.

Tabella 10: Valori in percentuale del numero di impianti installati, potenza installata e produzione di energia elettrica da impianti geotermici in Italia, anno 2020

Classi di potenza	Impianti installati	Potenza installata	Produzione di energia
TOTALE	34 unità	817 MW	6.026 GWh
P ≤ 20 MW	79,41 %	52,99 %	50,50 %
20 < P ≤ 40 MW	8,82 %	14,08 %	13,99 %
P > 40 MW	11,77 %	32,93 %	35,51 %

Fonte: GSE su dati Terna

L'energia generata dagli impianti geotermici ha la caratteristica di essere molto stabile poiché, a differenza di altre fonti energetiche, subisce meno gli effetti di repentini mutamenti climatici, non risente dell'alternanza giorno notte o delle stagioni, tuttavia la sua disponibilità è limitata.

## 1.3 Analisi del fabbisogno energetico e proiezioni future nel settore trasporto nazionale

### 1.3.1 Produzione di energia rinnovabile per il trasporto

Nella trattazione generale del fabbisogno energetico per i trasporti su strada, dato il suo ruolo fino ad oggi marginale, l'energia elettrica è spesso trascurata, concentrando l'attenzione sui carburanti tradizionali e sugli impatti climalteranti e inquinanti dei veicoli tradizionali, chiaramente più diffusi e di maggiore impatto e di cui si è profusamente discusso e si continuerà a discutere a livello globale.

Secondo quanto riportato da GSE [9], nel 2019 l'85% dei consumi di energia da prodotti petroliferi dell'intero settore trasporti sono stati assorbiti dai trasporti stradali, che hanno usato, per contro, solo l'1,86% del totale di energia elettrica, con solo lo 0,62% proveniente da fonti rinnovabili, pari rispettivamente a circa 139,5 MWh e 46,5 MWh.

Sempre secondo quanto riportato da GSE [10], nel 2020 si è verificata una contrazione nei consumi energetici dei trasporti stradali (- 18,6 % rispetto al 2019), complici le limitazioni alla circolazione in periodo di pandemia, fatta eccezione i consumi di elettricità, in aumento del 33%.

Tabella 11: Consumi finali di energia nel settore dei trasporti stradali in Italia nel 2019 e nel 2020(ktep)

Fonte	Trasporti stradali		Totale trasporti stradali		Totale trasporti	
	2019	2020	2019	2020	2019	2020
<b>Prodotti petroliferi</b>	<b>30.893</b>	<b>24.929</b>	33.140	26.983	39.830	30.471
Gasolio/diesel	21.365	17.412				
Benzine	7.712	6.079				
GPL	1.816	1.439				
<b>Gas Naturale</b>	<b>960</b>	<b>772</b>				
<b>Biocarburanti</b>	<b>1.276</b>	<b>1.265</b>				
Biodiesel	1.246	1.245				
Benzine Bio	30	20				
<b>Elettricità</b>	<b>12</b>	<b>16</b>				
da FER	4	6				
non da FER	8	10				

Fonte: GSE su dati Terna

Per quel che riguarda l'uso di biocombustibili (biodiesel, bioetanolo e biometano) per i trasporti su strada, importanti passi in avanti, in termini di sostenibilità, sono stati realizzati con il passaggio da quelli di *prima generazione* ai più moderni *avanzati*, che consentono, senza entrare in competizione con le risorse utilizzate per la produzione di alimenti e mangimi, la riduzione delle emissioni di gas serra per i veicoli con motore a combustione interna di ogni età e gamma, con l'indubbio vantaggio di una diffusione capillare ed effetti immediati<sup>2</sup>.

Il D.M. 30 dicembre 2020<sup>3</sup> ha posto a partire dal 2021 l'obbligo di immissione in consumo del 10% di biocarburanti, di cui il 2% di biocarburanti avanzati, in miscela ai carburanti tradizionali. Questi obiettivi sono stati superati con la norma RED II, infatti, secondo la nuova regolamentazione la penetrazione dei biocarburanti, in miscelazione con quelli tradizionali, dovrà essere pari al 16% con l'obiettivo di una progressiva sostituzione di quelli di prima generazione con miscele di altro tipo (anche sintetiche) a minor contenuto di carbonio. Lo scopo di tale sostituzione è da ricercare non solo nel tentativo di ridurre la dipendenza da colture altrimenti destinate ad uso alimentare, ma soprattutto perché consentono una maggiore riduzione delle emissioni di carbonio (valore medio di riduzione delle emissioni dell'80%) rispetto a quelli di prima generazione (riduzione del 65%)<sup>4</sup>.

Dal lato delle nuove tecnologie verdi che si affacciano sul panorama del trasporto stradale, grande risonanza viene data alle possibilità offerte dall'uso dell'idrogeno, in particolare per i veicoli pesanti che effettuano lunghe percorrenze e per il trasporto ferroviario laddove l'elettrificazione non sia presente o possibile, per questo aspetto è considerata una tecnologia

<sup>2</sup> Per i biocarburanti le emissioni derivanti dall'uso del carburante nel veicolo sono considerate nulle perché compensate dalla cattura della CO2 nella coltivazione e produzione delle materie prime.

<sup>3</sup> D.M. 30 dicembre 2020 (modifica al D.M. 10 ottobre 2014) relativamente all'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti compresi quelli avanzati.

<sup>4</sup> Secondo la normativa europea a partire dal 2021 la riduzione delle emissioni da biocarburanti rispetto ai corrispettivi tradizionali, deve essere superiore al 65% e la riduzione di CO2 per i biocarburanti ottenuti dal riciclo del carbonio deve essere di almeno il 70%.

strategica anche nel PNRR. Tuttavia esistono ancora limiti tecnologici di rilievo, legati non tanto alle tecniche di riconversione dell'idrogeno in energia elettrica a bordo del veicolo, dato che le celle a combustibile sembrano essere una tecnologia ormai matura ed efficace, quanto piuttosto per il sistema di produzione dell'idrogeno, che, per poter essere sostenibile (ottenuto cioè impiegando energia elettrica da fonti rinnovabili per l'elettrolisi dell'acqua), necessiterebbe di un forte sviluppo delle tecnologie di produzione di energia elettrica rinnovabile, anche nell'ottica della riduzione del costo di produzione che è principalmente legato a quello dei processi elettrolitici.

### 1.3.2 Diffusione attuale e in previsione delle auto elettriche

Il parco auto italiano nel 2021 è ancora dominato dalle vetture termiche: rispetto ai 39.822.723 autoveicoli in circolazione, le motorizzazioni a benzina e diesel insieme costituiscono l'87,6% del totale delle auto circolanti, sebbene ci sia stato un calo di circa l'1,6% rispetto all'anno precedente. Il numero di auto elettriche è invece aumentato, arrivando a coprire una fetta dello 0,29% del parco, 2,2 volte in più il numero di veicoli elettrici del 2020. Uno dei motivi di un aumento così importante della presenza di veicoli elettrici e ibridi va ricercato nella forte incentivazione alla sostituzione di veicoli.

Tabella 12: Variazione Parco Circolante Autovetture per alimentazione al 31 dicembre 2021

Alimentazione	Parco Circolante 2020		Parco Circolante 2021		Var % parco circ. 2021 su 2020
	Numero veicoli	%	Numero veicoli	%	
Benzina	18.072.495	45,50	17.806.656	44,71	-1,47
Gasolio	17.385.843	43,77	17.093.277	42,92	-1,68
B/Gpl	2.678.656	6,74	2.782.057	6,99	3,86
B/Metano	828.026	2,08	809.157	2,03	-2,28
Metano	150.806	0,38	175.807	0,44	16,58
Ibrido Benzina/Elettrico	501.868	1,26	927.006	2,33	84,71
Ibrido Gasolio/Elettrico	40.860	0,10	104.488	0,26	155,72
Elettricità	53.079	0,13	118.034	0,29	122,37
Non Definito	5.662	0,01	5.632	0,01	-0,53
Altre	579	0,00	609	0,00	5,18
<b>Totale</b>	<b>39.717.874</b>	<b>100</b>	<b>39.822.723</b>	<b>100</b>	<b>0,26</b>

Fonte: ACI

È ormai noto che, per comprendere appieno quale sia il potenziale di riduzione delle emissioni dei veicoli elettrici rispetto ai veicoli ad alimentazione termica, gli approcci dal serbatoio alla ruota (Tank to Wheel) e dal pozzo alla ruota (Well to Wheel) sono limitati e incompleti. Più accurata, sebbene di difficile applicazione, è l'analisi in LCA (Life Cycle Assessment) che valuta le emissioni di carbonio dell'intero ciclo di vita del mezzo, dalla culla alla tomba, e tiene conto anche dei sistemi di produzione e distribuzione delle materie prime e delle fonti energetiche.

In un recente lavoro curato dalla Fondazione Caracciolo [11] si è aggiunta a questo schema di valutazione l'analisi dei comportamenti di guida e di ricarica di cluster di utilizzatori di auto elettriche, classificati sulla base del tipo di veicolo utilizzato, delle loro necessità e abitudini di

spostamento (km effettuati urbano - extraurbano) ed altri. Lo studio sopra citato ha reso possibile osservare le differenze emissive nell'uso di auto private e aziendali, con diverse modalità di ricarica e provenienza della fonte energetica, a fronte di differenti stili di guida, percorrenze e modelli di auto (dalla piccola city car all'auto di alta gamma). I risultati hanno messo in evidenza che a seconda delle fonti energetiche impiegate nel ciclo di vita e del tipo di utilizzo del mezzo, le auto elettriche possono avere differenze emissive anche 29 volte più alte (o più basse) l'una dall'altra.

I fattori che più influenzano il risultato sono i materiali impiegati per la realizzazione del veicolo e il mix energetico adoperato per la fase di produzione e per quella di uso. Basti pensare che un'auto elettrica prodotta in Cina ha una impronta carbonica di circa il 35% in più rispetto ad una prodotta in Europa, proprio in virtù delle differenze tra i mix energetici. Nella sola fase di costruzione, la realizzazione in Europa di un'auto con energia da fonti non rinnovabili emette 9 volte più anidride carbonica rispetto ad una realizzata con energia verde. Inoltre, sul fattore costruzione influisce anche il tipo di veicolo: è lapalissiano che un veicolo di dimensioni maggiori impieghi più risorse e quindi abbia emissioni maggiori, con un divario che arriva al 40% confrontando, ad esempio, una Smart EQ e una Tesla Model 3.

In un precedente studio del 2021 della Fondazione Caracciolo [12] si è voluta sottolineare poi l'importanza di una transizione energetica efficace che non trascuri l'impatto che l'immissione di un sostanzioso numero di veicoli considerati a zero emissioni allo scarico potrebbe avere sui consumi energetici per la loro produzione e movimentazione, inducendo un incremento della produzione di energia da fonti non rinnovabili, per colmare il fabbisogno, operando per il settore automotive e non solo quello che in gergo viene denominato *green washing*.

Nello studio del 2021 è stato fatto il tentativo, sicuramente migliorabile, di quantificare le emissioni di CO<sub>2</sub> delle singole auto per diversa alimentazione e gamma in una proiezione al 2030, anno in cui secondo il PNIEC 2020 (come già ricordato all'inizio del capitolo) è previsto che circolino sulle nostre strade almeno 4 milioni di auto elettriche e 2 milioni di auto ibride. Quindi sono stati analizzati degli scenari al 2030 legati a possibili interventi di incentivazione all'acquisto di auto a basse emissioni, in sostituzione alle auto termiche tradizionali. Lo scenario tendenziale preso come riferimento era senza incentivi e considerava, rispetto ad un parco auto complessivo di quasi 36 milioni di autovetture, una diffusione dei veicoli elettrici e ibridi coerente con quanto previsto dai piani di sviluppo; mentre, negli scenari successivi si sono considerate alternativamente soluzioni che incentivino l'acquisto di veicoli BEV e a idrogeno, a metano e ibridi, oltre a uno scenario di riduzione degli spostamenti e riduzione complessiva del parco circolante. Un'ulteriore distinzione dei veicoli era stata fatta, oltre che rispetto al tipo di alimentazione, anche al segmento di appartenenza.

A fronte dei piani di investimento e sviluppo delle tecnologie di produzione di energia verde (elettricità, idrogeno e biocarburanti), è emerso il rischio che un incremento di veicoli green che superi le previsioni possa non essere "coperto" dalla suddetta produzione energetica e richieda il ritorno all'uso di fonti fossili (nello studio viene considerato l'uso del metano come fonte energetica fossile, meno impattante rispetto alle altre), riducendo il vantaggio ottenuto. Lo studio è stato completato prima dell'inizio del conflitto russo-ucraino. Ad oggi gli effetti di un possibile ricorso alle fonti fossili, anche quelle più inquinanti, risulta concreto.



### 1.3.2.1 *Gli obiettivi EU*

Il ruolo delle automobili nel raggiungimento dell'obiettivo di azzeramento delle emissioni al 2050 è sancito dall'Europa con il pacchetto di misure ambientali Fit for 55, che impone un progressivo taglio delle emissioni degli autoveicoli (-15% entro il 2025, -55% entro il 2030 e -100% entro il 2050 rispetto ai valori del 2021); l'obiettivo sarà raggiungibile incrementando la vendita di auto a emissioni zero, che dal 2035 dovrebbero essere le sole immesse nel mercato (a fronte di una maggiore produzione di elettricità e idrogeno da fonti rinnovabili). Tra le proposte trovano posto anche l'aumento della tassazione minima sulla benzina (da 35,9 a 38,5 €cent/litro) e sul gasolio (da 33 a 41,9 €cent/litro) e una riduzione sulle imposte minime sull'elettricità (da 1 € a 58 €cent/MWh).

Le già ambiziose misure ambientali previste dal pacchetto Fit for 55, datato luglio 2021, sono state oggi superate (marzo 2022) dal piano REPowerEU, nato come conseguenza dei mutati equilibri geopolitici che stanno spingendo l'Europa a cercare la sicurezza e indipendenza energetica dai combustibili fossili provenienti dalla Russia. Gli investimenti previsti sono valutati in 210 miliardi di euro e dovranno essere applicati in combinazione con il pacchetto Fit for 55, accelerando il piano di decarbonizzazione e anticipando le scadenze del 2035 al 2030, arrivando così ad una riduzione generalizzata dei consumi energetici (l'obiettivo di energia verde nel mix energetico europeo salirebbe al 45% rispetto al precedente obiettivo del 40%). Solo per il gas si stima un risparmio del 30% sui consumi nel 2030, pari a circa 116 miliardi di metri cubi; il risparmio economico è valutato in circa 80 miliardi di euro di spesa in meno per l'importazione del gas, 12 miliardi di euro in meno per le importazioni di prodotti petroliferi e 1,7 miliardi di euro risparmiati sull'importazione del carbone.



## Bibliografia

1. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social Committee and the Committee of the Regions, Sustainable and Smart Mobility Strategy – putting European transport on track for the future, (COM (2020) 789 final, dicembre 2020)
2. PNRR, Missione 3, “Infrastrutture per una mobilità sostenibile”, 3) Recharge and refuel
3. TERNA e Snam: Documento di descrizione degli scenari 2022, Agosto 2022  
[https://download.terna.it/terna/Documento\\_Descrizione\\_Scenari\\_2022\\_8da74044f6ee28d.pdf#page=30&zoom=100,72,181](https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da74044f6ee28d.pdf#page=30&zoom=100,72,181)
4. MISE, Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili dell’Italia, 2010
5. GSE, Rapporto statistico 2020 – Energia da fonti rinnovabili in Italia, marzo 2022
6. ISPRA, Gli indicatori del clima in Italia nel 2020
7. Legambiente, Rapporto 2021 dell’Osservatorio di Legambiente Città Clima, “Il clima è già cambiato, Le città e le reti di fronte alla sfida dell’adattamento climatico”, <https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2021/11/Report-OsservatorioCittaClima2021.pdf>
8. RSE, Mappe dell'energia cumulata annuale proveniente dalla radiazione solare al suolo sul piano orizzontale, <http://sunrise.rse-web.it/>
9. GSE, Energia nel settore dei trasporti in Italia 2005-2020, Quadro statistico di riferimento e monitoraggio target UE, Nota di approfondimento, giugno 2021
10. GSE, Energia nel settore dei trasporti in Italia 2005-2021, Quadro statistico di riferimento e monitoraggio target UE, Nota di approfondimento, ottobre 2022.
11. Fondazione Caracciolo e CARE, Le variabili emissive dell’auto elettrica: ricariche, tragitti e stili di guida, febbraio 2022
12. Fondazione Caracciolo, Per una transizione ecorazionale della mobilità automobilistica italiana, novembre 2021



## 2 Le reti intelligenti: il nuovo paradigma del sistema elettrico di distribuzione

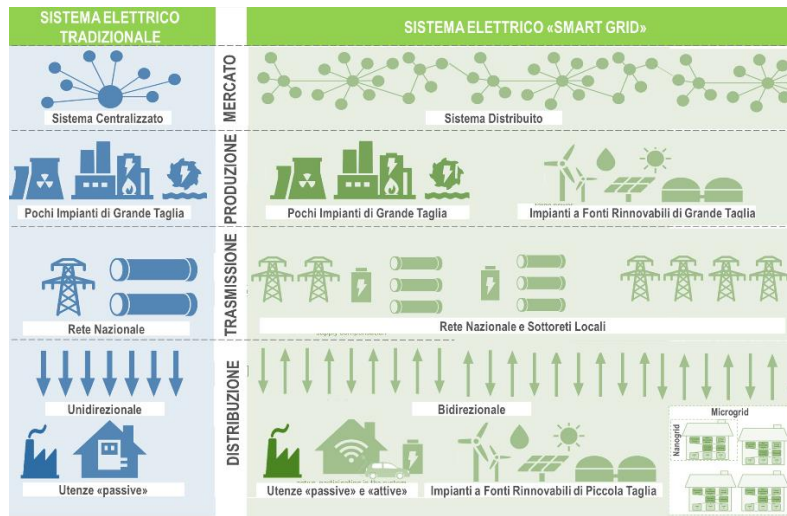
La necessità di quote crescenti di fonti rinnovabili nelle reti elettriche, elemento abilitante della transizione energetica, comporta un incremento di complessità dei moderni sistemi energetici e richiede nuovi meccanismi di gestione delle reti di distribuzione. Le attuali reti energetiche devono evolvere verso sistemi intelligenti in grado di gestire secondo logiche di ottimizzazione avanzata il vettore energetico, coordinando le risorse di carico e generazione presenti nelle reti, così da massimizzare l'efficacia e l'efficienza del sistema energetico, preservandone al contempo l'adeguatezza e la sicurezza. Tali reti elettriche intelligenti sono comunemente note con il nome di **Smart Grid** (SG).

### *Cos'è una Smart Grid?*

*In accordo con la definizione dell'International Energy Agency (IEA)[1], una SG è un sistema di reti elettriche che utilizza la tecnologia digitale per monitorare e gestire il trasporto di elettricità da tutte le fonti di generazione, allo scopo di soddisfare le diverse richieste di energia elettrica degli utenti finali.*

Le SG, quindi, non sono reti elettriche sostitutive delle attuali reti di distribuzione, ma un nuovo modo di gestire le reti preesistenti, opportunamente rinnovate e potenziate mediante l'utilizzo di tecnologie di automazione, informazione e comunicazione. Grazie all'utilizzo di apparati di monitoraggio e automazione, sistemi elettrici originariamente progettati per essere eserciti secondo un modello di funzionamento unidirezionale (flussi di potenza unidirezionali da generatori di grossa taglia agli utenti finali) possono operare secondo un modello bidirezionale, in grado di accogliere produzione elettrica proveniente dai molteplici nodi di generazione dislocati lungo la rete (impianti di generazione a fonte rinnovabile, di taglie differenziate). In un sistema di questo tipo, il rapporto gerarchico tra i nodi tipico dei sistemi elettrici tradizionali viene praticamente annullato per dar vita a relazioni paritarie, anche per quei nodi che non fungono più da semplici utilizzatori delle risorse di rete [2]. Una rappresentazione grafica delle diverse logiche di funzionamento di un sistema elettrico tradizionale e di un sistema smart è di seguito riportata in Figura 11.

Figura 7: Sistema elettrico tradizionale verso SG



Fonte: Enea [3]

Come evidente dalla figura, in una SG, la gestione centralizzata tipica delle reti elettriche tradizionali evolve verso un modello distribuito che abilita molteplici configurazioni, ampliando gli attuali modelli di mercato con conseguenti benefici per l'intera filiera energetica. Le logiche smart, infatti, permettono non solo di ottimizzare il funzionamento delle risorse di rete come precedentemente descritto, ma anche di connettere alla rete principale sottoreti locali, in grado, in taluni casi, di operare anche in modalità isolata. Tali sottoreti vengono generalmente denominate **Microgrid** (MG) e rappresentano elementi fondamentali per la futura smartizzazione dei sistemi elettrici.

Le MG, replicando su scala più ridotta le SG, sono porzioni della rete in media tensione (MT) o in bassa tensione (BT), in cui sono presenti unità di generazione, accumulo e carichi, gestite da un sistema di controllo intelligente delle diverse risorse. Possono essere connesse alla rete di distribuzione, oppure operare in modalità isolata da essa. In base alla taglia della rete, le MG si dividono, a loro volta, in Milli, Micro-, Nano-, Pico- Grid. Questa categorizzazione è generalmente riferita, oltre che alla dimensione geografica, anche ai livelli di tensione e alla tipologia di corrente. Mentre le Milli- e le Micro- Grid si attestano a livelli MT e BT, le Nano-Grid operano, in genere, a livello BT e, frequentemente, in Corrente Continua (CC). Tipici campi di applicazione delle MG sono le aree geografiche non raggiunte dalla rete di distribuzione nazionale.

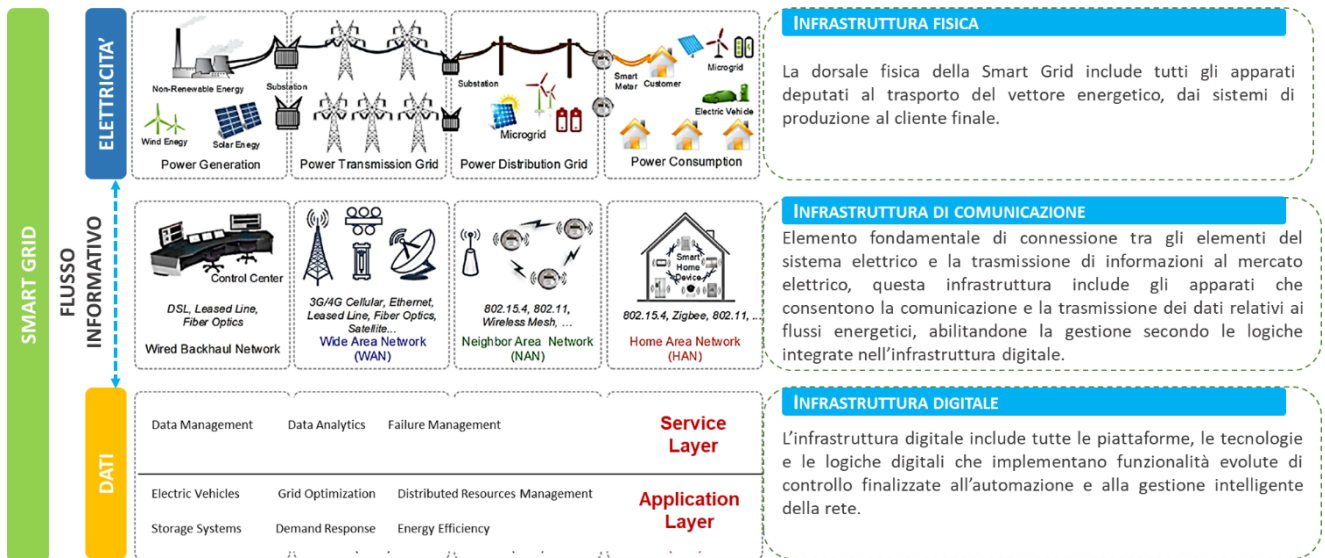
**Quali sono le principali tecnologie alla base di una Smart Grid? E perché le reti intelligenti sono così importanti per la diffusione dei veicoli elettrici o ibridi?**

Nel seguito di questo paragrafo proveremo a rispondere ad entrambe le domande.

## 2.1 Le infrastrutture di una SG

Una SG è costituita da tre infrastrutture fondamentali: fisica, comunicazione e digitale.

Figura 8: Schema concettuale multilayer di una SG



Fonte: a) Elaborazione Enea su schema di S.Clerici[4], b) Rajalingham et al. [5]

L'**infrastruttura fisica** rappresenta la rete fisica su cui transita il vettore energetico. Nelle SG, tipicamente, essa corrisponde ad una porzione della rete di distribuzione in media o bassa tensione. Le SG possono funzionare in modalità connessa alla rete nazionale, in isola o passare da una configurazione di funzionamento all'altra (connessa – disconnessa dalla rete nazionale) in funzione di condizioni operative specifiche.

L'**infrastruttura di comunicazione** è una rete che permette la condivisione di informazioni tra i diversi apparati di una SG. Tale rete include sia apparati di misura e sensori di rilevazione installati nell'infrastruttura fisica (**infrastruttura di misurazione**) sia apparati di telecomunicazione deputati ad abilitare la comunicazione dati tra i diversi apparati della SG (**infrastruttura di telecomunicazione**). All'infrastruttura di comunicazione, infatti, è demandato sia il compito di inviare i segnali di attuazione (ovvero i comandi) ricevuti dall'infrastruttura digitale agli apparati della infrastruttura fisica sia il ruolo di raccolta dei dati provenienti dagli apparati di misura e dalla sensoristica installati in campo da inviare all'infrastruttura digitale.

