

Appendice d'aggiornamento al Documento CAI 2021: TRANSIZIONE ECOLOGICA, ENERGIE RINNOVABILI, EOLICO

1. PREMESSA

Il recente evolversi delle iniziative e relative proposte normative dell'Unione Europea (UE) per raggiungere gli obiettivi concordati alla Conferenza Internazionale sul Clima del 2015 e diminuire la propria dipendenza energetica, anche in seguito al conflitto russo-ucraino, rende opportune le seguenti note integrative e di aggiornamento al Documento CAI 2021 di cui sopra.

In particolare, il recente pacchetto **"Fit for 55"** (*Pronti per il 55%*) e il provvedimento Repower EU, come schematizzato in fig. 1, contengono una serie di proposte legislative per l'obiettivo di ridurre le emissioni climalteranti del 55% entro il 2030 e rendere l'UE climaticamente neutra entro il 2050. Questo obiettivo è anche giustificato dal recente rapporto dell'Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC, che conferma l'attribuzione delle responsabilità del riscaldamento globale in atto principalmente alle attività umane. [Per una sintesi di detto rapporto vedasi l'allegato n. 1.](#)



Fig.1: Sequenza dei provvedimenti UE che coinvolgono il comparto energetico

Poiché la normativa europea diventa un obbligo giuridico per i paesi aderenti, questi a loro volta stanno lavorando a una loro nuova legislazione sull'argomento. Anche il Governo italiano, per raggiungere gli obiettivi di cui sopra, per normare in modo più definito il comparto energetico e per la sopraggiunta opportunità di incrementare l'autonomia energetica suggerita dalle notevoli, recenti perturbazioni avvenute sui mercati dei combustibili fossili, ha emanato tra il 2021 e il 2022 diversi provvedimenti legislativi. Tra questi, alcuni mirano ad accrescere e accelerare lo sviluppo di impianti di produzione elettrica da Fonti di Energia Rinnovabili (FER) tra cui figurano principalmente quelle da fonte solare ed eolica.

I notevoli incrementi impiantistici previsti dai provvedimenti di cui sopra e le recenti semplificazioni delle procedure concessorie, ivi inclusa la possibilità di installazione di piccoli impianti anche in aree protette, inducono serie preoccupazioni in ordine a possibili prevaricazioni dei criteri di tutela di ambienti naturali di pregio, come le dorsali dell'Appennino meridionale, verso cui si rivolgono principalmente le richieste per installare impianti eolici.

Pertanto, nel seguito si espone l'evoluzione del Sistema Elettrico Nazionale (SEN) secondo gli obiettivi delle normative UE, con dati ad essi inerenti, desunti dai maggiori operatori del SEN, e considerazioni relative ai previsti sviluppi dello stesso, alla normativa nazionale in fieri e ai possibili problemi tecnico-gestionali e ambientali.

2. NUOVI OBIETTIVI UE e RELATIVE PREVISIONI NAZIONALI

Il Documento CAI che si intende aggiornare, esponeva gli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) del dicembre 2019; questo recepiva la Direttiva UE 2018/2001 (RED 2). Su detti obiettivi sono ora in atto modifiche del PNIEC suggerite dal **pacchetto UE "Fit for 55"** proposto dalla Commissione europea il 14 luglio 2021 e adottato dal Consiglio UE il 29 giugno 2022. Esso contiene orientamenti generali finalizzati a ridurre ulteriormente, rispetto ai livelli del 1990, le emissioni climalteranti dal 40% previsto da RED 2 ad almeno il **55 %** entro il **2030** e raggiungere la neutralità climatica dell'UE entro il 2050. Ciò comporta incrementare l'uso di energie rinnovabili, nei consumi finali lordi dal 32 % (RED 2) al 40 %; e l'efficienza energetica dal 32,5% al 39%.

Il "pacchetto" reca inoltre disposizioni specifiche in relazione ai diversi settori:

- **trasporti**: riduzione di almeno il **13%** dell'intensità delle emissioni dei gas a effetto serra tramite l'utilizzo di energia o combustibili rinnovabili entro il 2030; aumento progressivo dell'utilizzo dei biocarburanti avanzati;
- **edilizia**: fissazione di un **obiettivo indicativo** di utilizzo delle fonti di energia rinnovabile pari almeno al **49%** entro il 2030;
- **industria**: introduzione di un **obiettivo indicativo** di **aumento medio annuo** delle rinnovabili di almeno **l'1,1% fino al 2030**;
- **biomasse**: **eliminazione**, con alcune eccezioni, del **sostegno alla produzione di energia elettrica da biomasse** a partire **dal 2026**;
- **sistema elettrico**: misure per migliorare l'integrazione delle rinnovabili in rete.