La principale tecnologia di un'**infrastruttura di misurazione** avanzata (*Advanced Metering Infrastructure - AMI*) è costituita dagli *Smart Meter* (SM), contatori intelligenti che misurano le quantità fisiche, registrano eventi quali interruzioni o modifiche contrattuali di potenza nominale, convertono le informazioni in forma digitale prima di trasmetterle al sistema di acquisizione centrale, misurano i livelli di tensione e potenza del cliente da inviare al gestore della SG o al gestore della rete di distribuzione. Il gestore della SG, o il DSO, acquisisce i dati, li elabora mediante le applicazioni installate nell'infrastruttura digitale e valuta i parametri di regolazione da applicare alle risorse della rete intelligente per garantire il funzionamento stabile ed ottimizzato della SG.

Le **tecnologie di telecomunicazione** adottate all'interno di una SG possono essere di tipo Wireless o basate su cablaggio. È evidente che, mentre le prime presentano costi di installazione inferiori ma maggiore flessibilità e scalabilità, le seconde risultano più affidabili e consentono di

raggiungere livelli prestazionali migliori in termini di velocità di trasmissione dei dati e riduzione di possibili problemi di interferenza nella trasmissione dei segnali. La tipologia di tecnologia prescelta dipenderà, quindi, fortemente dal contesto e dal livello di performance richiesto per l'applicazione specifica. In ogni caso, le tecnologie adoperate dovranno: garantire la comunicazione tra apparati diversi della SG e tra la SG stessa e le reti esterne (interoperabilità), assicurare la riservatezza dei dati (protezione) e delle informazioni in tutte le fasi di controllo e monitoraggio dei sistemi di misura (sicurezza informatica).

**L'infrastruttura digitale e di gestione intelligente** rappresenta il cuore della SG. Essa si compone di un insieme di strumenti *computer-based* e di logiche di management utilizzate dal gestore della rete intelligente, per monitorare, controllare e ottimizzare le prestazioni del sistema. Tale infrastruttura, infatti, colleziona tutti i dati provenienti dall'infrastruttura fisica mediante quella di comunicazione (es. dati di consumo energetico forniti dagli *smart meter*; dati riguardanti la gestione, il controllo e la manutenzione dei dispositivi e delle apparecchiature di produzione, acquisiti attraverso l'ausilio di dispositivi elettronici intelligenti; dati relativi ai prezzi del mercato dell'energia; dati operativi per l'esecuzione di programmi di utilità e di tariffazione; etc.) e li analizza ed elabora per implementare le strategie di decisionali che consentono di valutare - attraverso modelli matematici, tecniche di intelligenza artificiale e programmazione avanzata - le configurazioni ottimali di lavoro delle risorse della SG e i corrispondenti valori di setup «ottimali» per le risorse distribuite di generazione e carico. Tale approccio decisionale contribuisce a:

- utilizzare in maniera coordinata le risorse distribuite consentendone una effettiva valorizzazione;
- integrare quote crescenti di generazione non programmabile in rete, con benefici ambientali e maggior creazione di valore per tutta la filiera energetica;
- rendere più flessibile il rapporto produttore-consumatore aprendo così a nuovi meccanismi di offerta basati sul coinvolgimento attivo dell'utente (consumatore e prosumer) e favorendo la formazione di comunità energetiche sia locali che diffuse.

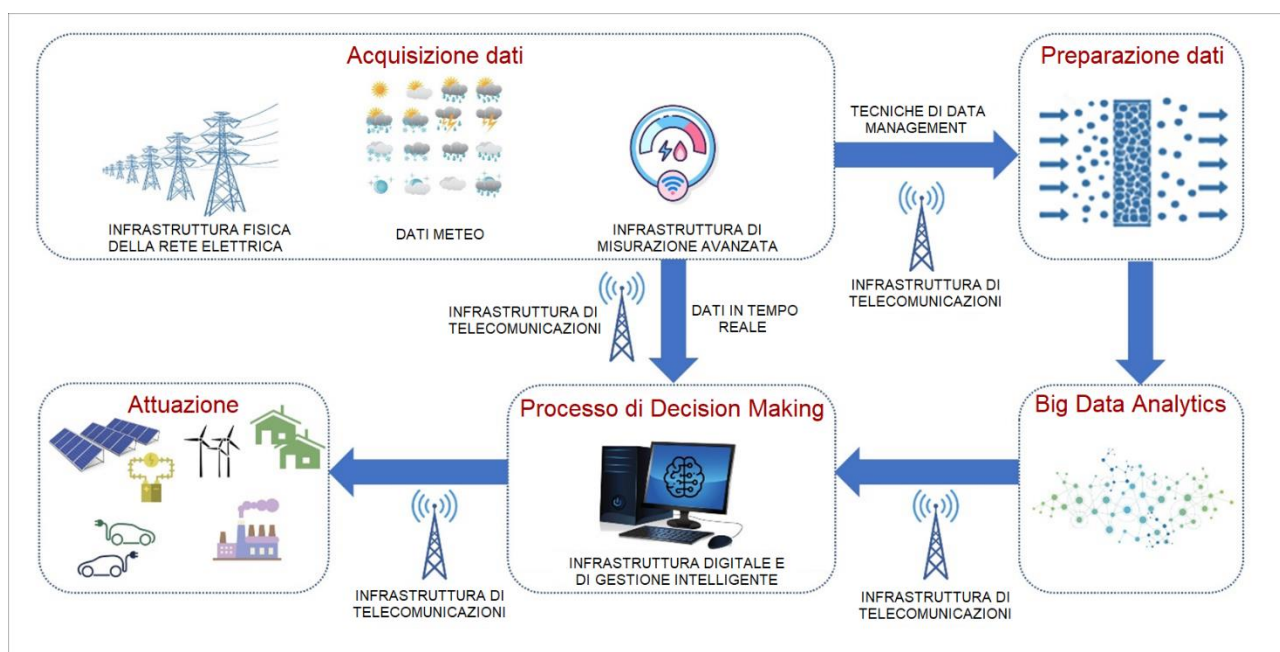
Lo schema logico di funzionamento di una SG, riportato in Figura 13, prevede le seguenti fasi:

- **Acquisizione dati:** fase di acquisizione dei dati provenienti dalle risorse distribuite in campo (apparati di generazione e carico) e dei dati propedeutici alla previsione di funzionamento (es. dati meteo per la previsione della producibilità degli impianti fotovoltaici). I dati, acquisiti tramite l'infrastruttura di misurazione (AMI) vengono inviati agli apparati informatici dell'infrastruttura digitale per la successiva elaborazione.
- **Preparazione dati:** fase di preparazione dei dati provenienti dalla infrastruttura di comunicazione. Più nello specifico, all'interno di una SG si scambiano ingenti volumi/quantità di informazioni di diverso tipo (es. dati strutturati, semi-strutturati e non), provenienti da sorgenti diverse e che, pertanto, devono essere preventivamente analizzati per poter essere adoperati dal sistema di gestione integrato nell'infrastruttura digitale e di gestione intelligente della SG. Tale preparazione dei dati permetterà di individuare la presenza di dati incompleti, errati o incoerenti nei dataset provenienti dall'AMI e di compensare tali irregolarità, anche eliminando i dati non utili, così da

garantire una qualità dei dataset adeguata alla successiva elaborazione da parte del Decision Making System (DMS), ovvero il sistema di gestione della SG che si occupa di elaborare le strategie decisionali.

- In taluni casi, l'entità dei dati è notevole (soprattutto in caso di reti SG molto estese) e, quindi, si richiede il ricorso a tecniche tipiche del **Big Data Analytics** (asset di informazioni ad altissimo volume, ad altissima rapidità e/o di altissima varietà che richiedono forme innovative di analisi e interpretazione capaci di migliorare gli insight, il decision making e l'automazione dei processi [6]).
- **Processo di Decision Making:** fase di elaborazione, mediante modelli matematici e tecniche di intelligenza artificiale, delle logiche di management (es. ottimizzazione multiobiettivo). Il DMS, come sopra richiamato, valuta i setpoint ottimi delle diverse risorse della SG (carichi, sistemi di generazione, sistemi di accumulo, veicoli elettrici ecc.) per l'attuazione delle strategie di gestione. Queste ultime possono rispondere a logiche di mercato, di energy management, di erogazione di servizi alla rete, di sostenibilità ambientale, ecc. Tutte le logiche vengono applicate a modelli matematici che devono fornire una rappresentazione unica dell'intero sistema energetico SG, riproducendo non solo il comportamento delle singole risorse ma anche delle mutue correlazioni (**modello della SG**). Questo approccio permette la storicizzazione delle configurazioni della rete, la valutazione previsionale degli impatti di nuove configurazioni e la schedulazione dinamica della programmazione delle risorse, rendendo così le SG un sistema estremamente dinamico e in grado di adattarsi dinamicamente al contesto applicativo [7, 8].
- **Attuazione:** fase di attuazione delle azioni corrispondenti alle logiche elaborate dal DMS (ovvero impostazione e regolazione dei setpoint sulle risorse della SG).

Figura 9: Esempio di procedura di gestione dei dati in una SG



Fonte: Elaborazione Enea su immagine tratta da Y.Zhang et al. [9]



## 2.2 Gli stakeholder della filiera elettrica: dal produttore al consumatore

In questa sezione, vengono introdotti i principali stakeholder della filiera elettrica. La diffusione delle SG richiede una revisione degli attuali ruoli e l'apertura a nuove logiche di mercato.

- **Utenti:** rappresentano i principali destinatari del servizio. Oltre agli interessi nei confronti della qualità e del costo dell'energia, dopo la liberalizzazione del mercato sono diventati parti attive del sistema potendo decidere se partecipare al mercato dell'energia elettrica (attraverso un aggregatore), e/o potendo scegliere il proprio fornitore di energia.
- **I venditori** al dettaglio vendono energia elettrica al consumatore finale. Si pongono come intermediatori tra i produttori di energia e gli utenti. Già la normativa relativa alla liberalizzazione del mercato elettrico, recepita dalla Legge Bersani del 1999, consentiva agli utenti finali di scegliere il proprio venditore di energia elettrica, riconoscendo all'attività di vendita dell'energia una attività aperta alla concorrenza.
- **Energy Service Company (ESCO):** rappresenta un gruppo minore di investitori che riveste un'importanza strategica per la realizzazione di un sistema energetico ad elevata efficienza, realizzando soluzioni di ottimizzazione energetica ad hoc per grandi e medie utenze. Il loro interesse primario consiste nella fornitura di un servizio competitivo ai propri clienti, ottenendo un adeguato margine di ritorno rispetto agli investimenti realizzati.
- **I fornitori di servizi energetici (ESP)** sono entità che forniscono il loro portafoglio di carichi contraendo energia sul mercato all'ingrosso. Sono anche spesso denominate entità al servizio del carico, rivenditori di energia o fornitori. Ciò include anche l'installazione e il funzionamento di impianti di ricarica per i PEV.
- **Regolatori:** si troveranno ad operare in un quadro più complesso, nel quale sarà necessario gestire attivamente non solo l'attività dei grandi produttori, ma anche quella dei consumatori che a loro volta possono comportarsi come utenze o piccoli fornitori di energia. Hanno interesse ad operare mediante sistemi informatici in grado di gestire la maggiore complessità del sistema, garantendo la sicurezza, l'efficienza economica, energetica ed ambientale dello stesso. Richiedono, inoltre, un contesto legislativo allineato con le proprie esigenze (incentivi e leggi orientate al raggiungimento di obiettivi comuni). In Italia l'ente regolatore è l'ARERA, ovvero l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, che svolge attività di regolazione e controllo nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale, dei servizi idrici, del ciclo dei rifiuti e del telecalore. Istituita con la legge n. 481 del 1995, è un'autorità amministrativa indipendente che opera per garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità e tutelare gli interessi di utenti e consumatori. Funzioni svolte armonizzando gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti i servizi con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse ([www.arera.it](http://www.arera.it)).
- **Gli operatori della rete:** l'operatore del sistema di trasmissione (TSO) è definito, in linea con la Direttiva 2009/72/CE, come una persona fisica o un rappresentante legale responsabile per la gestione, la sicurezza e la manutenzione della rete e, se necessario,



dello sviluppo della rete di trasmissione in una particolare area del territorio. Deve garantire, inoltre, il continuo buon funzionamento della rete al fine del soddisfacimento della domanda di energia ed è anche responsabile [10, 11, 12]. In Italia il gestore della rete di trasmissione nazionale è la società TERNA.

- L'operatore del Sistema di distribuzione (DSO) è definito, in accordo alla stessa Direttiva di cui sopra, come la persona fisica o giuridica (rappresentante legale), responsabile della gestione, della sicurezza, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete di distribuzione in una particolare area del territorio. Deve garantire, inoltre, il rispetto del bilanciamento della domanda dei suoi utenti ed è responsabile, degli accessi alla rete regionale, che deve consentire a tutti, e della stabilità della rete stessa spesso resa particolarmente difficile dalla massiva introduzione degli impianti a fonte rinnovabile. In Italia non esiste un unico gestore della rete di distribuzione, ma e-distribuzione (società di ENEL incaricata della distribuzione di energia elettrica) è attualmente il distributore locale più diffuso nei comuni italiani con una copertura superiore al 90% del territorio.
- **Produttori e proprietari della rete:** rappresentano i principali investitori del sistema e hanno interesse ad operare in un contesto legislativo stabile e ben definito che permetta un'adeguata remunerazione nel lungo periodo degli investimenti sostenuti; hanno inoltre interesse a superare gli attuali vincoli tecnici che impongono condizioni di generazione poco efficiente (frequenti variazioni del carico, carichi molto parzializzati per garantire la riserva di sistema).
- **Prosumer:** è un soggetto riconosciuto giuridicamente che in alcune ore si pone come consumatore sul mercato, in altre come produttore. L'acronimo nasce dall'unione delle parole produttore e consumatore e possono agire in maniera autonoma, o in consorzi.
- **Aggregatore:** è un soggetto giuridico che combina differenti risorse flessibili connesse alla rete di distribuzione e offre i loro output aggregati o come servizio al DSO [10] L'aggregatore, quando gestisce un portafoglio di carico, potrebbe differenziare tra carichi controllabili e incontrollabili. Le informazioni possono essere raccolte e raggruppate per dispositivi di gestione che possono essere disposti in modo altamente distribuito e gerarchico per consentire la riduzione sforzi di comunicazione.

## 2.3 Vantaggi e svantaggi di una SG

Da quanto fino ora enunciato, i vantaggi della scelta di una SG sono molteplici: primo fra tutti, le SG garantiscono e migliorano la sicurezza del sistema mediante una gestione più efficace e puntuale delle risorse connesse alla rete, permettendo l'aumento della quantità di Generazione Distribuita -GD, anche rinnovabile, connessa alla rete senza compromettere la qualità della fornitura e riducendo la necessità di interventi infrastrutturali di adeguamento delle reti; le SG, poi, riducono le perdite di trasporto e quelle per effetto Joule che rappresentano le principali inefficienze dell'attuale rete di distribuzione elettrica. Il raggiungimento di questo obiettivo è reso possibile dal considerevole utilizzo di impianti di GD che, lavorando in prossimità degli end-users, consentono di ridurre la distanza che intercorre tra il punto di produzione e quello di consumo. Inoltre, le SG permettono di offrire una risposta più rapida a eventualità impreviste e consentono di svolgere ricerche di guasto molto evolute, rapide e in modo automatizzato,

minimizzando i tempi di fuori servizio. Infine, l'introduzione di utenze intelligenti in grado di variare il proprio assorbimento in funzione delle esigenze contingenti del sistema consentirà di attuare tecniche di demand response (DR) ed effettuare azioni di "peak shaving" o "power levelling", con grandi vantaggi in termini di riduzione del costo dell'energia nelle ore di punta, e quindi dei costi energetici per gli utenti finali.

Le principali barriere che limitano lo sviluppo delle SG sono connesse all'interoperabilità di apparati e dispositivi da integrare nelle reti elettriche. Tali apparati, generalmente maturi dal punto di vista commerciale nel settore merceologico di riferimento, utilizzano linguaggi e protocolli che richiedono sviluppi sperimentali che li rendano integrabili con gli altri dispositivi. È evidente, quindi, che risulterebbe fondamentale il coinvolgimento dei produttori di dispositivi nelle sperimentazioni SG per poter superare le barriere della scalabilità e dell'interoperabilità. Un coinvolgimento attivo dell'utenza finale permetterebbe, poi, sia di superare il limite relativo al mancato know-how relativo alle SG, sia di ampliare la scala dei dimostratori. Una maggiore consapevolezza dei benefici economici e ambientali potrebbe, altresì, incrementare e velocizzare la partecipazione attiva alla realizzazione di reti digitalizzate, soprattutto in ambito residenziale. Meccanismi di agevolazione finanziaria, normative e policy di supporto risultano, pertanto, fondamentali per incentivare l'implementazione di SG in un contesto reale e su scala "rilevante" che faciliterebbero una successiva e progressiva diffusione delle SG nel settore delle reti di distribuzione.

## 2.4 SG e Trasporto elettrico

Le attuali abitudini di utilizzo dei veicoli prevedono delle modalità di rifornimento, sia per i veicoli alimentati con combustibili fossili che per quelli di tipo ibrido o elettrico, gestite in maniera "autonoma" dal proprietario del veicolo. Questo tipo di logica di rifornimento, compatibile con l'attuale struttura di mercato, deve essere necessariamente rivista in ottica di diffusione di massa dei veicoli elettrici. Processi di ricarica dei veicoli concentrati nella stessa fascia oraria, infatti, potrebbero rappresentare un problema per le reti di distribuzione che si troverebbero a dover gestire picchi inattesi di domanda. Se, a titolo di esempio, tutte le ricariche di veicoli elettrici presso punti di ricarica di utenze domestiche fossero effettuate in contemporanea, al termine dell'orario lavorativo, in fascia serale, l'infrastruttura elettrica di un quartiere si troverebbe a dover gestire un picco della domanda elettrica significativo rispetto ai valori per la quale è stata progettata (le stazioni di ricarica domestiche per veicoli elettrici, in genere, assorbono un carico di elettricità di 6,6 kW che si andrebbe a sommare a quello delle utenze residenziali). Dati diffusi dall'Electric Power Research Institute (EPRI) suggeriscono che se due clienti ricaricassero contemporaneamente in due stazioni di ricarica da 6,6 kW in un periodo di picco in una zona corrispondente alla stessa cabina di trasformazione, il loro carico sommato ai carichi abituali potrebbe condurre ad un superamento della soglia di emergenza di circa il 40% degli odierni trasformatori di distribuzione. È evidente, quindi, che in ottica prospettica di una diffusione massiva dei veicoli elettrici si rende necessario un adeguamento delle attuali infrastrutture elettriche. La smartizzazione delle reti elettriche rappresenta, in tal senso, una possibile risposta a tale necessità di adeguamento e le **SG possono essere considerate una vera e propria tecnologia abilitante per la transizione verso un trasporto elettrico di massa.**

Un veicolo elettrico, in particolare, può essere trattato come un sistema di accumulo elettrico di una SG; esso, infatti, può fungere da risorsa di generazione nel funzionamento V2G, da carico nel funzionamento G2V. In una accezione di questo tipo, l'infrastruttura di comunicazione veicolo-SG potrà consentire al gestore della SG di "apprendere" attraverso i sistemi di intelligenza artificiale integrati nell'infrastruttura digitale il comportamento e le preferenze connesse all'utilizzo del veicolo e attuare logiche di gestione della SG che proponano al proprietario del veicolo le strategie ottimali di ricarica. Ciò potrà consentire al consumatore di ottenere più informazioni e una maggiore possibilità di scelta sul costo del rifornimento (es. il consumatore potrebbe ricevere un alert che lo avvisa di un costo di ricarica più conveniente in una particolare fascia oraria) e, in taluni casi, anche di potersi sentire parte attiva in un processo di miglioramento sull'impatto ambientale (es. il consumatore, avvisato dal sistema di comunicazione della SG che si prevede per il giorno dopo, in una certa fascia oraria, una maggiore disponibilità di produzione da generazione di tipo rinnovabile nella SG, potrebbe essere invogliato a spostare la ricarica in quella fascia oraria per contribuire positivamente all'impatto ambientale). Parimenti, il gestore della SG, note sia le preferenze e le abitudini di utilizzo di ciascun veicolo sia la disponibilità di risorse aggregate (cui il veicolo partecipa in forma attiva), può adottare strategie di gestione che ottimizzino la gestione della ricarica dei veicoli elettrici come parte di una logica integrata di Demand Side Management (DSM), offrendo alle utility (es. il DSO) una flessibilità che gli consenta di mitigare potenziali impatti da sovraccarico sulla rete, proteggendone così i componenti e garantendo un più efficiente utilizzo della capacità di generazione di elettricità.

È evidente, quindi, che l'integrazione dei veicoli elettrici in una SG comporta benefici per l'intera filiera: dal gestore della SG, al DSO, al proprietario del veicolo elettrico o a eventuali nuovi operatori di mercato che potrebbero integrare il sistema SG. Le strutture commerciali che hanno la possibilità di integrare numerose stazioni di ricarica dei veicoli elettrici (es. parcheggi dei centri commerciali), ad esempio, potrebbero coordinare la propria offerta di mercato in funzione delle strategie di gestione della SG, offrendo soluzioni di ricarica vantaggiose sia per il cliente che per l'operatore e il gestore della SG.

L'integrazione dei veicoli elettrici nelle SG pone, però, ancora numerose sfide, tecniche, regolatorie, di mercato e sociali.

Dal punto di vista tecnico, veicoli elettrici, infrastrutture di ricarica e SG devono essere dotati di apparati di comunicazione interoperabili. Affinché il meccanismo funzioni, infatti, deve essere garantito uno scambio continuo di informazioni tra rete e parco auto, ma devono essere accessibili anche informazioni sullo stato dei singoli veicoli connessi alla rete per consentire il monitoraggio degli stessi. Emerge chiara la necessità di sviluppare dispositivi, software e hardware, progettati e sviluppati secondo standard o comunque capaci di garantire l'interoperabilità. Tali apparati, inoltre, devono assicurare in ogni momento un funzionamento sicuro anche in termini di protezione dei dati. La copertura della rete di comunicazione, inoltre, deve essere garantita in termini di capillarità di diffusione che di efficienza così da permettere uno scambio dati continuo e in tempo reale tra i veicoli e l'infrastruttura di comunicazione della SG.

Dal punto di vista regolatorio e di mercato, risulta necessario normare nuovi meccanismi di partecipazione al mercato per le risorse distribuite (di cui i veicoli elettrici diventerebbero un componente attivo) e incentivare l'offerta commerciale da parte degli operatori di mercato di

nuove soluzioni che consentano anche di coinvolgere il proprietario del veicolo elettrico, abbattendo le attuali barriere di accettabilità sociale che ostacolano nuove forme di partecipazione attiva alla filiera energetica.

## Bibliografia

1. IEA, Technology Roadmap - Smart Grids, 2011, IEA. <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-smart-grids>
2. De Bonis R., Bellifemine F.L., Borean C, "Smart Grids: Energia e ICT", Notiziario tecnico Telecom Italia, n.3, 2009
3. G. Graditi, V. Palladino, G. Rossi, M. Valenti, "SMART GRID - Technology Brief". Rapporto ESPA, 2020 ([www.espa.enea.it](http://www.espa.enea.it)) (<https://www.espa.enea.it/prodotti-e-servizi/rapporto-sulle-tecnologie-applicate-alle-smart-grid.html>)
4. S. Clerici, Le linee Guida per l'ACB delle Smart Grid, Seminario ANIE, 2018
5. G. Rajalingham, Y. Gao, Ho Quang-Dung, T. Le-Ngoc, "Quality of service differentiation for smart grid neighbour area networks through multiple RPL instances" Conference: 10th ACM International Symposium on QoS and Security for Wireless and Mobile Networks DOI: <http://dx.doi.org/10.1145/2642687.2642695>, 2014
6. <https://www.gartner.com/en/information-technology/glossary/big-data>.
7. M.W. Maier, "Architecting principles for systems-of-systems". Syst. Eng. 1999, 1, 267–284, 1999
8. D. De Laurentis, "Understanding Transportation as a System-of-Systems Design Problem". In Proceedings of the 43rd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, Reno, Nevada, 26–27 September 2005.
9. Y. Zhang, T. Huang and E. F. Bompard, Big Data analytics in smart grids: a review. Energy Informatics, 1:8 <https://doi.org/10.1186/s42162-018-0007-5>, 2018
10. European Commission (EC), The role of DSOs in a Smart Grid environment (2014). DG ENER Final report Amsterdam/Rotterdam.
11. F. Rossi, Gestione dei sistemi elettrici nei mercati liberalizzati, Napoli, Edizioni Scientifiche Italiane, 2007
12. T. Jamasb, M.G. Pollitt (Eds.), The Future of Electricity Demand: Customers, Citizens, and Loads, Cambridge, Cambridge University Press, 2011



### **3 Sostenibilità e sviluppo dei sistemi di accumulo dell'energia per l'autotrazione elettrica ed applicazioni stazionarie**

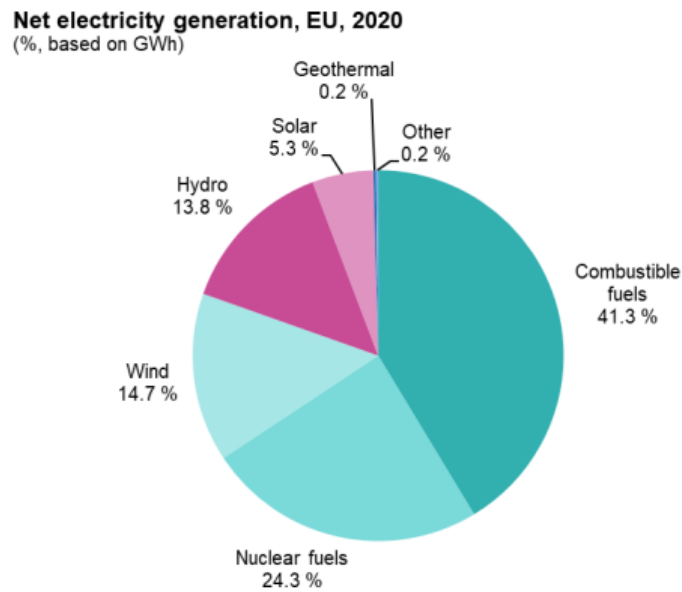
Il capitolo intende offrire una sintesi dei principali argomenti relativi alla innovazione tecnologica dei sistemi di accumulo elettrochimico idonei alle applicazioni veicolari, ponendo in risalto le relative implicazioni lungo la catena del valore della filiera. Partendo dalle prospettive di sviluppo individuate nella Roadmap Europea si tratterà del tema delle prestazioni unitamente alle criticità di produzione e di reperibilità delle materie prime. Verranno esposte le esigenze del mercato e delle materie prime in relazione alla transizione energetica verso l'elettrificazione ed alle opportunità offerte nel paradigma della circolarità delle risorse. Verrà discusso il tema delle potenzialità dello stoccaggio elettrico distribuito analizzando anche altre applicazioni di accumulo energetico (elettrico, meccanico, termico).

Rispetto agli scenari evolutivi presentati qui come ipotesi di lavoro, alcuni importanti eventi hanno modificato le condizioni al contorno: caduta della domanda di mobilità per effetto della pandemia COVID-19, ridotta disponibilità di componenti tecnologici per difficoltà logistiche delle filiere produttive, annuncio della uscita dalla produzione di veicoli dotati di ICE, crisi energetica a seguito delle tensioni mondiali. Nel quadro di un peggioramento generale del panorama energetico globale, con impatti più forti nel vecchio continente, gli obiettivi di decarbonizzazione prefissati dalla Commissione Europea divengono uno stimolo ulteriore per smarcarsi da una posizione di dipendenza dalle fonti fossili e dalle sue implicazioni geo-politiche. Costruire una mobilità elettrificata, fondata su disponibilità di risorse energetiche rinnovabili, è un traguardo che implica la mutua partecipazione di diversi attori: la ricerca, per individuare soluzioni future sostenibili anche per le risorse implicate, l'industria, per realizzare un sistema produttivo adeguato alla domanda nella visione di un accorto utilizzo delle risorse secondo i criteri della circolarità, la politica, per gli stimoli necessari al sostegno delle iniziative di sviluppo e, non ultimo, gli utilizzatori, con la consapevolezza che un nuovo modello di mobilità è possibile.

#### **3.1 Batterie al Li-ione e roadmap di sviluppo**

Negli anni a venire le batterie rivestiranno un ruolo importante nelle politiche di decarbonizzazione della nostra società e presenzieranno in modo privilegiato il settore produttivo e quello dei trasporti. L'importanza delle batterie nel panorama energetico europeo prende avvio dalle iniziative del Green Deal che puntano alla riduzione, sino all'azzeramento, dell'uso delle fonti fossili. La rilevanza delle batterie ha, quindi, radici nel processo di sostituzione ed equilibrio degli approvvigionamenti energetici nel quadro dei consumi finali di energia e di generazione elettrica. Nel 2020, in Europa, il consumo finale di energia ha raggiunto i 37.086 PJ di cui appena il 23,2% costituito da consumi elettrici [1]. La quota di elettricità è prevista in crescita per compensare l'abbandono, nei consumi finali, dei prodotti petroliferi e del gas naturale che costituiscono rispettivamente il 35% e 21,9% del totale. Per quanto riguarda la generazione elettrica essa è stata soddisfatta per il 41,3% dai combustibili fossili e solo per il 34% da fonti rinnovabili (Figura 10).

Figura 10: Ripartizione della produzione elettrica europea nel 2020 (fonte Eurostat)



Source: Eurostat (online data code: nrg\_ind\_peh)



La sostituzione dei combustibili da estrazione (carbone, gas naturale e petrolio) attualmente impiegati per la generazione elettrica richiederà, a consumi invariati, un raddoppio dell'attuale frazione di produzione da rinnovabili per compensare la riduzione della componente fossile. Inoltre andrà aggiunta l'ulteriore quota di energia elettrica per sopperire all'incremento dei consumi elettrici in settori energetici decarbonizzati quali ad esempio i trasporti. La non programmabilità di parte delle rinnovabili (solare ed eolico), imporrà la realizzazione di impianti di stoccaggio dell'energia per garantire continuità di servizio nelle ore di carenza produttiva e fornire sostegno nelle operazioni di gestione della rete. Gli impianti di "storage" saranno basati su diverse tecnologie: chimica, elettrica, meccanica e termica. Le batterie, per le prestazioni che le caratterizzano, sono indicate come elementi importanti di questo puzzle energetico. La tecnologia delle batterie maggiormente utilizzate, escludendo le batterie al piombo, afferiscono alla categoria Litio-ione.

La mobilità elettrica rappresenta il principale mercato dei sistemi di accumulo elettrochimico basato sulla tecnologia Litio-ione e le previsioni individuano questa preminenza anche per gli anni venturi sino al 2030 ed oltre. Le batterie al Litio (LIB Lithium Ion Battery) sono realizzate con una ampia gamma di soluzioni chimiche capaci di offrire prestazioni differenziate sotto il profilo energetico, di durata, di sicurezza e di riciclabilità. La classificazione per chimica implementata nella realizzazione delle celle componenti le LIB è riportata in Tabella 13, evidenziando la generazione di appartenenza.



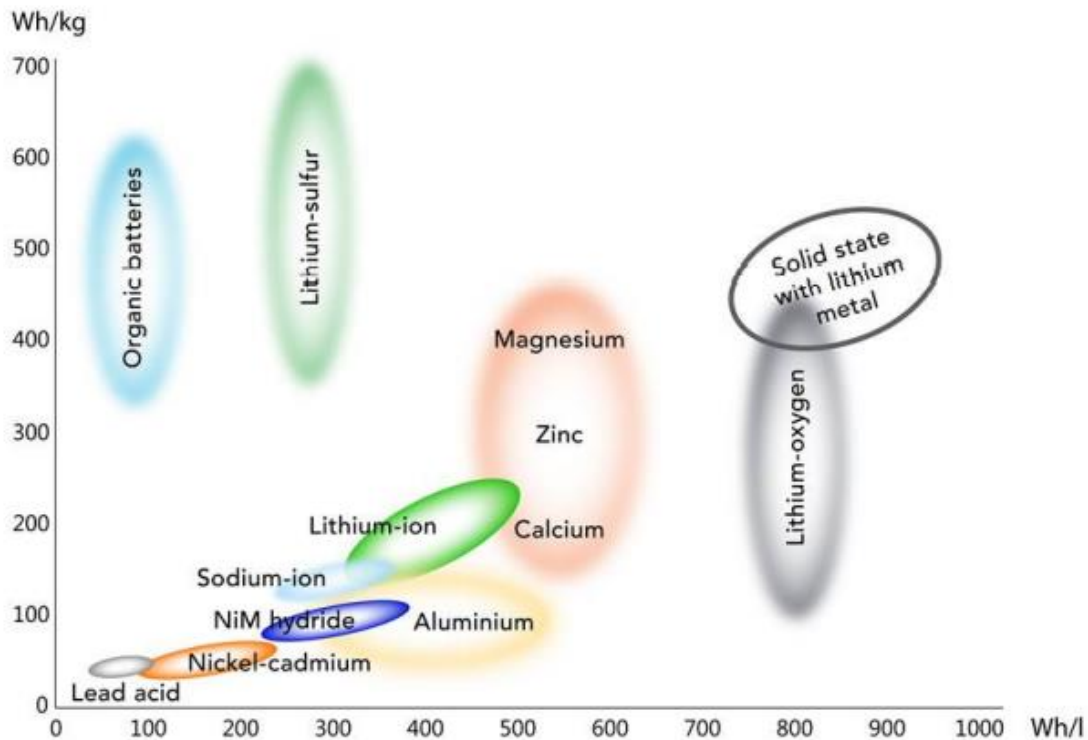
Tabella 13: categorie di celle per LIB suddivise per generazione e chimica (EMIRI Roadmap)

Generazione della batteria	Materiali attivi degli Elettrodi	Tipo/chimica della cella	Previsione dello sviluppo di mercato
Gen 1	Catodo: LFP, NCA Anodo: 100% carbonio	Celle a ioni di litio	Attuale
Gen 2a	Catodo: NMC111 Anodo: 100% carbonio	Celle a ioni di litio	Attuale
Gen 2b	Catodo: NMC523 a NMC622 Anodo: 100% carbonio	Celle a ioni di litio	Attuale
Gen 3a	Catodo: NMC622 a NMC 811 Anodo: carbonio (grafite) + contenuto di silicio (5-10%)	Ioni di litio ottimizzate	2020
Gen 3b	Catodo: HE-NMC, HVS (spinello minerale ad alto voltaggio) Anodo: silicio/carbonio	Ioni di litio ottimizzate	2025
Gen 4a	Catodo: NMC Anodo: Si/C Elettrolita solido	Ioni di litio allo stato solido	2025
Gen 4b	Catodo: NMC Anodo: litio metallico Elettrolita solido	Litio metallico allo stato solido	>2025
Gen 4c	Catodo: HE-NMC, HVS (spinel ad alto voltaggio) Anodo: litio metallico Elettrolita solido	Stato solido avanzato	2030
Gen 5	Li O <sub>2</sub> – litio aria/metallo aria Materiali di conversione (principalmente Li S) Nuovi sistemi di ioni (Na, Mg o Al)	Celle di nuova generazione: metallo-aria/ chimiche di conversione/nuove chimiche di inserimento basate su ioni	>2030

Una indicazione sullo sviluppo delle nuove tecnologie è invece riportata nella Figura 11 in cui si rileva come le LIB occupino una porzione centrale nel piano delle densità energetiche e che interessanti sviluppi sono attesi dalla implementazione della tecnologia Li/aria. Le batterie non sono esclusivamente valutate sotto il profilo energetico ma sono oggetto di riscontro anche per altre prestazioni: potenza erogabile, livelli di sicurezza, vita utile, riuso e recupero materiali e non ultimo il costo. Alcuni di questi indicatori sono già oggetto di attenzione da parte dei legislatori per favorire l'impostazione di una filiera sostenibile. Si faccia riferimento, ad esempio, al nuovo Regolamento per le batterie proposto dalla Commissione Europea ed in fase di discussione con il Parlamento Europeo per la definitiva approvazione o la direttiva 2009/125 sull'Ecodesign dei prodotti energetici.

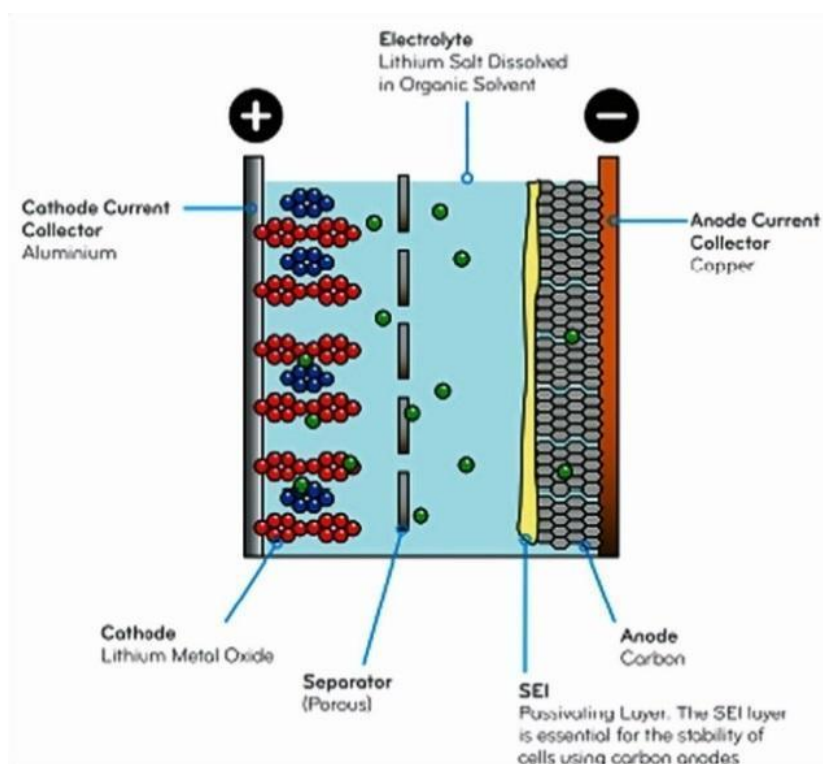
La tecnologia delle LIB nel tempo si è evoluta migliorando le prestazioni attraverso nuovi materiali costitutivi le celle elementari, mantenendo tuttavia la struttura base come riportato in Figura 12: anodo, catodo, elettrolita, separatore e collettori per la corrente.

Figura 11: previsione di sviluppo delle nuove chimiche in base alle prestazioni energetiche (Battery 2030+)



Le generazioni delle LIB attualmente presenti sul mercato sono caratterizzate da elettroliti liquidi/gelificati ed anodo in grafite con differenti composizioni del catodo, da cui deriva la sigla identificativa della tecnologia stessa. Le LFP (Litio-Ferro-Fosfato) sono batterie meno performanti sotto il profilo energetico ma possiedono caratteristiche di sicurezza superiori e costo inferiore. Le NCA (Litio-Nickel-Cobalto-Alluminio), come le NMC (Litio-Nickel-Manganese-Cobalto), garantiscono migliori prestazioni energetiche ma sono maggiormente sensibili agli aspetti termici e di sicurezza. Inoltre lamentano la presenza di cobalto che possiede aspetti di tossicità, di ridotta geolocalizzazione della risorsa e risvolti etici legati allo sfruttamento delle miniere. L'evoluzione delle NMC è proseguita attraverso una continua riduzione della presenza del cobalto e la *generazione 3a* ha raggiunto, con le NMC811, tenori molto bassi di cobalto (Tabella 14).

Figura 12: composizione tipo di una cella litio-ione



Alcuni analisti prevedono che la richiesta di cobalto nel futuro (2050) possa superare la disponibilità di risorse e pertanto lo sviluppo tecnologico si muove verso una riduzione della sua presenza nelle strutture catodiche delle batterie, anche se ad oggi si ritiene che il cobalto non possa essere eliminato del tutto dal catodo per mantenere condizioni di stabilità termica e di numero adeguato di cicli di carica-scarica. A titolo esemplificativo la tecnologia LCO di *Generazione 1* richiede tipicamente 720 g di cobalto per realizzare un accumulo di 1 kWh. Le NMC 811 della *Generazione 3a* necessitano di appena 50 g per la medesima capacità provvedendo una riduzione di oltre il 90% [2] del cobalto impiegato.

Tabella 14: composizione percentuale tipo delle maggiori tecnologie sul mercato (elaborazione ENEA)

		Catodo			Anodo
Generazione 1	LCO (Litio Ossido Cobalto)	LiCoO <sub>2</sub>	10% Li 90% Co		Grafite
	LFP (Litio Ferro Fosfato)	LiFePO <sub>4</sub>	5% Li 55% P	35% Fe	Grafite
	NCA (Litio Nickel Cobalto Alluminio)	LiNiCoAlO <sub>2</sub>	10% Li 15% Co	5% Al 70% Ni	Grafite
Generazione 2a	NCM111 (Litio Nickel Cobalto Manganese)	LiNiMnCoO <sub>2</sub>	10% Li 30% Co	30% Mn 30% Ni	Grafite
Generazione 2b	NCM523⇒NCM622 (Litio Nickel Cobalto Manganese)	LiNiMnCoO <sub>2</sub>	10% Li 18% Co	27-18% Mn 45-54% Ni	Grafite
Generazione 3a	NCM622⇒NCM811 (Litio Nickel Cobalto Manganese)	LiNiMnCoO <sub>2</sub>	10% Li 18-9% Co	18-9% Mn 54-72% Ni	Grafite+silicio (5-10%)
Generazione 3b	Spinel ad alto voltaggio NCM - elevata energia				Silicio/Grafite

L'esigenza di incrementare la densità energetica sta volgendo lo sviluppo delle celle LIB verso l'introduzione del silicio come materiale anodico. L'adozione del silicio, che presenta valori di densità di carica accumulabile 10 volte maggiori rispetto al carbonio (3.579 mAh/g teorici nel caso di Li<sub>15</sub>Si<sub>4</sub> contro i 372 mAh/g per il LiC<sub>6</sub>), sta avvenendo in modo graduale a causa di fenomeni di stress meccanico indotti dal processo di intercalazione degli ioni di litio nella struttura cristallografica del silicio. Infatti, l'annidamento degli ioni di litio causa un considerevole aumento di volume (sino al 300% del volume iniziale) che nel tempo, in seguito ai molteplici eventi di carica/scarica, provoca alterazioni cristalline e quindi inefficienza dell'anodo e decadimento delle prestazioni della cella. Un primo approccio al problema è basato sull'introduzione di percentuali contenute di silicio (5-10%) per incrementare la capacità senza superare i limiti meccanici per la rottura. Per superare questo inconveniente la ricerca sta lavorando su soluzioni miste silicio/grafite con la realizzazione di materiali compositi. Diverse tecniche sono proposte per la realizzazione di materiali compositi Si/C al fine di ottenere anodi di elevata capacità: ricorso alle nanotecnologie con la creazione di nanofili di silicio in grado di incorporare il litio senza fratturarsi, nanotubi di Si rivestiti in carbonio o l'uso di nanoparticelle di Si a guscio rivestite con carbonio.

Una tecnologia ulteriore è quella che sostituisce l'anodo di carbonio con materiali a base di titanio (cosiddette celle con ossidi di titanato di litio LTO). Queste soluzioni consentono la produzione di celle capaci di sopportare in ricarica elevati ratei di corrente e quindi di poter conseguire, in sicurezza, operazioni di ricarica rapida ed ultrarapida. Tuttavia, le LTO presentano valori inferiori per le tensioni di cella e per la densità di energia.

Lungo la strada dell'innovazione la *generazione 3b* si muove verso una ottimizzazione delle tecnologie precedenti con la realizzazione di celle con maggiori tensioni e con superiore densità di energia. Esse prevedono l'adozione di catodi con una struttura cristallografica non stratificata ma basata su geometrie spazialmente più articolate quali le "spinel", "olivina" e "tavorite".

Maggiore tensione di cella comporterebbe una riduzione della catena di celle in serie per giungere a tensioni di batteria maggiori con incremento dell'energia specifica. I materiali catodici interessanti per l'innalzamento della tensione sono  $\text{LiCoPO}_4$ ,  $\text{Li}_3\text{V}_2(\text{PO}_4)_3$ ,  $\text{Li}_2\text{CoPO}_4\text{F}$ ,  $\text{LiNi}_{0.5}\text{Mn}_{1.5}\text{O}_4$  [3] e le caratteristiche di interesse sono riportati nella Tabella 15, con promettenti valori di cella intorno ai 4,5 V.

Tabella 15: materiali catodici per celle ad alta tensione ([3])

	Composti	Coppie Redox	Vtaggio medio (V, Li <sup>+</sup> /Li)	Capacità reversibile (mA h g <sup>-1</sup> )	Capacità teorica (mA h g <sup>-1</sup> )	Densità di energia teorica (Wh kg <sup>-1</sup> )
Ossifosfati	$\text{LiVOPO}_4$	$\text{V}^{4+}/5+$	~4,0	~110	159	~630
		$\text{V}^{3+}/4+/5+$	~3,2	~240	318	~980
Fluorofosfati	$\text{LiVPO}_4\text{F}$	$\text{V}^{3+}/4+$	~4,2	~150	156	~650
		$\text{V}^{2+}/3+/4+$	~3,2	~260	312	~930
	$\text{Li}_2\text{CoPO}_4\text{F}$	$\text{Co}^{2+}/3+$	~5,0	~120	143	~710
	$\text{Li}_2\text{NiPO}_4\text{F}$	$\text{Ni}^{2+}/3+$	~5,3	No data	144	~760
Fluorosolfati	$\text{LiFeSO}_4\text{F}$ (triplite)	$\text{Fe}^{2+}/3+$	~3,9	~130	151	~590
	$\text{LiCoSO}_4\text{F}$	$\text{Co}^{2+}/3+$	~4,9	No data	149	~730
	$\text{LiNiSO}_4\text{F}$	$\text{Ni}^{2+}/3+$	~5,3	No data	149	~790

La roadmap del processo di innovazione punta a obiettivi che investono anche aspetti relativi alla sicurezza dei sistemi di accumulo. Il passaggio verso elettroliti allo stato solido mira a superare gli inconvenienti che possono essere ingenerati dalla presenza di solventi organici volatili e con basso punto di ignizione che, al verificarsi di talune condizioni, possono generare anomalie e criticità (rigonfiamento della cella, fuoriuscita di vapori, incendio o esplosione). L'uso di elettroliti allo stato solido migliora le condizioni di sicurezza anche nelle condizioni di abuso limitando gli effetti collaterali. Oltre ai vantaggi per la maggiore sicurezza si possono ottenere azioni positive sulla maggiore ciclabilità e sulla riduzione del materiale inattivo. Viceversa, tra le note negative sono da prendere in esame la bassa conduzione ionica, i problemi di contatto lungo l'interfaccia elettrolita/elettrodo. Le prime realizzazioni di celle allo stato solido, previste dal 2025, dovrebbero essere basate su strutture anodo/catodo composte da materiali delle generazioni precedenti.

Dal 2030 si ipotizza l'ingresso in commercio di anodi di litio metallico con grande vantaggio in termini di densità di energia. Il litio ha una capacità teorica di 3.680 mAh/g ed è visto con grande favore come anodo specialmente per le celle Li-aria e quelle Li-S. Con l'anodo metallico nelle celle attuali gli ioni Li tendono a produrre depositi sulla superficie anodica creando delle strutture (dendriti) che crescendo possono condurre alla creazione di un cortocircuito tra anodo e catodo penetrando oltre il separatore. Inoltre, la perdita di Li attivo induce un decadimento delle prestazioni con riduzione della vita utile. Una soluzione è intravista nella realizzazione dalle celle che adottano un separatore-elettrolita allo stato solido capace di impedire la crescita dei dendriti verso il catodo. Oltre ad accrescere la densità di energia un ulteriore vantaggio è la maggiore corrente in ricarica non avendosi limitazioni dal processo di intercalazione come nei catodi a base di carbonio/grafite. Inoltre, si hanno benefici sul numero di cicli di lavoro possibili.

Il salto nel futuro per le batterie è indirizzato su due opzioni: utilizzo delle coppie elettrodeiche Li-aria e Li-S o batterie post-litio. Le Li-aria sono ritenute la futura generazione delle LIB a causa della alta energia specifica che teoricamente promettono di raggiungere: 3.500 Wh per kg di Li, pari a circa 40 MJ/kg, valore comparabile alla densità dei combustibili fossili liquidi (ad esempio la benzina 47 MJ/kg). Una batteria Li-aria adotta un anodo di Li metallico da cui gli ioni Li si muovono verso il catodo in fase di scarica. Il catodo risulta un elemento critico per via delle reazioni che avvengono con altri elementi dell'aria. Le prime realizzazioni hanno impiegato catodi in carbonio con catalizzatori metallici per migliorare la cinetica della reazione (platino o rutenio ma anche argento o cobalto/manganese). Importanti ricerche sono in corso per superare i problemi di durata e stabilità dei materiali, insieme al problema della contaminazione ingenerata dal contatto con il catodo di vapore acqueo, azoto e anidride carbonica presenti nell'aria, ma anche dalla fessurazione o corrosione dell'anodo. La previsione di ottenere veicoli elettrici con autonomie di 500 km e con utilizzo di 60 kg di litio è una grande sfida che si sta conducendo in seno ai maggiori laboratori di ricerca.

Le batterie Li-S sono oggetto di sviluppo per la promettente energia specifica in massa (lo zolfo possiede una capacità specifica di 1.675 mAh/g) che si posiziona come potenziale sostituto della tecnologia LIB convenzionale. Valori indicativi della densità di energia sono nell'ordine di 500 Wh/kg contro i 250 Wh/kg delle LIB convenzionali. Le Li-S non richiedono la presenza di materiali critici, quali il cobalto, e posseggono un catodo di zolfo che è un materiale largamente disponibile e di costo non elevato. Esse hanno caratteristiche di ciclabilità buone che debbono essere tuttavia migliorate e commercialmente validate. I problemi di sviluppo sono legati alla espansione del volume al catodo, alla bassa conduttività catodica ed alla riduzione di materiale attivo nel tempo nota come 'effetto shuttle'.

Infine, le ricerche più avanzate si orientano su tecnologie post-litio che vedono la sostituzione del litio con metalli quali il sodio, l'alluminio o il manganese. L'abbondanza di questi elementi è uno dei fattori che spingono in direzione di una diversa filiera di batterie che sia meno legata ai rischi della ridotta geolocalizzazione delle risorse [4]. Tuttavia, la sostituzione del Litio con altri metalli non è immediata per via dei diversi comportamenti dei metalli nei processi di intercalazione negli attuali catodi. Questo richiederà la definizione di materiali catodici ottimali per i nuovi metalli adottati. Sebbene le batterie post-litio siano vantaggiose sotto il profilo economico esistono ancora elementi di difficoltà per un loro impiego reale che richiedono importanti investimenti per giungere ad una soluzione a basso costo, sicura e di lunga durata.

### **3.2 Batterie innovative**

L'innovazione tecnologica dei sistemi di accumulo elettrici è una partita in pieno svolgimento che non si disputa esclusivamente sul terreno di gioco della chimica e dei materiali ma spazia in settori d'ingegneria capaci di fornire valore aggiunto alle prestazioni di sistema. I settori di riferimento, abili ad influire nell'utilizzo quotidiano delle batterie, afferiscono a sicurezza, durata ed affidabilità. Il ricorso a tecnologie capaci di realizzare il monitoraggio, la diagnostica e, eventualmente, l'intervento per "riparare" eventuali danni saranno utili a controllare lo stato di salute, prevedere il declino delle prestazioni, valutare la vita residua e provvedere a mantenere l'operatività nel contesto della piena sicurezza e continuità di servizio. Queste proposizioni si tradurranno in un incremento della vita delle batterie che ridurranno il costo per unità di energia

immagazzinata nel tempo.