In seguito al conflitto russo – ucraino, il 18/05/2022 la Commissione europea ha proposto l'ulteriore piano **Repower EU**, adottato dal Consiglio UE il 21 febbraio 2023, modificativo dei regolamenti UE: 2021/1119 sul clima e 2021/241. Il nuovo regolamento, con relative sovvenzioni di 20 miliardi di € per aumentare la resilienza, la sicurezza e la sostenibilità del sistema energetico dell'UE, pone ulteriori obiettivi, riassunti in **fig. 2** da RSE, unità di ricerca del Gestore Servizi Energetici (GSE).

Un ulteriore livello di ambizione: il pacchetto RepowerEU



- Riduzione dei **consumi di energia** al **2030** del **13%** rispetto allo **scenario EU Reference 2020**
- Almeno il **45%** di energia da **fonti rinnovabili** sui consumi finali lordi al **2030**
- Obbligo** di installazione di **impianti fotovoltaici**
 - ✓ su tutti i **nuovi edifici pubblici e commerciali** > 250 m² dal **2026**
 - ✓ su tutti gli **edifici pubblici e commerciali esistenti** > 250 m² dal **2027**
 - ✓ su tutti i **nuovi edifici residenziali** dal **2029**
- Sviluppare almeno una **Comunità di Energia Rinnovabile** in ciascun **comune** > **10'000 abitanti** entro il **2025**



Fig. 2 : Quadro degli obiettivi Repower EU

La recente adozione del provvedimento Repower EU, non ha finora avuto riflessi nella normativa nazionale, già orientata sul precedente PNIEC e recentemente sul pacchetto "Fit for 55 %" (FF55), ai quali sono riferiti i grafici di **fig. 3** (fonte RSE); questi sintetizzano in valori percentuali le previste successioni evolutive dei consumi elettrici e l'incremento delle Fonti Rinnovabili d'Energia (FER) nei vari settori.