Individuare un danno è una prerogativa importante per gli aspetti operativi di una batteria, sia dal punto di vista della sicurezza che della vita residua ma, nella direzione di un prolungamento della vita utile e di mantenere alti livelli di qualità e di sicurezza, occorre che le celle siano in grado di riparare automaticamente un eventuale danno al fine di ripristinare le condizioni di piena funzionalità. Lo sviluppo del monitoraggio è il primo elemento della catena di controllo e ripristino, cui segue la fase di attuazione delle azioni di riparazione attraverso l'attivazione di molecole depositate all'interno delle celle che possano riparare eventuali inconvenienti chimici intervenuti.

La stima dello Stato di Carica (SoC) è da sempre alla ricerca di un corretto metodo per la sua determinazione con il fine di offrire un valore certo della carica contenuta nella batteria. Le metodiche attuali, basate su tecniche amperometriche corrette da misure di tensione a vuoto o sul rilevamento della resistenza interna o dalla rilevazione dell'impedenza elettrochimica, non sono ancora in grado di garantire un livello di precisione adeguato, soprattutto al progredire dell'invecchiamento della batteria. E questo si riflette sulla valutazione dello stato di salute (SoH) della batteria che riporta all'utente il livello di degrado dalle prestazioni nominali. Il ricorso a tecniche di monitoraggio non invasivo, unitamente alla integrazione di sensori dedicati entro le celle, offrirà l'opportunità di verifica della funzionalità delle aree interne alle celle che potranno essere successivamente oggetto di interventi di autoriparazione. La possibilità di "gemelli digitali" alimentati dal continuo flusso di informazioni acquisite in tempo reale consentirà di individuare in modo precoce danni alle batterie, anomalie di funzionamento precorritrici di invecchiamento anticipato, ed ingressi in stati di probabile thermal runaway. L'adozione di strutture di monitoraggio ottico promette di verificare la distribuzione spaziale delle temperature nelle celle con un discreto livello di risoluzione nelle tre dimensioni. I reticoli a fibre ottiche (Fiber Bragg Grating) sono visti come possibili sensori per valutare la temperatura in aree ristrette delle superfici della cella. Le nascenti fibre ottiche microstrutturate (MOF) possono offrire una indicazione separata degli effetti della temperatura e della pressione su aree ristrette.

### **3.3 Prospettive di mercato**

L'industria delle batterie si trova ad affrontare importanti sfide per colmare il gap tra domanda ed offerta che si profila a fronte della crescente quota di mercato dei veicoli elettrici (BEV, PHEV, HEV). In Europa (EU 27) la quota attuale di auto elettriche (classe M1) ha raggiunto nel 2021 il 1,6% del totale circolante pari a 3.800.000 autoveicoli ma in termini di nuove immatricolazioni il posizionamento di mercato è 10 volte superiore con il 16,5%. A queste occorre aggiungere i veicoli da trasporto leggeri ed i bus per il servizio collettivo (circa 8.000 bus) che innalzano ulteriormente l'esigenza di nuovi sistemi di accumulo. Il mercato degli autoveicoli, pur muovendosi ancora su numeri contenuti, mostra un indirizzo di trasformazione verso l'elettrificazione abbastanza evidente soprattutto in paesi quali Francia, Olanda e Germania. Il trend positivo è alimentato sia da una maggiore consapevolezza ambientale dei cittadini che da politiche governative incentivanti capaci di ridurre il differenziale di costo con i veicoli convenzionali. Un ulteriore balzo in avanti è prevedibile al seguito delle iniziative europee per il bando alla vendita dei veicoli equipaggiati da motori a combustione dal 2035. Le previsioni al 2030, fornite da differenti analisti, propendono per una quota di mercato tra il 50-60% con circa



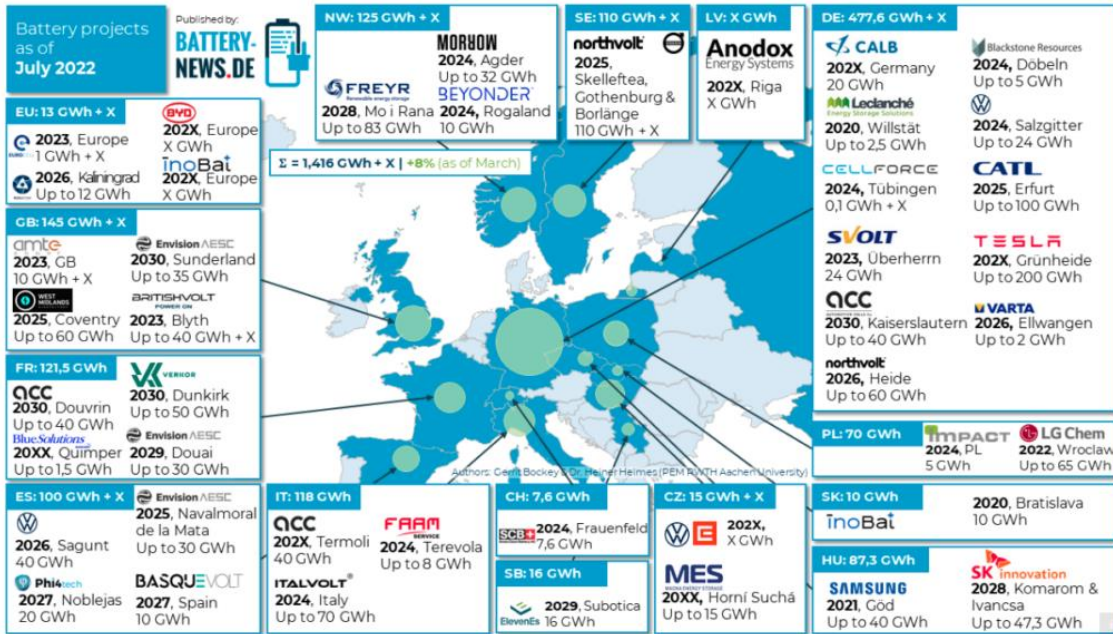
8-9.000.000 di veicoli elettrici venduti annualmente. Questo trend di crescita è intravisto anche dalle previsioni della Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) [7] che su base mondiale stima al 2030 tra 120 e 200 milioni di veicoli elettrici circolanti suddivisi tra PHEV e BEV (43 -75 milioni e 62-140 milioni sulla base degli scenari analizzati: a politiche correnti e di sviluppo sostenibile). La stima della richiesta annua di batterie si attesta intorno a 1 TWh/anno al 2030 per giungere a 6 TWh/anno al 2050 secondo le proiezioni in [8] fondate su presupposti di politiche correnti e dimensioni medie dell'accumulo 66 kWh/veicolo BEV e 12 kWh/veicolo PHEV e di una vita di 15 anni. Su valori inferiori si posizionano le previsioni della IEA che valuta una richiesta di 1 TWh e di 3 TWh nei due scenari di riferimento.

La crescita del mercato richiederà una rilevante produzione di batterie a litio per soddisfare la domanda proveniente dai diversi comparti dell'automotive e dello stazionario. Attualmente il mercato delle batterie è dominato dai paesi asiatici con la Cina detentrici di quasi l'80% della produzione mondiale (e di tre quarti della produzione di anodi e catodi). Questo pone importanti sfide di carattere geo-politico per sostenere l'indipendenza produttiva in un settore che diverrà strategico. Nel 2021 l'Europa poteva contare su 62 GWh di produzione, pari a circa l'8% del complessivo mondiale di 740 GWh [8]. Nel frangente la Comunità Europea ha evidenziato un piano di azione per alleggerire la dipendenza dalle importazioni dall'Asia, portando avanti iniziative quali: la European Battery Alliance per supportare e sviluppare l'intera catena del valore delle batterie, il finanziamento di progetti di importanza europea (IPCEI) per favorire la filiera, ed infine la promozione di un nuovo Regolamento per le batterie capace di identificare e seguire il prodotto dalla "culla alla tomba" anche attraverso i passaggi intermedi identificati nel paradigma economico circolare.

Al 2030 in Europa si prevede una capacità produttiva annua di batterie posizionata intorno a 600 GWh grazie all'entrata in funzione di 25 Gigafactories, che si aggiungerebbero alle 6 già operative, con altre 5 previste per la fine del decennio. Ulteriori piani di espansione sono stati identificati ma non ancora finanziati per giungere ad un tetto produttivo di poco inferiore a 790 GWh (Figura 13). In questo panorama europeo, molto dinamico, anche in Italia si programma la nascita di alcuni impianti per la realizzazione di celle e batterie. Il primo dovrebbe essere quello di ITALVOLT con una capacità a regime di 42 GWh annui con possibilità di giungere a 70 GWh. Altri impianti dovrebbero essere quelli di STELLANTIS a Termoli in fase di definizione e di finanziamento, anche con supporto dei fondi PNRR, e quello di FAAM con una prima fase pilota da 300 kWh che salirà inizialmente a 2,5 GWh e successivamente a 8 GWh annui anche grazie al sostegno del progetto IPCEI batterie.



Figura 13: distribuzione nuovi impianti di produzione batterie in Europa (da Batterynews.de)



Le prospettive di sviluppo del mercato impongono una riflessione sulla disponibilità di risorse in termini di materie prime per alimentare la filiera delle Gigafactory. Nel grafico sottostante di Figura 14 viene riportata la matrice delle Materie Prime Critiche dell'Unione Europea [10] che prende in considerazione due criteri: l'importanza economica e il rischio di approvvigionamento. Nell'insieme delle materie individuate come critiche, tre sono di interesse per l'industria delle batterie: litio, cobalto e grafite. Altre tre, non ritenute critiche, rivestono una importanza economica: manganese, alluminio e nickel.

Come visto, le attuali batterie basate sulla tecnologia al litio-ione utilizzano, generalmente, un anodo di grafite ed un catodo composto da ossidi metallici di litio. L'evoluzione delle LIB è avanzata nella direzione di un continuo e progressivo miglioramento delle prestazioni con riduzione degli ingombri, aumento in energia e potenza specifica, ricarica maggiormente veloce, vita operativa sempre più lunga e condizioni di sicurezza incrementate. Questa trasformazione è proseguita anche nella visione di ridurre le dipendenze da materiali strategici che presentano "colli di bottiglia" per l'alimentazione della filiera industriale.

La richiesta di materiali per la realizzazione delle batterie è funzione delle "chimiche" realizzative come riportato in Tabella 16 ove si evidenziano, a titolo di confronto, il contenuto di metalli per kWh di capacità di alcune tipologie di celle al litio [11].

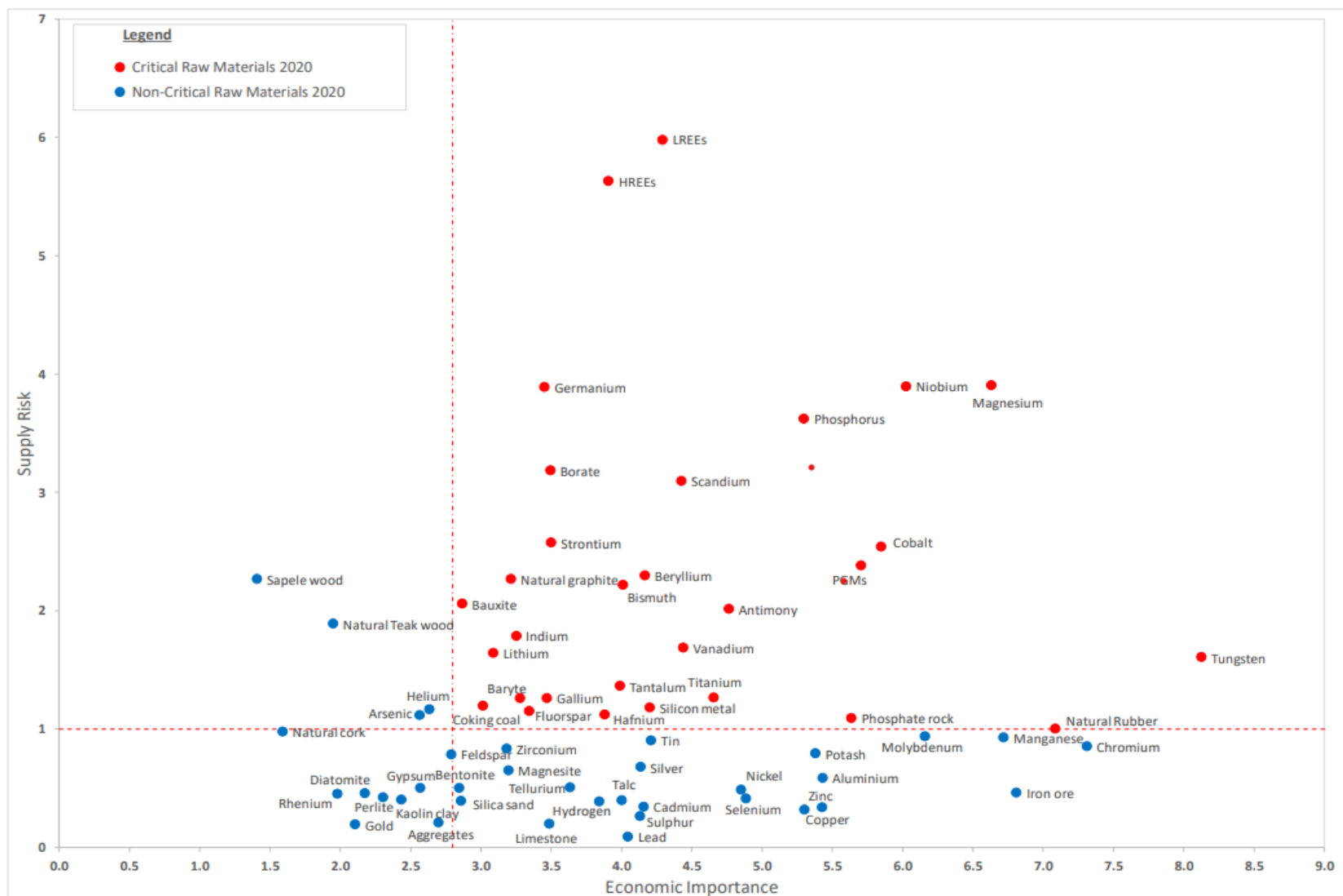
Tabella 16: materiali metallici per alcuni tipi di catodi per celle al litio

Kg/kWh	Li	Co	Ni	Mn	Al	C
LCO	0,133	0,959	0	0	0	1,2
NCA	0,112	0,143	0,759	0	0,1	1,2
NMC (1:1:1)	0,139	0,394	0,392	0,367	0	1,2
NMC (6:2:2)	0,126	0,214	0,641	0,2	0	1,2
NMC (8:1:1)	0,111	0,094	0,75	0,088	0	1,2

La stima delle materie prime necessarie a sostenere la domanda di batterie non è priva di incertezza per una serie di fattori, tra cui l'evoluzione della capacità delle batterie veicolari, la tipologia della chimica prevalente e la vita utile della batteria. L'IEA ha valutato una domanda di materie prime per soddisfare le esigenze dei veicoli elettrici venduti nel 2019 pari a 17.000 t di litio, 19.000 t di cobalto e 65.000 t di nickel. Per il 2030 nello scenario a politiche correnti la stima delle materie prime necessarie annualmente per le batterie (veicoli elettrici e storage) cresce a 164.000 t per il Li, 110.000 t per il Co, e 658.000 t per il Ni. Le previsioni raddoppiano nel caso di scenario di crescita sostenuto. In [8] la stima, sulla base di politiche correnti, è leggermente differente con 150.000 t di Li, 160.000 t di Co, 700.000 t di Ni.



Figura 14: criticità delle materie prime in Europa [4]. Cerchiato in rosso la criticità di disponibilità ed in verde quella economica





### 3.4 Materie prime e risorse

La crescente richiesta di materie prime per l'elettrificazione del trasporto deve fare i conti con la disponibilità delle risorse nel medio e lungo periodo. L'elenco delle materie prime critiche in EU contiene tre elementi che sono essenziali nella filiera delle LIB, almeno sino a quando le tecnologie sostitutive, attualmente in fase di ricerca, non saranno pronte per la fase industriale.

Il litio, presente sia nel catodo che nell'elettrolita, è l'elemento base delle LIB e riveste una importanza cruciale. In natura il litio non si trova allo stato metallico per via della sua reattività che lo lega ad altri elementi. Come materiale precursore per produrre il catodo, il litio si ha nelle forme di carbonato di litio o idrossido di litio. Le sorgenti geologiche per l'estrazione sono essenzialmente tre: da rocce minerali, da depositi argillosi e da salamoie (sia come deposito salino di superficie che nel sottosuolo). Lo *Spondumene* è il minerale roccioso per eccellenza mentre le argille fanno capo alla *Hectorite*. I depositi salini costituiscono circa il 66% delle risorse mondiali di Litio e sono principalmente allocate all'interno delle aree salate (zone desertiche residue di aree marine) presenti nell'area sudamericana tra Cile, Argentina e Bolivia (area Salar de Atacama definita il "triangolo del litio") o nel Tibet (cinese). Altre possibili fonti sono le salamoie geotermiche presenti nelle aree vulcaniche.

La produzione di minerale di Litio vede quattro Paesi detenere il primato del mercato: Argentina, Cile, Cina e Australia. La produzione ha toccato le 100.000 t nel 2021 [12] con un incremento del 21% rispetto al precedente anno. L'Australia, con estrazione dalle rocce, appare conquistare la leadership del mercato con 55.000 t annue seguita dal Cile (26.000 t), dalla Cina (14.000 t) e dall'Argentina (6.200 t). In Europa disponibilità si trovano in Germania, Finlandia, rep. Ceca, Portogallo, Spagna e Serbia. Da ultimo in Italia si è aperta una indagine per valutare la presenza di Litio nelle salamoie geotermiche nella zona a Nord di Roma.

Le riserve di litio, ossia la disponibilità del minerale estraibile in futuro con tecnologie correnti ed a costi attuali secondo le procedure in vigore, erano stimate al 2020 [13] per 21 milioni di tonnellate con una prospettiva di risorse di 86 milioni di tonnellate, principalmente individuate nel "Triangolo del Litio" (Bolivia, Argentina e Cile). Non esistono situazioni di pressione per il prodotto, nel senso di una carenza di materia prima, ma occorrerà aprire nuove miniere per adeguare la produzione alla richiesta. Questo potrebbe causare problemi nel breve termine a causa del transitorio di adeguamento della produzione. I maggiori rischi potrebbero derivare da problemi di geolocalizzazione delle risorse in aree ristrette, avendosi lo 80% delle miniere allocate in Australia e Sudamerica. L'altro aspetto, non meno importante, è il profilo ambientale che la filiera di estrazione mantiene in virtù del fatto che le operazioni di estrazione e preparazione del minerale sono caratterizzate da un elevato consumo di acqua. Questo, unito alle operazioni di scavo, avrebbe un impatto di alterazione del territorio e degli equilibri idraulici. Infine, la monopolizzazione della filiera in pochi soggetti rischia di divenire un fattore di rischio nelle fasi di produzione della materia prima grezza e semilavorata.

Per il cobalto esistono, invero, alcuni elementi di criticità che impattano la catena logistica degli approvvigionamenti. IL cobalto non è unicamente richiesto per la realizzazione di sistemi di accumulo elettrico ma proviene anche da settori tecnologici importanti quali il metallurgico avanzato, l'acciaio e la produzione di catalizzatori industriali. L'impiego del cobalto nelle batterie è impostato al ribasso in seguito agli avanzamenti tecnologici che dovrebbero condurre ad un

azzeramento della domanda nel settore. Secondo l'USGS [14] le riserve mondiali sono stimate in 7,1 milioni di tonnellate a fronte di una richiesta annua di 144.000 tonnellate complessive. Il Congo risulta essere il maggiore produttore del prezioso minerale coprendo i tre quarti del mercato. Questa ristretta localizzazione delle maggiori riserve è uno dei fattori che introducono un elemento di incertezza. Tuttavia, esiste un problema legato alle implicazioni di violazione dei diritti umani nelle miniere presenti nel paese africano, come riportato da diversi soggetti di controllo indipendenti e dalla stampa internazionale. L'estrazione, ampiamente meccanizzata nelle grandi miniere, è affiancata da piccole coltivazioni del minerale ove il lavoro manuale è predominante e spesso coinvolge soggetti minori. Benché siano stati presi provvedimenti governativi per ridurre il lavoro minorile, lo sfruttamento dei lavoratori persiste anche grazie alle azioni di contrabbando e alle difficoltà di tracciamento della materia prima.

Il Nickel è largamente impiegato nell'industria dell'acciaio come dimostrato dal 70% delle estrazioni impiegato in quel settore. La produzione di batterie richiede una quota intorno al 10% della produzione mondiale quantificata dall' USGS in 2,5 milioni di tonnellate. Le riserve sono valutate in 95 milioni di tonnellate con risorse pari a 300 milioni di tonnellate. Il nickel prodotto è suddiviso in due classi qualitative: la classe 1 ad altissimo contenuto di nickel (maggiore o pari al 99,99%) proveniente essenzialmente dai depositi di solfuro e la classe 2, meno puro, dai depositi di laterite. Per la produzione delle batterie si impiega il nickel di classe 1 che copre circa il 40% della capacità estrattiva. La produzione di Nickel classe 1 richiederà ulteriori investimenti per la maggiore profondità dei depositi mentre il ricorso a Nickel classe 2 aggiungerà ulteriori oneri per via dei processi di purificazione necessari. Inoltre, occorrerà tenere a mente la concorrenza di altri settori industriali e la minore risorsa individuata rispetto alla classe 2. La maggior presenza del Nickel nelle batterie, come ad esempio nelle NMC811 che raddoppiano la quantità per unità di energia rispetto alle NMC111, comporterà un incremento nella richiesta di minerale. Dal punto di vista della distribuzione delle riserve di Nickel classe 1 la Russia ha un 20% ed una quota elevata di riserve [15]. Le attuali tensioni politiche potrebbero avere una influenza non marginale sulle disponibilità di Nickel. La crescita delle batterie contenenti Nickel e la diffusione dei veicoli elettrici fa ipotizzare un aumento della domanda tra 1 e 4 milioni di tonnellate annue in base agli scenari di decarbonizzazione dei trasporti.

Il quarto elemento essenziale per le LIB della generazione corrente è la grafite che ha un ruolo essenziale nella realizzazione degli anodi. La grafite è presente naturalmente in natura o può essere prodotta artificialmente per via industriale. Il mercato della grafite naturale è dominato dalla Cina che detiene l'80% del mercato, ma è in atto un processo di diversificazione delle fonti con iniziative minerarie in Africa e Canada. Ma anche la produzione di grafite sintetica per la produzione di anodi è dominata dalla Cina che risulta essere il maggiore produttore di elementi anodici al mondo. Mentre la produzione annua si attesta a quasi 1 milione di tonnellate, le riserve accertate sono circa 323 milioni di tonnellate su quattro continenti: Europa (Turchia), Asia (Cina), Sudamerica (Brasile) ed Africa (Mozambico e Madagascar).

### **3.5 Circolarità della filiera e riutilizzo delle risorse**

Le previsioni di crescita del mercato delle batterie al litio individuano una esigenza di incremento della produzione di materie prime necessarie per la manifattura dei componenti

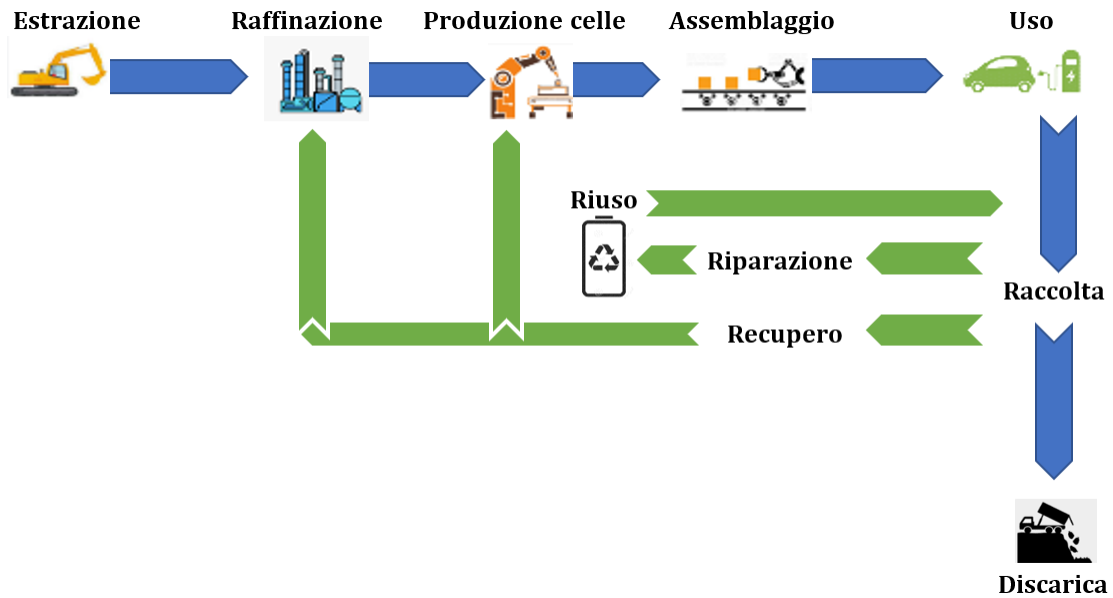
base. Benché le risorse disponibili risultino sufficienti a rispondere, nel breve periodo, alle richieste di mercato sussistono elementi di criticità all'interno della filiera:

- la localizzazione delle miniere di estrazione delle materie prime, che non sono geograficamente distribuite in modo uniforme, potrebbe ingenerare in futuro problemi di disponibilità in relazione a possibili tensioni politiche internazionali e/o a nuovi assetti interni nei Paesi produttori;
- la maggiore domanda di materie prime potrebbe innescare una crescita dei prezzi per la ridotta offerta dovuta sia alla bassa capacità estrattiva che alla chiusura di forniture future in base a opzioni di stock portate avanti da soggetti monopolisti del mercato;
- la bassa capacità di produzione dei materiali precursori per catodi unitamente alla dislocazione industriale in limitate aree geografiche renderebbe difficile l'alimentazione del mercato globale della manifattura;
- gli impatti ambientali legati alle attività estrattive avranno un peso non trascurabile soprattutto per gli assetti idrogeologici delle aree limitrofe alle miniere;
- la possibilità di peggioramento delle condizioni di lavoro non eticamente sostenibili, con incremento della illegalità dello sfruttamento minorile e del contrabbando, che potrebbero sfuggire al controllo delle autorità aggirando o eludendo i controlli posti in atto per arginare il fenomeno;
- il numero delle batterie esauste, in base agli scenari di sviluppo della mobilità elettrificata, diverrebbe sensibile, imponendo una complessa gestione dei rifiuti in discariche controllate per il rischio chimico-fisico associato alla tipologia dei materiali;
- il numero elevato di batterie dismesse e smettibili è capace di attrarre interessi di soggetti, che operando illegalmente, potrebbero ignorare l'esigenza di disporre le batterie esauste in modo controllato, causando un danno ambientale significativo.

I fattori di rischio descritti sono presi in considerazione secondo un percorso circolare capace di limitare il ricorso alla discarica come residuo tal quale e di rimettere sul mercato le risorse materiali recuperabili ed utili per alimentare i processi di filiera. Possiamo distinguere diversi livelli di intervento a valle del primo utilizzo delle batterie partendo da una prima fase che prevede la raccolta delle batterie. In centri specializzati si verificano le condizioni delle batterie per valutarne la possibilità di riuso in ulteriori settori. Questa nuova vita (in genere definita "second life") delle batterie di derivazione automotive si pone come strumento per recuperare il valore residuo della batteria ancora idonea per essere usata in settori differenti dai trasporti e meno impegnativi, quali ad esempio in soluzioni stazionarie a supporto alla rete elettrica. Il riuso offre vantaggi per l'economicità delle batterie che acquisiscono nuovo mercato dopo la loro prima vita, consentono di ridurre la domanda di batterie nuove per le operazioni a supporto delle reti elettriche e incrementano la sostenibilità ambientale riducendo la massa complessiva da inviare in discarica.



Figura 15: il percorso circolare delle batterie



Questa fase è generalmente sostenuta attraverso una preliminare verifica delle condizioni degli elementi essenziali, quali le celle, per procedere successivamente ad una eventuale ristrutturazione della batteria. In questo primo passo si deve procedere anche con la ricertificazione delle prestazioni per l'importanza rivestita sia sotto l'aspetto di garanzia delle performances che per le valutazioni di sicurezza che divengono ancora più stringenti. Lungo questo percorso di "2<sup>nd</sup> life" esiste il rischio della perdita di informazioni sullo stato di salute della batteria, della sua capacità residua o degli eventi di stress termico eventualmente occorsi nella prima applicazione. Lo sviluppo di innovativi sistemi di monitoraggio abiliterà funzioni aggiuntive di tracciamento così come ulteriormente individuato nella nuova proposta di Regolamento europeo delle batterie in corso di approvazione.

Qualora non vi fosse idoneità a riutilizzare la batteria si apre il percorso del recupero materiali che può generare materiali di interesse sia nella fase di produzione delle celle che nella realizzazione di materie seconde da impiegare nella realizzazione dei precursori. Anche per questo nuovo percorso l'Europa è al lavoro impostando livelli minimi di recupero delle materie di interesse industriale come individuato nel prossimo Regolamento sulle batterie. Peraltro, nel predetto regolamento, vengono individuati i target minimi di riciclo, l'indicazione del conetnuto minimo di materie prime provenienti dal riciclo, la tracciabilità della batteria e le indicazioni sullo stato di salute. Nel panorama di elevata ambizione i target al 2030 per le batterie al litio mirano ad una efficienza di riciclo del 70% con tassi di recupero di litio e cobalto rispettivamente del 70% e 95%. Per giungere a questo importante risultato occorre attivare azioni di supporto sia a livello di regolamentazione che di supporto alla filiera. Ma anche altri aspetti assumono un ruolo centrale come ad esempio una progettazione nell'ottica dell'ecodesign per predisporre le batterie alle operazioni di smontaggio e selezione. La standardizzazione delle batterie potrebbe sostenere l'automazione dei processi di disassemblaggio e selezione riducendo i tempi ed i costi di raccolta e di riciclo.

I processi di recupero delle materie prime contenute nelle batterie partono dallo smontaggio delle stesse e quindi dalla separazione dei diversi componenti. Le celle vengono quindi trattate meccanicamente per giungere ad una forma chiamate in gergo “black mass” pronta ad entrare nel processo di riciclo. I processi attualmente attivi per l'estrazione operano in due modalità di impiego nell'industria metallurgica:

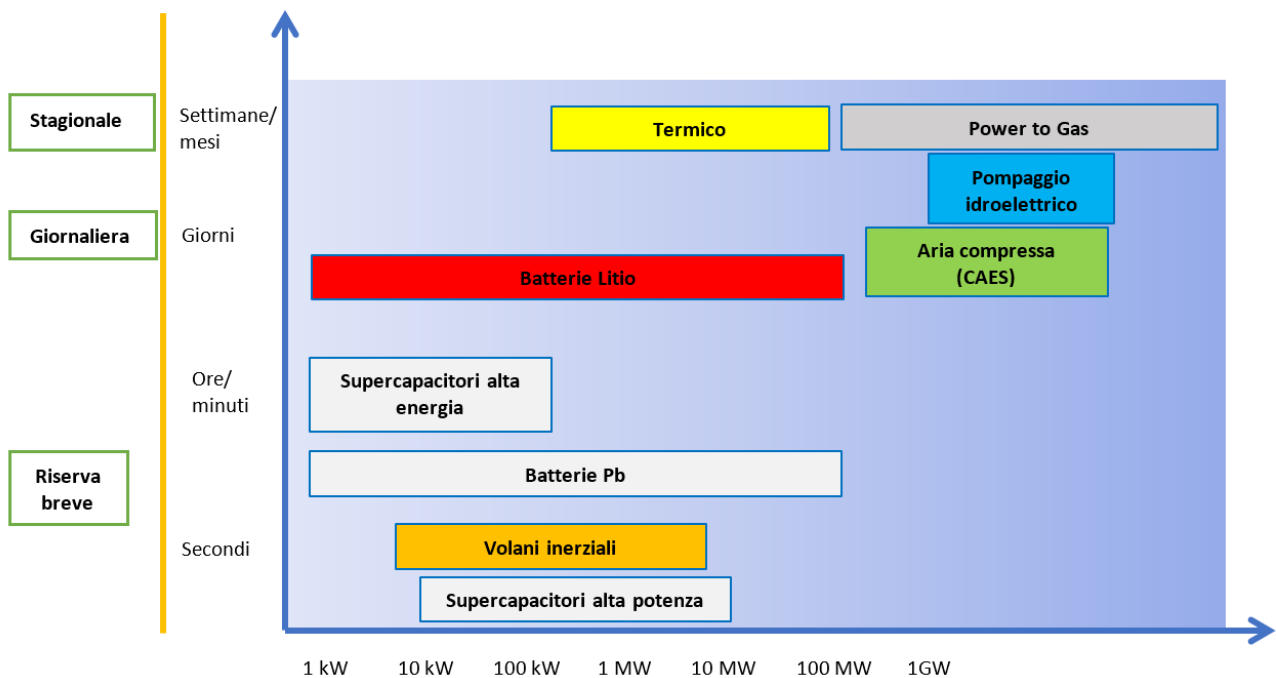
- la pirometallurgia che tramite le alte temperature provvede a separare i componenti attraverso processi di trasformazione in ossidi o sostanze intermedie;
- l'idrometallurgia che lavora sull'estrazione dei metalli attraverso la lisciviazione con utilizzo di agenti chimici forti quali acidi e basi.
- Il processo idrometallurgico è meno oneroso energeticamente ma fa ricorso a numerosi agenti chimici corrosivi e pericolosi mentre la pirometallurgia consuma maggiore energia. Sono in corso ricerche per migliorare i processi di recupero delle materie utili come, ad esempio, i processi di elettrometallurgia utilizzando un reattore in cui la separazione delle sostanze avviene per effetto dell'elettrolisi.

### **3.6 Stoccaggio energetico elettrico, meccanico e termico**

Lo stoccaggio energetico è un tassello importante della trasformazione del sistema energetico all'interno del processo di decarbonizzazione. L'abbandono delle fonti fossili è indirizzato ad una elettrificazione degli usi finali nei diversi ambiti e ad una trasformazione della generazione elettrica senza l'uso di combustibili fossili. La nuova struttura del sistema energetico elettrico sarà connotata da una maggiore variabilità della produzione per la maggiore incidenza delle fonti rinnovabili non programmabili e richiederà un apporto dei sistemi di accumulo per garantire flessibilità e stabilità della rete. Sebbene l'esigenza dei sistemi di accumulo sembri essere sorta da qualche anno a questa parte, il concetto di storage energetico è abbastanza datato come evidenziano le azioni di accumulo di energia tramite il pompaggio idraulico nelle centrali idroelettriche. Le maggiori funzioni che devono essere presenti nei sistemi di accumulo al servizio delle reti elettriche si riferiscono alla possibilità di fornire o prelevare energia dalla rete al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico, la qualità del servizio e la continuità di fornitura. Ma in senso ancora più ampio l'accumulo energetico, sotto diverse forme, è garanzia di stabilità del sistema energetico in generale.

Possiamo distinguere diverse modalità di accumulo energetico: potenziale (pompaggio idroelettrico, aria compressa), cinetico (masse inerziali rotanti), chimico (idrogeno, gas naturale sintetico...), elettrochimico (batterie), elettrico (supercondensatori). Ogni soluzione ha vantaggi che la selezionano come metodo ideale in applicazioni specializzate. Gli indicatori utili sono riferibili alla durata della erogazione di energia, alla vita utile del dispositivo, all'efficienza di carica/scarica ed alla rapidità di intervento (Figura 16).

Figura 16: Accumuli in base alla potenza ed al tempo di scarica (rielaborazione immagine da Energy Transitions Commission 2017)



L'**accumulo idroelettrico** è una tipologia di accumulo ben conosciuta e sviluppata nell'ambito della generazione elettrica rinnovabile. Il fluido energetico è l'acqua e la produzione di energia avviene attraverso la differenza di altezza tra un bacino superiore ed uno inferiore di raccolta. L'energia generabile è in relazione alla differenza di altezza tra i due bacini, del flusso di acqua in discesa e dall'efficienza di generazione (comprese le perdite di carico nella tubazione forzata). La capacità di accumulo dipende dalla dimensione del bacino superiore. L'efficienza di generazione è alta, intorno al 90% e questo lo rende un sistema di produzione con ottime caratteristiche energetiche. In un impianto idroelettrico ove è possibile invertire il ciclo, ossia sfruttare energia elettrica per pompare acqua verso il bacino superiore, si consegue un accumulo energetico sotto forma di energia gravitazionale della massa d'acqua che successivamente potrà essere riutilizzata per la fase di produzione. Il ciclo chiuso di generazione/pompaggio così realizzato possiede una efficienza intorno a 80%. La vita utile è elevata e le operazioni di pompaggio sono generalmente operate in condizioni di bassa domanda, corrispondenti a prezzi minimi dell'energia, o quando si ha una elevata disponibilità di energia elettrica da altre fonti rinnovabili quali eolico o solare. Viceversa, la generazione è preferita nelle ore di punta ove il prezzo dell'energia è maggiore. I tempi di intervento non sono elevatissimi ma la durata è dalla 8 alle 24 ore. Il settore di impiego privilegiato è la riserva in linea (spinning reserve) pronta ad intervenire nell'arco dei minuti (tipicamente 10 minuti) o la riserva non in linea (non spinning reserve), anch'essa pronta in 10 minuti, per sopperire ad improvvisi squilibri di generazione (ad esempio guasti in linea). Nella realizzazione di strutture idroelettriche il fattore orografico risulta importante insieme alla disponibilità della risorsa idrica. L'esigenza di opere di sbarramento per la realizzazione degli invasi comporta costi di investimento non indifferenti ma la vita lunga degli impianti consente uno sfruttamento sul lungo periodo.

In modo simile gli impianti di **accumulo ad aria compressa (CAES)** consentono lo stoccaggio

energetico attraverso la compressione dell'aria ed il successivo recupero energetico nella fase di espansione. In base alle capacità di accumulo dell'impianto lo stoccaggio può avvenire nel sottosuolo, entro strutture naturali quali miniere di sale, in depositi acquiferi o in appositi serbatoi. Le pressioni impiegate oscillano da 50 a 70 bar e durante la fase di compressione l'aria si riscalda rapidamente ed occorre raffreddarla con l'impiego di appositi scambiatori di calore. Il calore può essere recuperato e utilizzato per riscaldare l'aria compressa nella fase di scarica prima di essere avviata alla turbina. Il settore di impiego è usualmente quello della riserva spinning/non spinning ed il periodo di erogazione può giungere sino a 6 ore. La vita utile è elevata (circa 10.000 ore) ma l'efficienza del ciclo carica/scarica non è altrettanto alta attestandosi intorno al 50-60%.

Sempre nell'ambito dell'accumulo meccanico si iniziano ad affermare i sistemi di **accumulo inerziale** costituiti da una massa rotante ad elevato numero di giri. Lo storage energetico è eseguito attraverso l'accelerazione angolare delle masse per tramite di un motore mentre viceversa, con la reversibilità della macchina elettrica, è possibile la frenatura con recupero di energia verso la rete. È molto flessibile e destinabile a differenti applicazioni in contesti industriali anche come UPS o per le operazioni di controllo della potenza reattiva. A livello di rete può agire a supporto della regolazione della frequenza. Presenta rapidità di intervento nell'ordine dei secondi e la durata dell'intervento non è estesa aggirandosi a 15-20 minuti. La vita operativa è elevata (100.000 ore) grazie alla semplicità costruttiva e l'efficienza risulta legata essenzialmente alla capacità di ridurre gli attriti grazie a cuscinetti a sospensione magnetica ed alla rotazione in ambiente sottoposto al vuoto. Sul ciclo carica/scarica possono toccarsi livelli di efficienza di oltre 85%. Tuttavia, il fenomeno, non nullo, degli attriti produce una autoscarica riducendo la velocità di rotazione nel tempo. ENEA ha realizzato una stazione di ricarica veicolare rapida sfruttando le capacità dell'accumulo inerziale per rifornire un bus di piccole dimensioni durante la sosta al capolinea.

L'**accumulo termico** prevede la cattura di calore prodotto da una gamma ampia di sorgenti ed il successivo contenimento all'interno di apposite strutture isolate che possano mantenere nel tempo l'energia termica in ingresso. La fonte rinnovabile essenziale è quella solare e gli impianti solari con specchi (parabolici, lineari a torre) sono la maggiore sorgente di calore applicabile. Il fluido vettore in questo caso è un sale capace di immagazzinare il calore e mantenerlo entro un apposito serbatoio isolato. In alternativa si studiano accumuli termici basati su silicati sempre contenuti entro serbatoi coibentati. L'accumulo termico soffre della ciclicità giorno/notte e della dipendenza dalle condizioni meteorologiche lavorando sulla radiazione diretta. L'efficienza sul ciclo è abbastanza elevata tra 70 e 85% con una durata massima di 6-12 ore. Tuttavia, è poco flessibile e la risposta è fortemente legata alla localizzazione geografica per via delle ore di insolazione. La produzione di calore richiede la fonte solare, quindi l'accumulo termico non può essere ricaricato di notte a meno di ricorrere a sistemi di riscaldamento elettrico o a combustibile. Per le reti è percorribile la soluzione di riserva spinning ma anche una integrazione diretta con impianti termoelettrici con scambio del vapore prodotto ed invio in turbina.

Per l'**accumulo elettrico** la soluzione passa attraverso l'impiego dei supercapacitori ossia dispositivi che immagazzinano le cariche elettriche in modo simile ai condensatori ma che presentano valori di capacità di diverse migliaia di farad. Sono dotati di una piccolissima resistenza interna e sono suscettibili di un elevatissimo numero di cicli di carica/scarica con velocità di scarica molto alta. La ciclicità può giungere a milioni di operazioni di carica/scarica e

l'efficienza è spesso oltre il 90%. Sono soggetti al fenomeno dell'autoscarica che ne limita la durata dell'accumulo e non presentano elevata densità energetica a vantaggio delle elevate densità di potenza. L'impiego dei supercapacitori trova fertile terreno ove necessitano elevate correnti da sostenere in tempi ristretti come ad esempio durante le frenature rigenerative (veicoli stradali, ferroviari, impianti di sollevamento...) ma anche in servizi di rete ove la velocità di intervento diviene essenziale.

L'**accumulo chimico** è la forma di accumulo che meglio di tutte si offre per servizio di stoccaggio energetico a lungo termine e con valori significativi di energia da conservare. Il principio di base è quello di convertire l'energia in un altro vettore che successivamente possa essere riutilizzato per alimentare le reti energetiche. Il Power to Gas è appunto la gestione dell'energia secondo il principio di trasformazione, accumulo e riuso successivo anche in località differenti dal luogo di produzione. La produzione di idrogeno attraverso elettrolizzatori alimentati da fonti rinnovabili è il primo anello della filiera idrogeno. Questo può essere utilizzato direttamente o immagazzinato in forma gassosa compressa in appositi serbatoi sino a 700 bar oppure liquefatto criogenicamente a - 253 °C e riposto in serbatoi interrati. In forma gassosa la densità energetica in volume non è elevata e questo richiede appunto elevate pressioni per garantire volumi contenuti. Una volta compresso non serve ulteriore energia per mantenerlo nel tempo. Nel caso dell'idrogeno liquefatto la densità energetica è maggiore ma occorre mantenere la temperatura sotto il punto di liquefazione per evitare che vada in ebollizione e si trasformi in gas. Questo richiede un impegno di energia per mantenere la temperatura sotto il limite di liquefazione. L'idrogeno è trasformabile in energia elettrica per tramite delle Fuel Cells e riutilizzato in loco, come ad esempio sui veicoli elettrici oppure reimpressa nella rete elettrica di distribuzione a sostegno della rete medesima. Non si hanno emissioni nocive e l'ossigeno rilasciato in fase di produzione viene riassorbito durante la produzione di energia elettrica con il rilascio di acqua. L'efficienza di carica/scarica dell'accumulo ad idrogeno non è elevata attestandosi tra 35-56% per via della limitata efficienza di conversione gas-elettrico (50-80%) e di quella non elevata dell'elettrolisi (circa 70%). L'idrogeno può offrire servizi di regolazione della frequenza di rete, di spinning reserve e di capacity. La vita utile è collegata alla durata delle fuel cells, che in base alle diverse applicazioni, hanno obiettivi di durata di oltre 100.000 ore. Lo stesso idrogeno può essere ulteriormente convertito in gas naturale sintetico (metano), prodotto attraverso il processo di **metanazione** che utilizza la CO<sub>2</sub>, ed immesso nella rete di distribuzione del gas naturale. Quindi è utilizzabile direttamente sotto forma di combustibile oppure conservato negli stoccaggi del gas naturale. L'efficienza globale è inferiore a quella dell'idrogeno arrivando al 35% per via dei maggiori passi nella catena del P2G (Power to Gas) per il metano sintetico: produzione idrogeno, metanazione, trasporto, stoccaggio e produzione energia. L'accumulo chimico può essere eseguito anche attraverso la produzione di combustibili sintetici che, sfruttando processi di idrogenazione, realizzano molecole di struttura simile ai combustibili convenzionali. Tuttavia questi vettori sono diretti all'uso stradale immediato e le caratteristiche di accumulo sono rivolte alla realizzazione di scorte di mercato per la fornitura di combustibili per la trazione.

## Bibliografia

1. [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy\\_statistics\\_-\\_an\\_overview#Final\\_energy\\_consumption](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview#Final_energy_consumption) Settembre 2021
2. [www.bloomberg.com /opinion/articles/2017-09-28/cobalt-s-chemistry-experiment](http://www.bloomberg.com/opinion/articles/2017-09-28/cobalt-s-chemistry-experiment)
3. Wangda Li, Bohang Song, and Arumugam Manthiram\* High-voltage positive electrode materials for lithium-ion batteries Materials Science and Engineering Program Materials Institute University of Texas <https://www.osti.gov/pages/servlets/purl/1430487>
4. M. Walter, M. Kovalenko, K. Kravchik, " Challenges and benefits of post-lithium ion", New J. Chem., 44, 1677, 2020
5. <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/transport-mode/road/european-union-eu27/vehicles-and-fleet> Maggio 2022
6. <https://www.forbes.com/sites/neilwinton/2021/12/31/booming-electric-car-sales-in-europe-may-soon-face-a-reality-check/>
7. Global EV Outlook 2020: Entering the decade of electric drive? (International Energy Agency, 2020). <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>
8. C. Xu, Q. Dai, L. Gaines, M. Hu, A. Tukker, B. Strubbing, "Future material demand for automotive lithium-based batteries", Communications materials 2020, [www.nature.com](http://www.nature.com)
9. <https://www.fleeteurope.com/en/new-energies/europe/features/how-europe-aims-achieve-battery-independence-china?a=FJA05&t%5B0%5D=Charging&t%5B1%5D=Connectivity&curl=1>
10. European Commission, Study on the EU's list of Critical Raw Materials – Final Report (2020)
11. E. A. Olivetti, G. Ceder, G. G. Gaustad, X. Fu 1, Lithium-Ion Battery Supply Chain Considerations: Analysis of Potential Bottlenecks in Critical Metals, JOULE Volume 1, Issue 2, 11 October 2017
12. <https://www.kitco.com/news/2022-02-01/>
13. <https://www.ifpenergiesnouvelles.com/article/lithium-energy-transition-more-resource-issue>
14. <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2021/mcs2021-cobalt.pdf>
15. <https://www.ifpenergiesnouvelles.com/article/nickel-energy-transition-why-it-called-devils-metal>

## 4 Focus sui veicoli e sulla tecnologia V2G

Nel 2020 sono state vendute, nel mondo, 3 milioni di nuove auto elettriche, portando il totale a 10 milioni di vetture secondo quanto riportato dal Global Electric Vehicle Outlook 2021 dell'IEA [1]. Per l'anno successivo è sempre IEA [2] a riportare il dato record di 6,9 milioni di veicoli elettrici venduti, più che doppiando i valori del 2020. Sebbene nel 2020 l'Europa ha superato, per la prima volta la Cina, candidandosi a diventare il più grande mercato mondiale, nel 2021 La Cina, nel 2021, ha recuperato la prima posizione con circa 3,5 milioni di veicoli venduti, il 150% in più rispetto al 2020. Anno in cui il mercato cinese ha rappresentato il 42% delle vendite totali nel mondo, salite poi al 51% nel 2021. Dal lato europeo, secondo quanto riportato dall'International Council on Clean Transportation [3], sempre nel 2021, l'Europa con 2,3 milioni di veicoli è stata il secondo mercato al mondo, con un aumento del 66% rispetto all'anno prima.

I trend di crescita degli scenari meno ottimistici indicano che, entro i prossimi 8 anni, i veicoli elettrici nel mondo potrebbero raggiungere quota 145 milioni. In Europa le stime più conservative, riportate da Virta [4], prevedono 33 milioni di EV entro il 2030. Mentre per l'Italia le analisi condotte da Statista [5] stimano che le vendite si attesteranno a circa 360.000 unità nel 2027. Il 2021 ha rappresentato un momento di svolta per la mobilità elettrica nel Paese. Secondo Motus-E [6], sono stati venduti più di 135.000 veicoli elettrici e il numero di punti di ricarica è cresciuto a un ritmo più elevato rispetto al passato e il risultato dell'indagine da loro svolta e rivolta ai consumatori italiani, il 51% dei consumatori italiani sarà pronto ad acquistare un veicolo puramente elettrico entro il 2030.

La crescita del mercato pone nuove sfide (il PNIEC stima, al 2030, un impatto sui consumi elettrici italiani tra i 5 ed i 10 TWh) e nuove opportunità derivanti dalle possibilità collegate all'impiego delle batterie disponibili a bordo dei veicoli, che possono rappresentare uno strumento per restituire servizi alla rete elettrica contribuendo ad aumentarne la flessibilità. Attraverso un'analisi dei progetti sperimentali e lo studio dello stato dell'arte il capitolo intende offrire una prospettiva sullo scenario tecnologico lato veicolo e sulle implicazioni derivanti da un differente impiego dei sistemi di accumulo attraverso interfacce bidirezionali.

### 4.1 Il veicolo e le tecnologie V2G: mercato, stato dell'arte e sviluppo

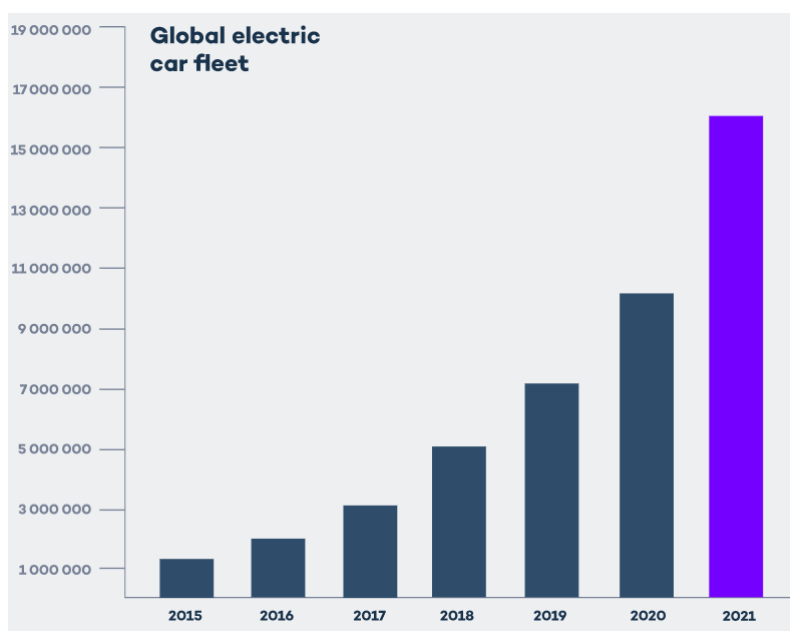
#### 4.1.1 Il mercato degli EV e sue potenzialità in funzione del V2G

Il mercato globale dei veicoli elettrici sta crescendo velocemente. Le possibilità offerte dai pacchi batterie di ultima generazione, in grado di soddisfare sia la richiesta energetica necessaria alla propulsione che quelle derivanti dai sempre più numerosi carichi ausiliari, garantendo, al contempo, un mantenimento degli standard di affidabilità, capacità e densità di energia, hanno fortemente influenzato l'espansione dell'industria manifatturiera delle batterie. Tale processo ha consentito una riduzione dei costi ed un'accelerazione degli sviluppi tecnologici per gli EV.

In Europa, dove le vendite stanno aumentando più che altrove, all'accelerazione hanno contribuito le misure di stimolo introdotte da molti governi. Gli amministratori di Londra, Oslo e Stoccolma hanno implementato azioni a livello locale e nazionale che includono incentivi finanziari per colmare il divario di costo tra auto elettriche e convenzionali, programmi per

implementare infrastrutture di ricarica e campagne informative per aumentare la consapevolezza e la visibilità sui veicoli elettrici disponibili e sui loro vantaggi. Un altro esempio di misure di stimolo sono i sussidi una tantum per l'acquisto e le agevolazioni fiscali annuali sull'immatricolazione e il funzionamento dei veicoli, che hanno velocizzato la diffusione degli EV's nelle grandi aree metropolitane di Amsterdam, Oslo e Rotterdam. L'assenza di incentivi nazionali per l'acquisto di auto e di misure per la riduzione della tassa annuale di proprietà, come in Belgio e Spagna portano invece ad una diffusione più lenta. Politiche aggiuntive come sconti o esenzioni sulle tariffe o sui permessi di parcheggio, sulla ricarica di un veicolo elettrico, sui pedaggi possono essere potenti strumenti a livello locale per integrare le politiche nazionali in scala locale e fornire ulteriori vantaggi in termini di costi per i conducenti di veicoli elettrici. Ad Amsterdam, Oslo, Stoccolma e Rotterdam sono state costruite fitte reti infrastrutturali pubbliche e sono stati posti in essere diversi programmi locali e nazionali che supportano la ricarica domestica e sul posto di lavoro.

Figura 17: Mercato globale delle auto elettriche



Fonte: Virta[4]

Sul totale delle vendite di auto nel 2021 in Europa, i veicoli elettrici hanno rappresentato il 17%, con i mercati principali riferiti a Germania, Norvegia, Islanda e Svezia. Nella maggior parte dei casi la ricarica viene eseguita ancora a casa o al lavoro, ma più veicoli elettrici circoleranno per le strade, più punti di ricarica pubblici saranno inevitabilmente introdotti nel prossimo futuro.

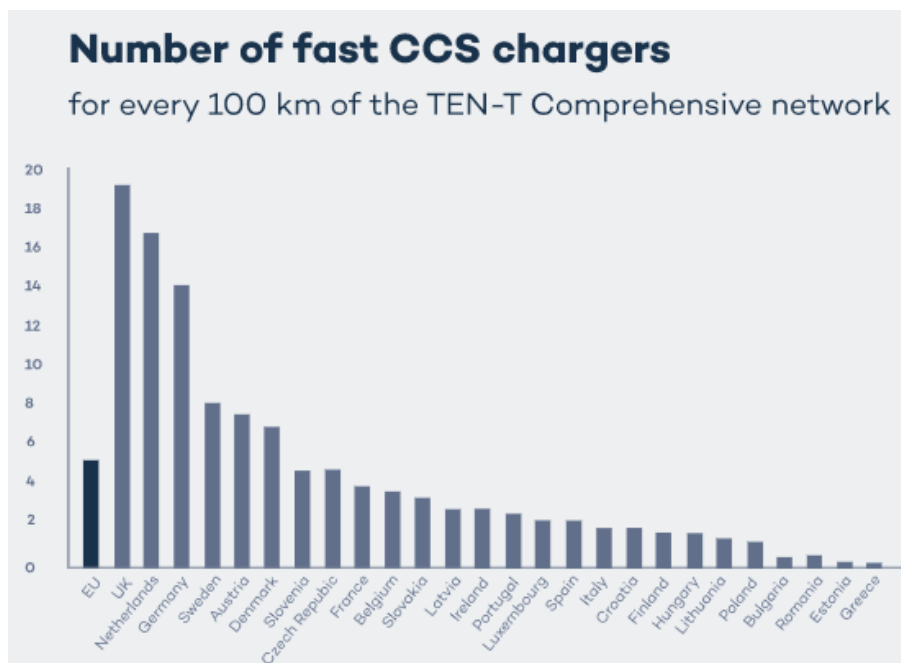
Le infrastrutture di ricarica rappresentano ancora un elemento chiave collegato alla diffusione delle tecnologie per la mobilità elettrica. La possibilità di ricaricare più velocemente, associata alle performance dei pacchi batteria installati a bordo, che oggi consentono di ottenere autonomie più elevate, sono i principali driver per la diffusione degli EV.

Nel 2021 si contavano quasi 376.000 infrastrutture di ricarica disponibili in Europa (con il numero di opzioni per la carica rapida pari a quasi 50.000 unità, in aumento di oltre il 30%) ma entro il 2025 si stima che 1,3 milioni di stazioni saranno accessibili al pubblico con una crescita



stimata fino a 2,9 milioni entro il 2030. In Italia, secondo i dati pubblicati da EAF0 [7] i punti di ricarica ad accesso pubblico nel 2022 sono state valutate 32.936.

Figura 18: TEN-T. Infrastrutture di ricarica veloci per ogni 100 km



Fonte: Virta Global [4]

Secondo quanto riportato da Ravi et al. [8], la durata media in cui i veicoli elettrici vengono utilizzati come mezzo di trasporto è pari a circa il 5% della giornata (con un tempo medio di spostamento giornaliero di 1,2 ore/giorno) e comprende principalmente tragitti casa-lavoro, durante i giorni feriali, e spostamenti più elevati durante il fine settimana.

Per il restante 95% del loro tempo, in cui gli autoveicoli sono inattivi possono potenzialmente essere utilizzati per altri scopi, impiegando, ad esempio, le batterie e la capacità di comunicazione dei sistemi installati a bordo. Sono questi gli elementi che rappresentano la base concettuale del Vehicle-to-Grid (V2G). Il sistema potrebbe prevedere un piano tariffario incentivante per i proprietari dei veicoli che durante le ore con scarsa domanda potrebbero caricare gli EV con tariffe più convenienti e, nelle ore di punta, quando c'è carenza nel sistema di rete, scaricare l'energia extra immagazzinata ad un costo superiore.

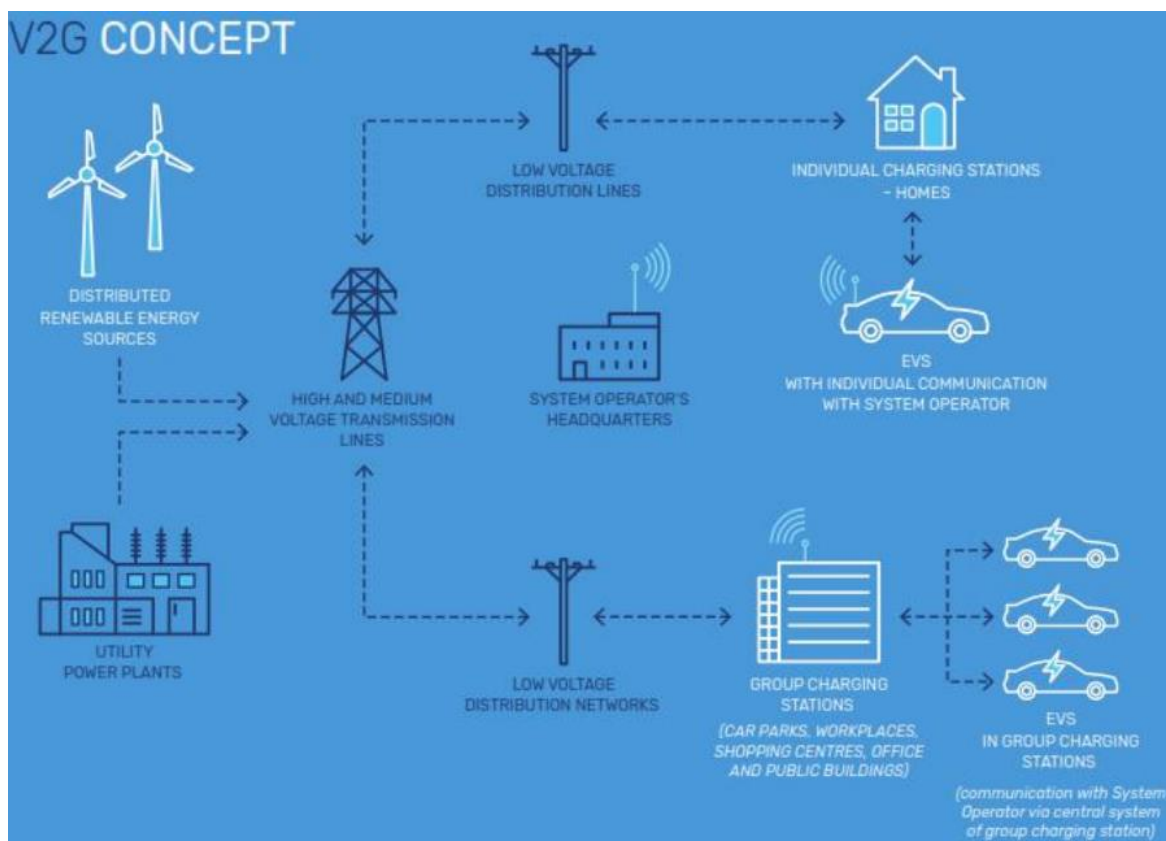
Le batterie dei veicoli elettrici si candidano quindi a diventare un sistema di accumulo energetico distribuito in grado di favorire l'attuale processo di transizione energetica.

L'IEA ha previsto che nel 2030 la domanda energetica europea dei veicoli elettrici in carica potrà raggiungere i 1000 TWh. Dopo la Cina (263 TWh) sarà l'Europa che, in questo scenario, richiederà la quota più elevata (187 TWh) con una necessità pari a circa il 6% del totale dei consumi elettrici.

Le modalità convenzionali di ricarica (unidirezionali) rappresenteranno quindi un fattore critico essendo carichi potenzialmente fluttuanti, concentrati e non coordinati. A fronte di questo incremento di domanda sarà necessario implementare sistemi di gestione dell'approvvigionamento energetico e soprattutto considerare i veicoli come uno strumento per

restituire servizi al sistema elettrico, principalmente bilanciamento e regolazione primaria e secondaria di frequenza. La capacità di controllare anche la scarica del pacco batterie verso la rete elettrica, in un'ottica di completa integrazione, rappresenta infatti anche una straordinaria possibilità per offrire servizi necessari a supportare i nuovi scenari. La presenza dei veicoli elettrici nei mercati dell'energia, in qualità di fornitori, sia diretti che attraverso aggregatori, contribuirà ad aumentare la capacità di accumulo del sistema elettrico favorendo l'aumento della quota di fonti rinnovabili.

Figura 19: Rappresentazione schematica del V2G



Fonte: The Polish Alternative Fuels Association. [9]

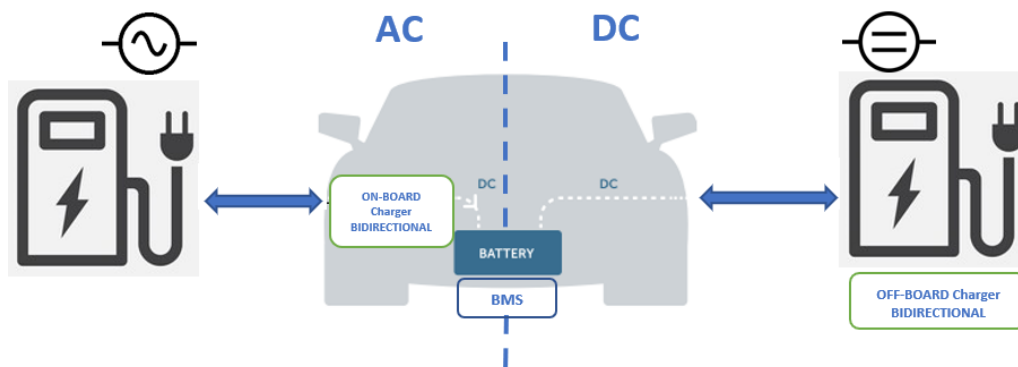
In Italia, con la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale del decreto ministeriale sul "Vehicle-to-Grid" (febbraio 2020) il governo ha puntato a favorire l'inclusione del V2G nelle UVAM, le Unità Virtuali Abilitate Miste che raggruppano diversi utenti facendoli operare come se fossero un unico impianto virtuale di produzione/consumo elettrico.

Resta da valutare accuratamente, nei processi in scala, l'impatto dell'impiego della funzionalità delle ricariche bidirezionali intelligenti sulle batterie dei veicoli in termini di degradazione e l'effetto del V2G in termini di abbattimento della CO<sub>2</sub> e risparmio sui costi operativi del sistema elettrico in relazione agli scenari di penetrazione dei veicoli elettrici previsti sul mercato oltre che, naturalmente, la sostenibilità legata ai necessari investimenti infrastrutturali.

#### 4.1.2 Stato dell'arte e sviluppo delle tecnologie a bordo veicolo

Un veicolo elettrico dotato di sistema V2G dovrà essere in grado non solo di ricevere e immagazzinare energia, ma anche di trasferire tale energia in direzione opposta, verso l'infrastruttura e la rete elettrica. Gli EV necessitano quindi di funzioni specifiche e supplementari rispetto a quelle convenzionali per poter operare in modalità V2G. I processi di carica e scarica devono infatti poter essere controllati anche nella nuova modalità in funzione, principalmente, dello stato di carica, del tipo di rete elettrica alla quale il veicolo è collegato e delle caratteristiche del carico. Le batterie con chimica basata sul Litio hanno reso possibile l'implementazione di sistemi complessi di gestione del trasferimento energetico ma richiedono un controllo robusto e preciso per la gestione in sicurezza dei processi. Un ruolo fondamentale è assegnato al Battery Management System (BMS) che dovrà garantire, anche in questo caso, la corretta gestione dei flussi di potenza del pacco batterie ed il monitoraggio dei parametri delle singole celle (potenza, corrente, capacità, temperatura, bilanciamento, ...). L'organizzazione di tale compito dipende anche dal tipo di tecnologia di ricarica installata a bordo veicolo. Poiché le batterie vengono sempre caricate in corrente continua, nel caso di infrastrutture di ricarica in AC, lo sviluppo delle nuove funzionalità dovrà integrarsi con il convertitore AC-DC a bordo veicolo che dovrà, per forza di cose, essere bidirezionale. Nel caso di ricariche in DC, che garantiscono potenze più elevate, la nuova modalità è invece implementata sul sistema di ricarica esterno al mezzo.

Figura 20: Infrastrutture AC e DC nel V2G



Fondamentalmente, oltre al BMS, sempre presente, lo sviluppo dei sistemi viene fatto quindi a bordo veicolo per le ricariche effettuate secondo il Modo 2 e Modo 3 in AC (IEC 62196) ed a bordo infrastruttura per quelle effettuate secondo il Modo 4 in DC. I sistemi V2G sono ancora in fase di sperimentazione. Attualmente, solo alcuni veicoli che supportano lo standard di ricarica in DC CHAdeMo (come Nissan) hanno introdotto sul mercato modelli di auto compatibili con il V2G. Renault nel 2019 ha annunciato il lancio di un progetto pilota di ricarica Vehicle-to-Grid, che è risultato essere il primo su scala più ampia che ha utilizzato la corrente alternata. Sono ancora molte le valutazioni necessarie a garantire uno sviluppo di tale funzionalità su larga scala. Tra le principali la diffusione di meccanismi di mercato che possano rendere misurabili e pianificabili le capacità di supporto dei sistemi di storage diffusi a bordo veicolo verso la rete elettrica e soprattutto, come detto, gli effetti di tali cicli di scarica, supplementari rispetto ad un

utilizzo ordinario, sui processi di deterioramento del pacco batteria. Quest'ultimo aspetto è rilevante soprattutto in relazione alle analisi di sostenibilità economica della tecnologia.

## 4.2 Le batterie nel V2G: rischi e opportunità

La grande penetrazione nel mercato della mobilità elettrica, unitamente alla larga diffusione delle energie rinnovabili, impone lo sviluppo di nuove tecnologie e di innovativi sistemi di bilanciamento della rete elettrica. Infatti, se da un lato le rinnovabili possono determinare forti oscillazioni lato offerta, la mobilità elettrica può causare, analogamente, grande instabilità lato domanda, talvolta concentrata in nodi della rete già congestionati. Si rende pertanto necessario utilizzare tutte le risorse distribuite disponibili al fine di mantenere la rete elettrica stabile, garantendo al contempo la sicurezza di approvvigionamento. Il paradigma delle ormai ben note *Smart Grids*, si basa proprio sulla possibilità di interrogare le risorse distribuite, con lo scopo di consentire la loro partecipazione al mantenimento della sicurezza del sistema elettrico. Il veicolo elettrico, grazie alle batterie da trazione, può rappresentare una delle risorse distribuite più diffuse.

Per le applicazioni V2G ci si interroga sul degrado a cui le batterie automotive possono essere sottoposte quale risultato del maggior numero di cicli di scarica e carica. Il decadimento avrebbe come conseguenza una perdita accelerata in capacità e potenza della batteria e relativa riduzione della vita utile. Il tema è oggetto di interesse costituendo la batteria il componente che maggiormente incide nella formazione del costo di un veicolo elettrico, che al presente, per un veicolo con 50 kWh di accumulo, è pari al 40% [10] del costo complessivo, con previsione che possa scendere al 25% nel 2030 al seguito della riduzione dei costi delle batterie. L'alta incidenza del valore della batteria induce l'utilizzatore ad usi cautelativi del veicolo che ritardino nel tempo il momento della sostituzione della batteria. Inoltre il costruttore si trova a dover garantire il prodotto per un uso non esclusivamente stradale e pertanto mostra una certa reticenza verso applicazioni V2G.

### 4.2.1 I servizi V2G e le tecnologie dell'accumulo

Il veicolo elettrico può partecipare al funzionamento delle *Smart Grids* principalmente in due modi: come consumer o come prosumer.

Nella modalità consumer, Grid-to-Vehicle (G2V), i veicoli elettrici si comportano come un carico elettrico che assorbe potenza dalla rete. In questo caso è possibile erogare servizi di demand response (es. load shedding) verso il gestore di rete, anche attraverso forme di aggregazione della domanda che favoriscono maggiore impatto sul beneficio atteso.

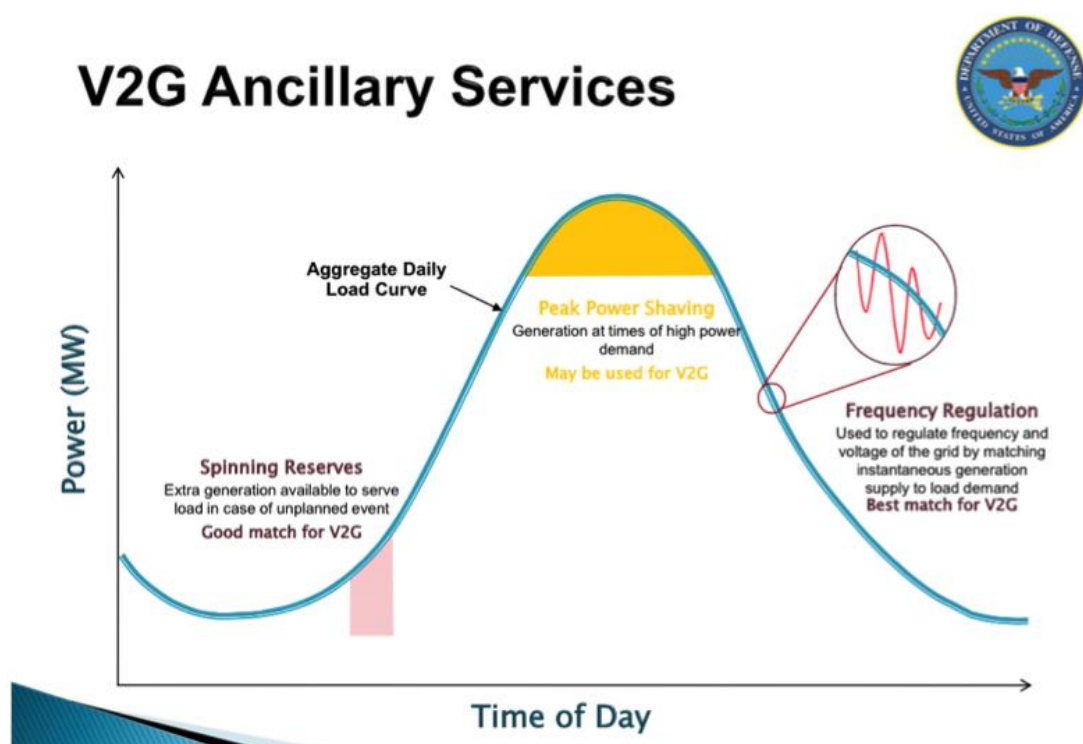
Nella modalità prosumer (termine derivato dalla crasi di producer e consumer), il veicolo è in grado di erogare potenza anche verso la rete elettrica, Vehicle-to-Grid (V2G), e pertanto può contribuire alla stabilità della rete attraverso la partecipazione ai servizi ausiliari. Tra questi, possiamo annoverare il supporto alla tensione di rete (immissione di potenza reattiva), la regolazione della frequenza (immissione di potenza attiva), il bilanciamento del carico e la riduzione dei picchi di domanda/offerta. È evidente, che se il sistema di accumulo a bordo veicolo può assumere una funzionalità bidirezionale nei confronti della rete elettrica, esso, di fatto, è

potenzialmente in grado di erogare gli stessi servizi elettrici previsti nei sistemi di accumulo elettrici stazionari (Battery Energy Storage Systems – BESS).

Tale opportunità, sebbene debba rendersi compatibile con la principale esigenza del veicolo che è quella di ricaricarsi da rete, apre le porte ad un più ampio utilizzo delle batterie impiegate nei veicoli, che va ad aggiungersi a quello per la trazione elettrica.

Considerato che l'energia potenzialmente sfruttabile dalle batterie è solo una parte di quella accumulata, proprio perché si deve rendere disponibile per la trazione, i servizi di rete più adatti per il V2G sono rappresentati da quelli caratterizzati da tempi relativamente brevi.

Figura 21: Servizi ancillari del V2G al variare di potenza e ora del giorno



Fonte: The DOD V2G Pilot Project Overview [11]

Oltre il già citato demand response, che abilita la programmabilità del carico elettrico o la sua riduzione in finestre temporali massime di circa due ore (tempo relativamente lungo, fondamentale per sfruttare l'aggregazione della domanda), sono presi in considerazione anche i servizi per supportare la riserva rotante (spinning reserve), il peak shaving e la regolazione della frequenza (Figura 21). Preferibili, come accennato sopra, i servizi che hanno una durata della carica e della scarica breve, che va da alcuni secondi ad alcuni minuti, solitamente legati alla regolazione dei parametri di rete (frequenza e tensione) o allo smorzamento dei transitori dovuti a picchi di potenza o di carico presenti in rete.

Infatti, come descritto nella figura, i servizi più lunghi, come il peak shaving, pur essendo impiegabili nel V2G, se confrontati con gli altri risultano meno ottimali.

La regolazione frequenza, in particolare, risulta particolarmente adatta al V2G in quanto le

oscillazioni del segnale di frequenza possono essere compensate attraverso profili di scarica/carica delle batterie del veicolo di tipo simmetrico, evitando così scariche profonde. Di fatto, il veicolo, pur erogando questo tipo di servizio, rimane fundamentalmente carico.

Le batterie agli ioni di litio sono attualmente i dispositivi di accumulo di energia più impiegati nei veicoli elettrici, grazie ad alcuni importanti vantaggi rispetto ad altre tecnologie, come ad esempio l'alta densità di energia e di potenza, l'elevata efficienza energetica, la mancanza dell'effetto memoria e lunga vita utile.

Le batterie commerciali agli ioni di litio differiscono in termini di materiali utilizzati per realizzare il catodo e l'anodo. I materiali più impiegati al catodo sono il litio ferro fosfato (LFP—LiFePO<sub>4</sub>), il litio manganese ossido (LMO—LiMn<sub>2</sub>O<sub>4</sub>), il litio nichel cobalto manganese (NCM—LiNixCoyMn<sub>1-x-y</sub>O<sub>2</sub>), il litio cobalto ossido (LCO) e il litio nichel cobalto ossido di alluminio (NCA), mentre l'anodo può essere realizzato con litio titanato ossido (LTO—Li<sub>4</sub>Ti<sub>5</sub>O<sub>12</sub>) o grafite (C).

Le batterie maggiormente impiegate per la trazione elettrica sono quelle caratterizzate da un'elevata densità di energia (cobalto al catodo), cioè in grado di garantire a parità di volume o di peso le autonomie maggiori. Tali chimismi sono perfettamente in grado di erogare i servizi di rete identificati sopra, che risultano sicuramente meno gravosi dal punto di vista delle performance e della degradazione rispetto ai cicli di carico ai quali sono sottoposti durante la trazione e la frenata rigenerativa.

Pertanto, il V2G potrà rappresentare una delle possibili tecnologie in grado di offrire servizi di flessibilità permettendo contestualmente di mitigare i costi della ricarica per il cliente finale. La modulazione dell'assorbimento di energia o l'erogazione di potenza attiva verso la rete in risposta a specifiche esigenze di gestione del sistema elettrico e/o ai segnali di prezzo dei mercati di energia e servizi, rappresentano i principali meccanismi con cui il V2G potrà partecipare alla stabilità del sistema elettrico, come ipotizzato da Terna nell'ambito del programma Energy System Innovation – Progetto E-MOBILITY. Immaginiamo quindi, per il prossimo futuro, un Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) sempre più aperto a nuove risorse, dove, soprattutto quelle distribuite come il V2G giocheranno un ruolo fondamentale.

#### 4.2.2 Rischi legati all'interazione con la rete in riferimento all'invecchiamento accelerato

Le batterie al litio, come qualsiasi altro dispositivo elettrochimico, sono soggette a degradazione, che può essere più o meno accelerata a seconda delle condizioni operative.

L'invecchiamento di una batteria al litio dipende principalmente dalla chimica, anche se la durata può variare anche da produttore a produttore. Diversi fattori influenzano la durata della batteria e sono anche legati al design delle celle e degli elettrodi, come la forma geometrica, la porosità dell'elettrodo, la capacità specifica, gli additivi, i livelli delle correnti di carica/scarica, dalle profondità di scarica e ricarica, che si aggiungono al processo naturale di degrado legato al tempo trascorso dalla sua produzione. Pertanto, l'invecchiamento della batteria si compone di due termini: da calendario e da utilizzo.

L'invecchiamento da calendario è influenzato anche dal rapporto tra tempo di fermo e tempo di utilizzo, che nei veicoli per il trasporto privato potrebbe essere elevato. E questo fattore assume



ulteriore valenza nel caso di cicli di lavoro poco incisivi. Il fenomeno di invecchiamento da calendario è abitualmente relativo al processo di realizzazione della batteria e legato alla passivazione dell'interfaccia elettrolita-elettrodi che si sviluppa in assenza di corrente.

Gli altri fattori che influiscono sull'invecchiamento sono legati a stress meccanici e fenomeni chimici a cui la batteria è sottoposta nella sua vita operativa:

- *Effetto della temperatura*: l'elevata temperatura ambientale e l'autoriscaldamento della cella possono portare a trasformazioni di fase irreversibili dei materiali catodici, alla decomposizione dell'elettrolita e alla rapida crescita dell'interfase dell'elettrolita solido (SEI) sulla superficie dell'elettrodo negativo;
- *Velocità di carica e scarica*: velocità di carica e scarica rapide o operazioni pulsate possono peggiorare le reazioni collaterali come la crescita del SEI, la decomposizione del legante, l'ossidazione dell'elettrolita, la dissoluzione del metallo di transizione, aumentando anche la suscettibilità delle particelle di materiale attivo a rompersi durante la litiazione e la delitiazione;
- *Intervallo operativo dello Stato di Carica (SOC)*: la finestra di tensione massima e minima all'interno della quale la cella cicla ha anche un forte effetto sul meccanismo di degradazione, influenzando la perdita di capacità o l'impedenza interna.

I servizi di rete identificati nella sezione precedente sono caratterizzati da cicli operativi di carica/scarica molto rapidi e che quindi possono determinare una degradazione dei materiali e dei componenti della batteria, oltre che un aumento della temperatura. Dipendendo dalla periodicità con cui questi servizi saranno erogati, si può sicuramente affermare che la batteria sarà soggetta ad un invecchiamento accelerato, che si dovrà tenere in considerazione nel prossimo futuro, sia dal punto di vista della remunerazione del servizio, sia da quello delle garanzie relative al veicolo.

Altro aspetto importante riguarda la qualità della potenza che attraversa la batteria.

Infatti, come messo in evidenza da Ghassemi et al. [12], alcuni disturbi provenienti o dalla connessione alla rete elettrica (current ripple, distorsioni armoniche) o direttamente dai convertitori DC-DC o DC-AC (frequenze di commutazione) possono giungere fino alla sezione in corrente continua delle batterie, contribuendo alla loro degradazione.

Più in generale, l'accelerazione del degrado della batteria, si traduce in una minore capacità disponibile nel tempo, ed è la principale preoccupazione quando si parla di servizi da veicoli alla rete. Tuttavia, non si hanno attualmente a disposizione studi scientifici sperimentali che possano confermare o smentire in modo assoluto questo tema. E gli esigui studi disponibili al momento non sono in grado di fornire una risposta condivisa. Ad esempio, in una ricerca del 2021 [13] è stata evidenziata una perdita di capacità su un insieme di veicoli elettrici sottoposti ad azioni di regolazione di frequenza oltre al normale servizio su strada, ma non viene riportato alcun confronto con veicoli non sottoposti ad operazioni di supporto alla rete risultando impossibile definire l'invecchiamento aggiuntivo da V2G. Altri studi sono stati condotti attraverso la modellizzazione della batteria e del fenomeno di invecchiamento come, ad esempio, in uno studio del 2017 [14] ove si indica che i cicli aggiuntivi per lo scambio di potenza fra le batterie dei veicoli e la rete elettrica, anche a potenza costante, sono negativi con possibilità di riduzione della vita utile a meno di 5 anni. Tuttavia, lo studio non risolve le incertezze

evidenziando che l'attivazione di due cicli di V2G al giorno per 18 mesi riduce di 4 punti percentuali la capacità della batteria rispetto al caso senza servizio V2G ma diversamente, a parità di carica scambiata, gli effetti si invertono. Quest'ultima condizione rileva un maggiore peso dell'invecchiamento da calendario per i superiori tempi di fermo della batteria ma anche la possibilità di un beneficio sullo stato di salute della batteria attraverso una gestione dinamica intelligente degli scambi con la rete. A questo proposito un ulteriore studio basato su una serie di test in laboratorio su celle al Litio-ione simulanti cicli di carica-scarica con operazioni V2G [15] su lungo periodo ha condotto alla realizzazione di un algoritmo che opera nella direzione di ridurre i fenomeni di invecchiamento da calendario. In tali condizioni è possibile aumentare la durata della vita della batteria ma risulta meno efficiente il servizio V2G.

La possibilità di un V2G vantaggioso deve tener presente eventuali maggiori costi per l'invecchiamento e che questi dipendono dalle proprietà effettive delle celle della batteria, come la loro storia, conservazione, metodo di produzione, temperatura di funzionamento e relativa propensione al degrado di scaffale e di lavoro oltre alle dimensioni, alla capacità e alla chimica delle celle. Inoltre, sono importanti il livello iniziale di SOC e la temperatura alla quale viene implementato il V2G, così come il  $\Delta$ SOC. Anche il grado di invecchiamento della cella della batteria prima di un intervento V2G è molto importante, come è stato mostrato in una serie di misure sperimentali, effettuate su celle di diversa composizione [16].

Quanto evidenziato apre all'utilizzo delle batterie automotive per applicazioni V2G, ma il servizio deve essere flessibile ed attuato con appositi algoritmi che non vedano solo il beneficio lato rete, ma considerino gli scambi energetici anche dal punto di vista della batteria attraverso specializzazioni relative alla storia e alle caratteristiche dell'accumulo veicolare.

### **4.3 Esempi applicativi e progetti sperimentali in Italia e in Europa**

In campo nazionale l'interesse nei confronti delle applicazioni Vehicle-to-Grid (V2G) nasce circa 3 anni fa (2019) quando, grazie alla collaborazione tra Enel X, Nissan e RSE, è stata avviata la prima sperimentazione italiana per lo sviluppo del V2G. Come è già stato detto in precedenza, questa tecnologia bidirezionale permette ai veicoli elettrici di immagazzinare e restituire energia, trasformandoli in "batterie mobili" che consentono di rendere più stabile ed efficiente la rete e di garantire importanti benefici alla collettività, ai gestori di energia e ai clienti.

#### ***Sperimentazione RSE, NISSAN, ENEL X***

La sperimentazione si è svolta nel centro di prova della sede milanese di RSE (società pubblica di ricerca per il settore elettrico ed energetico) con due auto elettriche Nissan LEAF e due infrastrutture di ricarica V2G realizzate da Enel X. Una piattaforma di controllo insieme alle infrastrutture di ricarica, installate nella micro-rete sperimentale di RSE, consentono di utilizzare le Nissan LEAF per stabilizzare la micro-rete, aumentando o riducendo i flussi di energia. Nissan, oltre ad aver fornito le due vetture, ha contribuito al monitoraggio delle auto acquisendo i dati provenienti dal motore e dalle batterie, sia durante la guida che durante la ricarica. Enel X ha invece fornito le due colonnine di ricarica bidirezionale, che si interfacciano alla Test Facility di RSE attraverso una piattaforma basata sul cloud e gestita da Enel X stessa. RSE, infine, si è occupata dell'esperimento vero e proprio in cui sono stati analizzati diversi casi



di utilizzo delle auto, da quello di una flotta aziendale a quello di un'automobile privata, verificando i potenziali benefici derivanti dall'erogazione di servizi V2G, mediante l'utilizzo di algoritmi di gestione del parco auto sviluppati da RSE stessa.

Di seguito sono riportati dettagli tecnici riguardo al laboratorio messo in piedi sul V2G. In particolare, sono descritte le colonnine di ricarica messe a disposizione da ENEL X, con interfaccia DC CHAdeMO bidirezionale, e le batterie da 40 kWh installate a bordo delle Nissan LEAF messe a disposizione da Nissan.

**Interfaccia DC CHAdeMO  
bidirezionale  
Potenza DC max  $\pm 15$  kW**

2 colonnine V2G

**Batteria 40 kWh  
Ricarica DC max 50 kW  
Ricarica AC max 7,4 kW**

2 auto Nissan Leaf

Il laboratorio si pone l'obiettivo di sperimentare diverse funzioni che comprendono i servizi ancillari (riserva primaria, secondaria, bilanciamento – tipo UVAM –, regolazione di tensione), l'ottimizzazione dei flussi energetici dell'utenza e l'integrazione con altre risorse di accumulo stazionario. L'input comunicato dalla micro-rete all'infrastruttura di ricarica potrà essere, a seconda dei casi, la frequenza, la tensione, il livello di regolazione secondaria.

Il laboratorio ha consentito di testare le funzionalità del V2G secondo diversi profili di utilizzo, da parte di utenti privati (carica diurna presso la sede di lavoro e carica notturna presso l'abitazione) e da parte di utenti aziendali che condividono le auto, con ricariche sia diurne che notturne. Attraverso le simulazioni compiute nel laboratorio è stata valutata la convenienza economica delle ricariche intelligenti con questa tecnologia. In particolare, si valuta come massimizzare l'autoconsumo di energia rinnovabile da impianti domestici, come ottimizzare i flussi di energia prodotta e consumata a livello locale e come garantire la continuità della fornitura di energia in caso di interruzioni. A questi benefici, per i possessori di auto elettriche si aggiunge l'opportunità di ottenere una remunerazione per i servizi forniti al sistema elettrico, massimizzando i benefici ambientali ed economici della mobilità a zero emissioni. La possibilità di sfruttare per più finalità le batterie attraverso il V2G permetterà così da un lato di disporre, senza costi aggiuntivi, di un sistema di accumulo domestico o aziendale e, dall'altro, di dare un importante contributo alla stabilità e all'efficienza del sistema elettrico.

A livello pratico, l'esperienza per l'utente è stata pensata per essere molto simile a quella di una ricarica tradizionale: l'applicazione per l'avvio della ricarica sviluppata da RSE richiede solo alcuni dati aggiuntivi, come ad esempio a che ora si pensa di prelevare l'auto e il livello di autonomia desiderato. È quindi compito del sistema di gestione del parco auto programmare opportunamente i profili di scambio dei singoli veicoli connessi, rispettando le richieste dell'utente e non scendendo mai sotto lo stato di carica richiesto. In questo modo sono stati testati sia i servizi Vehicle-to-Home, in cui le auto sono state usate per incrementare l'autoconsumo dell'energia prodotta ad esempio dal proprio impianto fotovoltaico, sia i servizi Vehicle-to-Grid, scambiando potenza con la rete sulla base di segnali provenienti dal gestore della rete stessa. Con queste modalità, se l'algoritmo di gestione è opportunamente progettato, l'utente trova sempre la sua vettura carica al livello richiesto.

Naturalmente un solo veicolo elettrico connesso a un sistema V2G non è sufficiente ad essere di aiuto al sistema elettrico. È necessario che ci sia una popolazione di auto elettriche (e quindi di batterie) per mettere a disposizione sia la potenza sia l'energia necessaria per dare un contributo significativo alla stabilità del sistema. RSE, che considera questa sperimentazione come un importante passo nella direzione giusta verso il concetto di mobilità sostenibile, si è inoltre impegnata nella sostituzione della flotta aziendale con auto full electric (o, per alcune esigenze, con auto ibride plug-in) che è stata compiuta nel primo trimestre del 2020. RSE ha quindi utilizzato la propria flotta come "caso studio" di elettrificazione realizzando un'area sperimentale di ricarica, con un sistema evoluto di gestione. Avere a disposizione un "test-bed" reale e completamente controllabile ha consentito da un lato di toccare con mano criticità e vantaggi della sostituzione del parco, dall'altro di poter sperimentare su elementi reali (e con necessità/pattern di utilizzo reali) strategie innovative di gestione della ricarica.

### ***Progetto pilota V2G di Mirafiori (FCA, ENGIE Eps, Terna)***

A settembre 2020 FCA, ENGIE Eps e Terna hanno presentato l'impianto V2G di Mirafiori che è un progetto "100% made in Italy", risultato del lavoro comune di tre aziende leader nei propri settori. L'iniziativa è particolarmente rafforzata dal ruolo centrale di Terna come soggetto abilitatore della transizione energetica.

Attraverso l'utilizzo di una tecnologia innovativa è stata avviata la sperimentazione di una soluzione di ricarica bidirezionale che beneficia di un'aggregazione fisica in un unico punto di interconnessione con la rete elettrica, capace di interagire con altre risorse energetiche presenti in loco.

La prima fase di costruzione dell'impianto ha previsto l'installazione di 32 colonnine V2G in grado di connettere 64 veicoli, con l'obiettivo di sperimentare la tecnologia e la gestione logistica del parcheggio. La seconda fase del progetto è stata avviata nel 2021 tramite il progetto DrossOne V2G con il supporto del Fondo per l'Innovazione della Commissione Europea.

Il progetto è sviluppato da Free2move eSolutions (joint venture tra Stellantis ed Engie EPS) ed è il primo V2G bidirezionale centralizzato commerciale su larga scala del suo genere anche grazie all'innovativa tecnologia applicata al suo hardware, ovvero con l'aggiunta di un convertitore DC-DC che consente di caricare e scaricare diversi tipi di veicoli elettrici, compresi quelli con pacchi batteria ad alta tensione di veicoli commerciali, camion e autobus con diversi stati di carica (SoC).

Il software è un altro punto chiave per l'innovazione grazie alla nuova piattaforma di aggregazione che emula e controlla le flotte come una "risorsa di accumulo di energia" centralizzata con un'unica interfaccia alla rete.

Un modello di business innovativo genera valore dalla capacità di stoccaggio inutilizzata dei veicoli elettrici parcheggiati, offrendo al gestore del sistema di trasmissione italiano (TSO) servizi ausiliari di riserva veloce (come bilanciamento, regolazione della frequenza e della potenza) nonché servizi in tempo reale utilizzando un sistema con caricatori rapidi bidirezionali.

Il progetto dimostrerà la fattibilità di un sistema di ricarica V2G centralizzato utilizzando lo stoccaggio stazionario associato ai veicoli elettrici (EV) nel parcheggio di Stellantis (prima della spedizione alle concessionarie di automobili) e un'unità di stoccaggio stazionaria basata su

“second life batteries”. A tal proposito infatti eSolutions sta sviluppando anche un progetto per riutilizzare le batterie delle auto che perdono efficienza, contribuendo in parte a risolvere il problema dello smaltimento delle batterie. Con il riutilizzo delle batterie delle auto elettriche, in un’ottica di economia circolare, si darà una seconda vita alle batterie delle auto che quindi potranno essere riutilizzate per altri fini, ad esempio per le case, per i condomini, per le aziende.

In sintesi, gli obiettivi del progetto sono:

- dimostrare la fattibilità di un sistema di ricarica centralizzato da veicolo a rete (V2G) su larga scala, che in questo caso sarà in grado di garantire una potenza massima erogabile di 30,8 MW
- installare 280 punti di ricarica bidirezionali dotati di doppio connettore (2 x 50 kW ciascuno), la cui tecnologia consente sia di caricare la vettura che di restituire potenza alla rete
- realizzare una copertura del parcheggio destinato alle vetture collegate al V2G composta da circa 12.000 pannelli fotovoltaici che andranno ad alimentare con energia elettrica green i locali di produzione e di logistica. L’impianto permetterà di produrre su base annua oltre 6.500 MWh, risparmiando ogni anno oltre 2.100 tonnellate di CO2.

### ***Gli altri progetti in Europa e nel Mondo***

#### ***Danimarca***

L’approccio di Nissan verso l’integrazione tra i veicoli a zero emissioni e la rete elettrica è partito dalla Danimarca nel 2016, dove insieme a Enel e Nuvve hanno lanciato il primo Hub V2G al mondo interamente commerciale. A Copenaghen, la società energetica Frederiksberg Forsyning ha installato 10 unità Enel V2G e aggiunto alla propria flotta 10 van 100% elettrici Nissan e-NV200. Quando non sono in uso, i veicoli commerciali possono essere collegati alle unità V2G per ricevere o cedere energia alla rete elettrica nazionale e, attraverso la piattaforma di aggregazione di Nuvve, contribuiscono a stabilizzare la rete elettrica danese.

#### ***Regno Unito***

Nel 2018, nel Regno Unito, Nissan e i suoi partner hanno avviato il progetto e4Future, il primo al mondo che predispone una dimostrazione ad ampio raggio della tecnologia V2G e che riunisce tutti gli attori principali della filiera. L’obiettivo di e4Future è sperimentare la tecnologia V2G su vasta scala, usando 1.000 installazioni V2G, per definire i parametri di un’applicazione commerciale destinata ai clienti di flotte elettriche, con un finanziamento di 30 milioni di sterline in tre anni da parte del Governo Britannico e IUK.

#### ***Germania***

La tappa più importante verso l’integrazione tra i veicoli e la rete elettrica è stata sicuramente quella della Germania nel 2018, dove la Nissan LEAF si è attestata come la prima auto 100% elettrica ad aver superato la fase di pre-qualificazione come sistema di accumulo di energia elettrica secondo le linee guida dei TSO tedeschi (Transmission System Operator). Nella città di Hagen, Nissan insieme all’azienda tecnologica The Mobility House, al fornitore di energia ENERVIE e al gestore del sistema di trasmissione (TSO) Amprion hanno raggiunto un importante traguardo in Germania. Superando tutti i parametri normativi del TSO tedesco per

la regolazione primaria dell'alimentazione, la LEAF è stata accreditata per la prima volta in assoluto come riserva di energia per la rete elettrica.

### ***California - Tesla***

Anche Elon Musk (Tesla), un tempo reticente sull'adozione del V2G per timore di accelerare il deperimento delle batterie, nel 2020 si sarebbe convertito a tale tecnologia ritenendo che i sistemi V2G non richiedono l'intera capacità della batteria dell'auto ma è sufficiente riservarne solo una certa parte, perciò, la questione del degrado aggiuntivo della batteria sui cicli di carica-scarica "extra" non sembrerebbe essere così acuta.

A valle di tale dichiarazione, sebbene non ci siano notizie ufficiali, a quanto pare Tesla avrebbe aggiunto silenziosamente la ricarica bidirezionale alla berlina Model 3, il che significa che l'auto sarebbe pronta per funzionare in modalità V2G: è sufficiente per Tesla aggiornare da remoto il software sulle auto già rilasciate per attivare questa funzionalità hardware non documentata.

## Bibliografia

1. IEA (2021), Global EV Outlook 2021, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021>
2. IEA (2022), Global EV Outlook 2022, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022>
3. Annual Update On The Global Transition To Electric Vehicles: 2021. ICCT. The international Council on Clean Transportation. 2022
4. The Global Electric Vehicle market overview in 2022: Statistics & Forecasts. Virta, 2022
5. Statista, Mobility Markets Insights, Electric Vehicles – Italy, 2022, <https://www.statista.com/outlook/mmo/electric-vehicles/Italy>
6. Mobilità elettrica: inevitabile o no?, Analisi dal punto di vista dei consumatori, Motus-E, Quintegia elaborato su dati Element Energy, 2022
7. European Alternative Fuels Observatory – EAFO, <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/transport-mode/road/italy/infrastructure>
8. Ravi, S.S.; Aziz, M. Utilization of Electric Vehicles for Vehicle-to-Grid Services: Progress and Perspectives. *Energies* 2022, 15, 589. <https://doi.org/10.3390/en15020589>
9. The Polish Alternative Fuels Association. PSPA Report: Electric Vehicles as an element of power grids, 2018
10. König, A.; Nicoletti, L.; Schröder, D.; Wolff, S.; Waclaw, A.; Lienkamp, M. An Overview of Parameter and Cost for Battery Electric Vehicles. *World Electr. Veh. J.*, 21 Dic 2021
11. The DOD V2G Pilot Project Overview – Department of Defence, United States of America, <http://electricvehicle.ieee.org/files/2013/03/DoD-Plug-In-Electric-Vehicle-Program.pdf>
12. Ghassemi, A., Chakraborty Banerjee, P., Hollenkamp, A.F., Zhang, Z., Bahrani, B. Effects of alternating current on Li-ion battery performance: Monitoring degradative processes with in-situ characterization techniques (2021) *Applied Energy*, 284
13. A. Thingvad, L. Calearo, P. B. Andersen and M. Marinelli, “Empirical Capacity Measurements of Electric Vehicles Subject to Battery Degradation From V2G Services,” in *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 70, no. 8, pp. 7547-7557, Aug. 2021, doi: 10.1109/TVT.2021.3093161.
14. M Dubarry, A Devie and K. McKenzie, Durability and reliability of electric vehicle batteries under electric utility grid operations: Bidirectional charging impact analysis”, *Journal of Power Sources*, no.358, pp. 39-49, 2017
15. K. Uddin, et al., On the possibility of extending the lifetime of lithium-ion batteries through optimal V2G facilitated by an integrated vehicle and smart-grid system, *Energy*, Volume 133, 2017, Pages 710-722
16. E. Bentley et al., On Beneficial Vehicle-to-Grid (V2G) Services; 2021 9th International Conference on Modern Power Systems (MPS), 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/MPS52805.2021.9492671



## 5 Aspetti regolatori e considerazioni finali

### 5.1 Un quadro di regole definito per sperimentazioni

Lo sviluppo della tecnologia *Vehicle to Grid*, nel più ampio contesto del percorso verso un sistema di distribuzione elettrica smart, è condizionato dai nodi tecnologici che sono stati oggetto di analisi nelle pagine precedenti. Nello scioglimento dei suddetti nodi, nonché nell'indirizzare correttamente il percorso di evoluzione del sistema, emerge l'esigenza di garantire il più ampio coinvolgimento dei maggiori portatori di interesse e garantire il contemperamento di esigenze non sempre coincidenti. Con particolare riferimento al *Vehicle to Grid*, infatti, emergono, da un lato, le opportunità legate all'utilizzo delle batterie dei veicoli elettrici come sistemi di accumulo funzionali alla stabilizzazione della rete e, dall'altro, la necessità che i prospettati scenari di utilizzo non pregiudichino la fruibilità dei veicoli elettrici. Lo sviluppo della mobilità elettrica, infatti, rappresenta un elemento rilevante nelle strategie generali di contenimento delle emissioni inquinanti.

Quanto sopra rilevato costituisce la premessa alla base dello sviluppo della cornice di regole adottata in ambito comunitario e attuata dagli stati membri, finalizzata ad indirizzare correttamente lo sviluppo di queste nuove tecnologie emergenti.

Nel definire il quadro di regole a supporto dell'evoluzione del sistema elettrico secondo il paradigma "*Smart Grid*", il Legislatore europeo e, conseguentemente, il Legislatore nazionale, con l'ausilio dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), hanno adottato un approccio inizialmente focalizzato su progetti sperimentali che consentissero di verificare sistemi e tecnologie, nella prospettiva dell'adozione di una futura normativa organica e completa. Tali sperimentazioni hanno rappresentato lo strumento principale di ricostruzione di un quadro informativo esaustivo sul percorso di evoluzione da seguire per far fronte alle nuove esigenze emerse con la transizione energetica.

I primi progetti-pilota sono stati costruiti su casi concreti e circoscritti; con Deliberazione 25 marzo 2010 – ARG/elt 39/10 sono state definite le procedure e i criteri di selezione delle sperimentazioni stesse, riconoscendo, inoltre, incentivi alla loro diffusione tramite una maggiorazione della remunerazione del capitale investito per la loro attuazione. A tale prima fase di sperimentazione, è seguita un'attività di verifica dei primi risultati e di procedure di consultazione finalizzate a condividere gli ulteriori passi con i diversi portatori di interesse coinvolti. Nella successiva fase di sperimentazione, sono stati avviati progetti-pilota su scala più ampia con il supporto di una normativa tecnica definita per ciascuna ambito tecnologico preso in considerazione.

L'approccio regolatorio in esame, pur nella sua natura frammentaria, ha fatto emergere, sin dalle prime fasi, la rilevanza strategica di alcuni temi e ciò, in particolare, nella prospettiva di un coinvolgimento degli utenti finali nel percorso di sviluppo della *Smart Grid* e delle funzionalità strumentali come la tecnologia *Vehicle to Grid*.

La Raccomandazione 2012/48/UE, adottata con riferimento alla diffusione di sistemi di misurazione intelligente, che rappresentano una delle prime forme di tecnologia abilitante per lo sviluppo delle *Smart Grid*, mette preliminarmente in evidenza la necessità di tutelare i dati

personali acquisiti nell'ambito delle sperimentazioni avviate e nella prospettiva degli scenari di funzionamento della *Smart Grid* stessa.

Le istituzioni comunitarie, infatti, rilevano come il processo di sviluppo di reti intelligenti possa certamente garantire una maggiore integrazione delle fonti energetiche rinnovabili nella rete e un'accresciuta efficienza energetica, oltre a recare un contributo significativo alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, all'occupazione e allo sviluppo tecnologico nell'Unione europea. Le prospettate soluzioni innovative, correlate alle reti intelligenti, necessitano dell'elaborazione di una mole ingente di dati relativi ai consumi; nell'ambito del nuovo paradigma di rete intelligente, in altre parole, ci si attende che i fornitori e operatori di rete passino da un'osservazione generale del comportamento energetico alla raccolta di informazioni sempre più dettagliate sul comportamento dei singoli utenti finali.

Si auspica pertanto che l'implementazione dei sistemi di misurazione intelligente sia coerente con la protezione dei dati personali, un diritto fondamentale sancito dall'articolo 8 della Carta dei diritti fondamentali dell'Unione europea e dall'articolo 16 del trattato sul funzionamento dell'Unione europea.

È pertanto opportuno osservare come, sin dalle prime fasi di definizione del quadro di regole per lo sviluppo della *Smart Grid*, e delle tecnologie ad essa correlate come il *Vehicle to Grid*, è immediatamente emersa, da un lato, la centralità del coinvolgimento dell'utente finale, dall'altro, la necessità di contemperare le esigenze di sviluppo della rete di distribuzione con altre esigenze di pari importanza come la tutela dei dati personali.

## 5.2 Il ruolo dell'utente nel quadro di regole

La Consultazione ARERA 255/2015/R/eel interviene nel contesto del programma di sperimentazioni avviato con Delibera 39/10; ha, pertanto, rappresentato per l'Autorità l'occasione per condividere i primi orientamenti emersi alla luce degli esiti dei progetti-pilota avviati nel 2011. Prescindendo dall'analisi puntuale dell'esito di ogni singola sperimentazione, il documento è rilevante nel prendere atto della centralità dell'utente connesso nel nuovo paradigma della *Smart Grid*. La visione proposta in ambito comunitario è incentrata in un modello di rete che non si limiti a interconnettere utenti per garantire un servizio di distribuzione efficace e innovativo ma si proponga di svolgere una funzione di coordinamento delle azioni degli utenti stessi. L'attività di coordinamento è intesa a garantire un adeguato sfruttamento delle risorse diffuse, un miglior utilizzo delle infrastrutture di rete e una maggior flessibilità e sicurezza del sistema elettrico.

La centralità dell'utente emersa nell'ambito dei progetti pilota, tuttavia, ha messo in evidenza anche possibili criticità legate al coinvolgimento degli stessi nel processo di sviluppo della *Smart Grid*. In assenza di benefici diretti, e forse a causa del timore di possibili oneri o criticità a proprio carico, si rileva una certa ritrosia ad aderire alle sperimentazioni.

Proprio in occasione del procedimento di consultazione in esame, emergono alcune specifiche funzionalità che sono da considerare come strategiche per far approdare il tradizionale modello di sistema elettrico ad un sistema denominato "Smart Distribution System". Tra queste si segnala l'utilizzo di sistemi di accumulo, anche tramite funzionalità bidirezionale dei sistemi di ricarica di veicoli elettrici, al fine di migliorare le prestazioni del sistema in presenza di generazione



intermittente connessa.

### 5.3 Il ruolo dell'utente finale nello sviluppo del Vehicle to Grid

Nell'ambito del suddetto quadro regolatorio si colloca il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 30 gennaio 2020, pubblicato in GU n.37 del 14-2-2020, che definisce criteri e modalità per incentivare lo sviluppo e la diffusione della tecnologia *Vehicle to Grid*, elemento chiave per una reale integrazione funzionale dei veicoli elettrici nel sistema elettrico nazionale.

Il Decreto dispone, in primo luogo, che le infrastrutture di ricarica debbano partecipare al mercato per il servizio di dispacciamento e che tale partecipazione debba essere garantita anche in forma aggregata tramite le UVAM. Per il perseguimento di tale obiettivo, nel contesto di un'attività di revisione della regolamentazione del servizio di dispacciamento, si rimette all'Autorità di Regolazione del Mercato, ARERA, il compito di rivedere i requisiti minimi prestazionali per l'abilitazione a ciascun servizio di rete, affinché sia resa agevole la partecipazione delle infrastrutture di ricarica; è ovviamente richiesto un intervento che tenga conto delle specificità delle infrastrutture di ricarica e delle esigenze dettate dalla funzionalità dei veicoli elettrici.

Ad ARERA compete la definizione, con successivi provvedimenti di portata generale, delle modalità nel rispetto delle quali i Distributori debbano avvalersi delle UVAM nella gestione delle proprie reti anche in coordinamento con TERNA. Nel definire questa regolazione, si prevede che siano contemplate regole semplificate per le utenze domestiche e per i casi in cui il gestore delle infrastrutture di ricarica sia anche proprietario di tutti i veicoli che partecipano all'erogazione del servizio.

Infine, per agevolare lo sviluppo tecnologico delle reti, è richiesto ad ARERA di garantire la copertura, anche in via forfettaria, dei costi legati all'installazione dei dispositivi e apparati di misurazione, sia in configurazione V1G che V2G, necessari al dialogo tra veicolo e rete elettrica nonché al dialogo tra gestore dell'infrastruttura di ricarica (CPO) e gestore dell'UVAM.

In questa sede appare tuttavia opportuno sottolineare lo spazio che il Decreto dedica al tema del coinvolgimento dei possessori di veicoli elettrici nel processo di sviluppo e diffusione della tecnologia *Vehicle to Grid* e ciò in coerenza con la centralità degli utenti finali emersa nel percorso di sviluppo della *Smart Grid*.

Proprio al fine di intervenire sull'accettazione sociale del progetto e instaurare un rapporto di fiducia e trasparenza con gli utenti della mobilità elettrica, si prevede che il GSE, a valle di un'indagine conoscitiva sulle caratteristiche dei veicoli elettrici e delle infrastrutture di ricarica presenti sul mercato, porti avanti un'azione di informazione circa le modalità di utilizzo dei sistemi di accumulo dei veicoli elettrici in modo da garantire una panoramica completa sull'impatto che tale impiego possa avere sulla vita utile dei sistemi di accumulo stessi. L'indagine è inoltre estesa alla verifica della compatibilità di questo scenario di utilizzo rispetto alle garanzie fornite dai produttori di veicoli elettrici.

L'approccio del regolatore, in altre parole, è mirato in questo caso ad individuare un bilanciamento di interessi tra il ruolo che i veicoli elettrici, con i relativi sistemi di accumulo e di ricarica, possono svolgere nel contesto più ampio della *Smart Grid*, e il ruolo che il veicolo elettrico è chiamato a svolgere in uno scenario di sempre maggiore attenzione verso una

mobilità elettrica che garantisca sostenibilità ambientale e contenimento delle emissioni inquinanti.

Al fine di garantire il coinvolgimento dei detentori di veicoli elettrici, si è pertanto deciso di assicurare un adeguato livello di informazione, a favore di questi ultimi, tramite iniziative che, nell'ipotesi di ricarica su suolo pubblico, prevedono un ruolo attivo del MSP (Mobility Service Provider) il quale dovrà veicolare informazioni circa l'utilizzo dei sistemi di accumulo in un contesto V2G all'ED (Electric Driver). In quest'ipotesi, infatti, si instaura un rapporto diretto per l'erogazione del servizio di ricarica. Nel caso di ricariche in luogo privato, mancando un MSP, l'obbligo di veicolare l'informativa ricadrà in capo al CPO (Charging Point Operator).

Si prevede che al detentore di auto elettrica siano fornite alcune informazioni ex ante e informazioni ex post. Tra le prime rientrano dettagli dei servizi ancillari che possono essere garantiti in un contesto V2G e allo stesso tempo che, a causa dei frequenti flussi di energia che potrebbero muoversi verso il veicolo e dal veicolo alla rete, i cicli di carica e scarica potrebbero essere più frequenti rispetto ad altre modalità di utilizzo. Sono inoltre fornite informazioni circa le norme di sicurezza per veicolo e infrastruttura di ricarica nonché condizioni economiche di partecipazione al servizio. A tutela del detentore di veicoli elettrici e per garantire la piena fruibilità di questi ultimi, si chiede anche di definire limiti all'utilizzo del sistema di accumulo del veicolo elettrico.

Tra le informazioni da fornire ex post, si prevede un report periodico sulla potenza trasferita alla rete dal veicolo e sui benefici economici percepiti dal detentore del veicolo elettrico a fronte del servizio reso alla rete.

## 6 Conclusioni

### 6.1 Approvvigionamento energetico e diffusione dell'auto elettrica

L'auto elettrica è solo un veicolo che consuma o anche una batteria che può aiutare a stoccare e restituire energia? La domanda appare centrale perché ci aiuta a comprendere il ruolo che l'auto elettrica potrà avere in futuro quando la sua presenza all'interno del parco circolante potrà contare su percentuali a due cifre. La diffusione dei veicoli elettrici, e in particolare la sostituzione incentivata dei veicoli termici destinati ad una graduale dismissione, rappresenta una delle misure contemplate per il raggiungimento dell'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050 (Green Deal europeo).

Un obiettivo generale e sovranazionale al quale fanno eco le disposizioni nazionali attuative. Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima italiano (PNIEC) definisce, a tal proposito, un percorso progressivo di incremento delle immatricolazioni di veicoli elettrici che dovrebbe condurre, nel 2030, ad un ammontare complessivo di 4 milioni di veicoli elettrici e 2 milioni di veicoli ibridi nonché a ingenti investimenti (740 milioni di euro) per la realizzazione di 3 milioni di punti di ricarica per auto elettriche, il 50% dei quali dovrà essere realizzato entro il 2025<sup>5</sup>; misure che si intrecciano con un progressivo sviluppo delle tecnologie e si inseriscono nel più ampio scenario europeo che prevede al 2030 il raggiungimento di 30 milioni di immatricolazioni complessive<sup>6</sup>.

Secondo i dati sul parco circolante di ACI, nel 2021 le auto a benzina e diesel costituivano ancora l'87,6% del totale del parco auto, in calo dell'1,6% rispetto all'anno precedente, a differenza delle auto elettriche che sono in aumento di circa 2,2 volte rispetto al 2020, sebbene la loro quota del parco circolante sia ancora limitata allo 0,29%. Si tratta di numeri che, in senso assoluto, sono certamente ancora ridotti ma che lasciano intravedere una nuova tendenza che potrebbe consolidarsi a fronte di specifiche politiche di incentivo e sostegno.

La presenza di una flotta elettrica sufficientemente diffusa all'interno del parco circolante rappresenta uno degli strumenti per la riduzione delle emissioni inquinanti. Un altro obiettivo, non meno importante, riguarda le emissioni di anidride carbonica legate alla generazione elettrica. In diverse occasioni di approfondimento, la Fondazione Caracciolo ha avuto modo di ricordare come il raggiungimento degli obiettivi ambientali legati all'aumento di veicoli elettrici, ci obblighi ad affiancare le politiche di rinnovo con misure di promozione delle fonti rinnovabili necessarie a sostenere la domanda energetica incrementale. Stimando al 2030 una presenza di 6 milioni di veicoli elettrici sulle nostre strade, l'impatto sui consumi energetici potrebbe essere pari al 2,6% del totale (9 TWh su 346 TWh, annui secondo lo scenario FF-55 di TERNA e Snam)

---

<sup>5</sup> PNRR, Missione 3, "Infrastrutture per una mobilità sostenibile", 3) *Recharge and refuel*.

<sup>6</sup> Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social Committee and the Committee of the Regions, Sustainable and Smart Mobility Strategy – putting European transport on track for the future, dicembre 2020 (COM (2020) 789 final). A seguito dei nuovi e più stringenti obiettivi di riduzione delle emissioni previsti dal pacchetto legislativo europeo Fit-For-55, che prevedono una riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030 rispetto ai valori del 1990 e la neutralità carbonica entro il 2050, è verosimile che gli obiettivi italiani di elettrificazione del parco auto vadano rivisti al rialzo.

e al 3,7% considerando la sola energia elettrica verde (239 TWh annui).

Il percorso di crescita delle fonti rinnovabili, già in atto, si scontra però con una serie di difficoltà e in particolare con la natura non programmabile delle fonti rinnovabili stesse, fortemente influenzate dalla ciclicità delle stagioni e della radiazione solare. La soluzione a questa carenza passa per lo sviluppo di adeguati sistemi di stoccaggio, oltre che per l'evoluzione della complessiva gestione della rete elettrica.

## 6.2 Smart Grid e direttrici evolutive della rete

Per un pieno ed efficiente impiego dell'energia rinnovabile, la rete elettrica e la sua gestione dovranno evolvere secondo il paradigma "Smart Grid": un nuovo approccio alla gestione della rete, in cui la digitalizzazione permette il monitoraggio e il trasporto di energia elettrica da tutti gli impianti collegati, di ogni taglia, migliorando l'efficienza della gestione dei flussi di potenza, che possono essere sia unidirezionali, come nel caso di impianti generatori di grossa taglia, che bidirezionali, come spesso avviene con gli impianti di produzione da fonti rinnovabili di piccola taglia.

Nel paradigma della Smart Grid, all'infrastruttura fisica, che corrisponde alla rete elettrica su cui viene scambiata l'energia, si affianca un'infrastruttura di telecomunicazione per l'acquisizione dei dati e la condivisione delle informazioni necessarie alla gestione avanzata della rete stessa. Un terzo componente della Smart Grid è, infine, costituito dall'infrastruttura digitale che abilita il monitoraggio, controllo e ottimizzazione delle prestazioni del sistema. Le componenti della Smart Grid appena descritte rappresentano il presupposto tecnologico delle strategie avanzate di Decision Making, che possono rendere concreta una transizione ecologica efficace e sostenibile anche, ma non solo, grazie ad un maggior coordinamento delle risorse distribuite e ad un utilizzo efficace dell'energia prodotta da fonti non programmabili.

Nelle dinamiche di stabilizzazione del sistema elettrico e bilanciamento dell'energia disponibile, favorite dallo sviluppo della Smart Grid, un ruolo di importanza strategica deve essere nel contempo attribuito ai sistemi di accumulo, basati su tecnologie di varia natura, nel cui ambito potrebbero rientrare le batterie dei veicoli elettrici.

## 6.3 Mobilità elettrica e scenari di utilizzo nel contesto della Smart Grid

In questa prospettiva, i veicoli elettrici potrebbero essere chiamati a concorrere al processo di evoluzione del sistema elettrico nel rispetto del modello "Smart Grid". Le batterie delle auto, infatti, si candidano a svolgere la loro funzione di sistema di accumulo energetico distribuito in grado di favorire lo sfruttamento delle fonti rinnovabili di energia, contribuendo al funzionamento del sistema secondo le due modalità di *consumer* e *prosumer*.

Nella modalità **consumer** – Grid-to-Vehicle (G2V) –, in cui i veicoli elettrici si comportano come un carico elettrico che assorbe potenza dalla rete, la gestione avanzata del sistema elettrico consente di adattare strategie di *demand response* andando ad intervenire sui consumi energetici in risposta a picchi di offerta.

Nella modalità **prosumer** – Vehicle-to-Grid (V2G) –, il veicolo è in grado di erogare potenza anche verso la rete elettrica e pertanto può contribuire alla stabilità della rete attraverso la

partecipazione ai servizi ausiliari. Tra questi si considerino il supporto alla tensione di rete (immissione di potenza reattiva), la regolazione della frequenza (immissione di potenza attiva), il bilanciamento del carico e la riduzione dei picchi di domanda/offerta. È evidente che, se il sistema di accumulo a bordo veicolo può assumere una funzionalità bidirezionale nei confronti della rete elettrica, esso di fatto non presenterà alcuna distinzione rispetto ai sistemi di accumulo elettrici stazionari (Battery Energy Storage Systems – BESS) e sarà in grado di erogare gli stessi servizi elettrici.

Il V2G può rappresentare uno strumento per lo sviluppo di servizi di flessibilità il cui ruolo è centrale nel contesto delle strategie di gestione della rete che prevedano un approccio dinamico ai livelli di immissione e consumo di un singolo impianto o di un insieme aggregato. Allo stesso tempo, lo sviluppo di servizi accessori e di politiche di incentivo fondate sul ricorso alla tecnologia V2G può consentire di mitigare i costi della ricarica per il cliente finale. La modulazione dell'assorbimento di energia o l'erogazione di potenza attiva verso la rete in risposta a specifiche esigenze di gestione del sistema elettrico e/o ai segnali di prezzo dei mercati di energia e servizi, in altre parole, rappresentano i principali meccanismi tramite i quali, secondo logiche "V2G", i veicoli elettrici potranno partecipare alla stabilità del sistema elettrico<sup>7</sup>.

L'efficace impiego dei veicoli elettrici, nello scenario sopra descritto, presuppone tuttavia il superamento di alcune criticità di natura tecnica e strutturale. Tra le questioni pendenti si consideri la valutazione dei possibili impatti che l'impiego della funzionalità delle ricariche bidirezionali potrebbe avere sulle batterie dei veicoli in termini di degradazione. Ai diversi interrogativi sul campo, si aggiungono le difficoltà di stimare i concreti effetti del V2G in termini di abbattimento della CO<sub>2</sub> e di risparmio sui costi operativi del sistema elettrico; queste valutazioni sono, infatti, ostacolate dall'oggettiva difficoltà di stimare le prospettive di diffusione dei veicoli elettrici nei prossimi anni a cui deve aggiungersi la sostenibilità legata agli investimenti necessari per l'adeguamento delle infrastrutture esistenti.

Per quanto concerne gli impatti di uno scenario di utilizzo del V2G rispetto alla vita media delle batterie, si consideri che le batterie al litio, come qualsiasi altro dispositivo elettrochimico, sono soggette a degradazione più o meno accelerata a seconda delle condizioni operative, fortemente legate ai livelli delle correnti e alle profondità di scarica e carica, nonché a processi di decadimento naturale legati al trascorrere del tempo. L'invecchiamento della batteria, pertanto, è influenzato da due fattori: tempo e modalità di utilizzo.

Per quanto riguarda il primo fattore, gioca un ruolo molto importante anche il rapporto tra tempo di fermo e tempo di utilizzo che, con particolare riferimento ai veicoli dedicati ad un utilizzo privato ed individuale, potrebbe essere elevato. In merito agli scenari di utilizzo, si consideri che l'impiego delle batterie per i servizi di rete, sopra citati, comporta cicli operativi di carica/scarica ripetuti e molto rapidi che possono determinare una degradazione dei materiali e dei componenti della batteria, oltre che un aumento della temperatura.

L'invecchiamento accelerato delle batterie è verosimilmente un aspetto di cui si dovrà tenere conto negli scenari di utilizzo nel contesto di logiche V2G, sia dal punto di vista della remunerazione del servizio, sia da quello delle inevitabili conseguenze rispetto alla fruibilità dei veicoli elettrici.

---

<sup>7</sup> Come ipotizzato da Terna nell'ambito del programma Energy System Innovation – Progetto E-MOBILITY

La questione è di particolare rilievo se si considera che la batteria rappresenta il componente che maggiormente incide sul costo di un veicolo elettrico; allo stato attuale, questa incidenza è pari al 40% nel caso di veicoli con 50 kWh di accumulo, con previsione che possa scendere al 25% nel 2030 a seguito della riduzione dei costi delle batterie dovuta ad ottimizzazione dei processi produttivi e fenomeni di mercato. L'alta incidenza del valore della batteria induce l'utilizzatore ad usi cautelativi del veicolo che ritardino nel tempo la necessità di sostituzione della batteria. Il costruttore, inoltre, si trova a dover garantire il prodotto per un uso non esclusivamente stradale e pertanto mostra una certa resistenza verso applicazioni V2G.

La possibilità che l'accelerazione del degrado della batteria si possa tradurre in una minore capacità disponibile nel tempo rappresenta, quindi, la principale preoccupazione che emerge in relazione all'utilizzo dei veicoli per i servizi alla rete. Il quadro conoscitivo oggi a disposizione alla luce delle indagini e degli studi scientifici condotti, tuttavia, non consente di confermare o smentire in modo assoluto questa preoccupazione, soprattutto per quel che riguarda le prospettive di sviluppo tecnologico delle batterie.

Le evidenze emerse nel corso delle sperimentazioni ad oggi condotte sul V2G, in altre parole, lasciano supporre che, tenuto conto anche dell'evoluzione tecnologica, nel futuro prossimo l'uso delle batterie automotive per applicazioni V2G sarà possibile, prestando in ogni caso attenzione al fatto che il servizio debba essere flessibile e attuato mediante accorgimenti tecnici idonei a ridurre il rischio di degradazione accelerata delle batterie, preservandone nel tempo l'efficienza.

## **6.4 Approccio legislativo al V2G**

L'obiettivo di sfruttare la capacità di stoccaggio delle batterie dei veicoli elettrici nelle fasi di non utilizzo con accorgimenti tecnici che non ne pregiudichino la fruibilità nel medio lungo periodo, rappresenta una delle più importanti sfide tecnologiche e normative dei prossimi anni. Con riguardo al tema regolatorio, le istituzioni comunitarie, e gli stati membri nella propria funzione attuativa, hanno definito le regole per indirizzare correttamente lo sviluppo delle nuove tecnologie emergenti in questo ambito.

Il Legislatore nazionale, con l'ausilio dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), ha adottato un approccio regolatorio focalizzato su progetti sperimentali che consentissero di verificare sistemi e tecnologie nella prospettiva dell'adozione di una futura normativa organica e completa.

Alla prima fase di sperimentazione, incentrata su progetti-pilota circoscritti, è seguita un'attività di verifica dei risultati e di procedure di consultazione volte a condividere gli ulteriori passi con i diversi portatori di interesse. In una fase successiva, sono stati avviati progetti-pilota su scala più ampia con il supporto di una normativa tecnica definita per ciascun ambito tecnologico preso in considerazione.

L'approccio regolatorio in esame ha fatto emergere, da un lato, la centralità del coinvolgimento dell'utente finale, dall'altro, la necessità di contemperare le esigenze di sviluppo della rete di distribuzione con altre esigenze di pari importanza come, a titolo esemplificativo, la tutela dei dati personali.

Le riflessioni sulla centralità dell'utente hanno messo in evidenza anche possibili criticità legate al coinvolgimento degli stessi nel processo di sviluppo della Smart Grid. In assenza di benefici

diretti, e forse a causa del timore di possibili oneri o criticità a proprio carico, si rileva una certa ritrosia ad aderire a meccanismi di scambio.

Nel quadro delineato si colloca il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 30 gennaio 2020, pubblicato in GU n.37 del 14-2-2020, che definisce criteri e modalità per incentivare lo sviluppo e la diffusione delle soluzioni tecnologiche in grado di abilitare il V2G quale elemento chiave per una reale integrazione funzionale dei veicoli elettrici nel sistema elettrico nazionale.

L'approccio del regolatore è mirato ad un bilanciamento di interessi tra il ruolo che i veicoli elettrici, con i relativi sistemi di accumulo e di ricarica, possono svolgere nel contesto più ampio della Smart Grid, e il ruolo che il veicolo elettrico è chiamato a svolgere in uno scenario di crescente attenzione verso la mobilità elettrica come via d'accesso ad una maggiore sostenibilità ambientale e contenimento delle emissioni inquinanti.

Al fine di garantire il coinvolgimento dei detentori di veicoli elettrici, si è pertanto deciso di assicurare loro un adeguato livello di informazione circa l'utilizzo dei sistemi di accumulo in un contesto V2G. L'utenza finale deve essere messa in condizione di accedere liberamente a informazioni come dettagli dei servizi ancillari che possono essere garantiti in un contesto V2G e allo stesso tempo deve essere informata sui rischi di degradazione della batteria.

## **6.5 Auto elettrica: Veicolo che consuma energia o che la conserva?**

La possibilità di utilizzare i veicoli in sosta come sistemi di accumulo e di stabilizzazione della rete elettrica rappresenta nel medio e lungo periodo una grande opportunità per facilitare un più elevato impiego di fonti rinnovabili, consentendone anche l'utilizzo differito nelle ore di scarsa produzione. Un'opportunità non priva di ostacoli tecnologici e normativi. Al tempo stesso anche un percorso obbligato nel quale i veicoli elettrici invece di limitarsi a sottrarre energia alla rete andando in concorrenza con altri impieghi, possono in realtà rappresentare un vero alleato nel superamento dei limiti tecnologici legati alla natura modulare delle fonti rinnovabili.

L'utilizzo dei veicoli elettrici, nella loro funzione strumentale ad un sistema energetico sempre più legato alle fonti rinnovabili, incontra tuttavia alcuni ostacoli e sconta incertezze ad oggi ancora attuali. Emergono, in primo luogo, le diverse perplessità di natura tecnica sugli impatti che, un simile impiego delle batterie dei veicoli elettrici, potrebbe avere sulla loro vita utile. Nel tempo i progressi sul fronte della durata delle batterie e quindi sull'incremento del numero di cicli di ricarica utili sono stati notevoli. In prospettiva, (con tempi difficili da stimare) nuove possibili chimiche o sistemi di controllo della temperatura sembra potranno consentire ulteriori passi in avanti, offrendo prospettive di utilizzo adeguate anche in presenza di impieghi a supporto del sistema elettrico.

A ciò si deve, inoltre, aggiungere una oggettiva difficoltà nella quantificazione dei concreti vantaggi derivanti dall'impiego dei sistemi dei veicoli elettrici in un contesto V2G, in termini di abbattimento della CO<sub>2</sub> e di risparmio sui costi operativi del sistema elettrico, nonché valutazioni sulla sostenibilità economica degli investimenti necessari per realizzare un'infrastruttura capillare necessaria al funzionamento del V2G o aggiornare l'esistente.

Nel percorso di sviluppo delle tecnologie necessarie alla transizione verso la Smart Grid, nonché verso la diffusione su vasta scala del V2G, non deve infine essere trascurato il ruolo che può svolgere la regolamentazione di settore. La definizione di un quadro di regole coerente, in grado

di trarre vantaggio dall'esperienza acquisita nel corso delle differenti sperimentazioni attualmente in corso, potrà **orientare l'evoluzione del sistema energetico verso un bilanciamento ottimale di tutti gli interessi coinvolti**, tra cui l'esigenza di garantire una stabile diffusione della mobilità elettrica.







Fondazione **Filippo Caracciolo**  
Centro Studi



ISBN 9788832245141