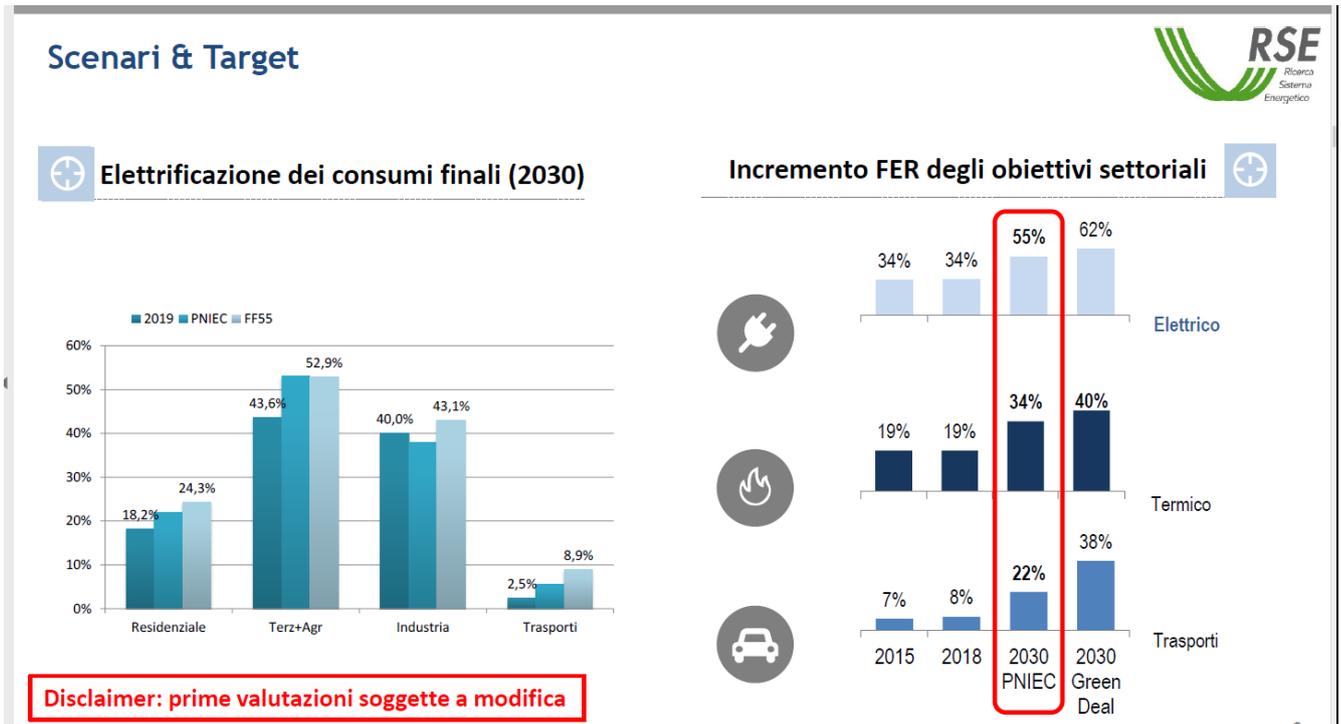


Fig. 3: Valutazioni evolutive dei consumi finali d'energia per i diversi scenari normativi.

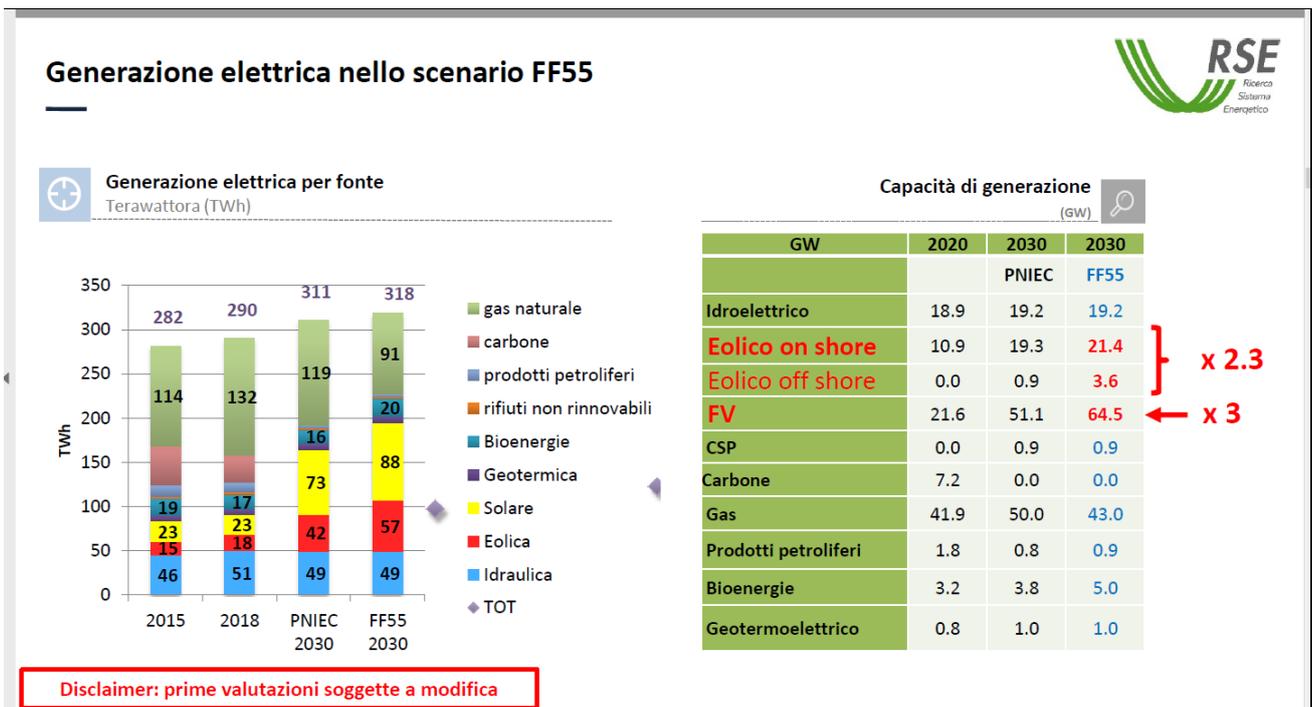


Fig. 4: Scenari e prospettive delle fonti e capacità produttive del comparto elettrico

Analoghe valutazioni sono contenute in **fig. 4** per quanto riguarda le **produzioni e le capacità produttive del sistema elettrico nazionale**. Tra queste, rispetto alla situazione 2018 praticamente attuale, si osserva che gli effetti del Green Deal europeo e relativo FF55, potrebbero produrre: - un

leggero incremento dell'idroelettrico, piuttosto improbabile col perdurare di periodi siccitosi; - un **raddoppio** della potenza installata di eolico su terraferma (on shore) e un **significativo sviluppo di quello a mare** (off shore); - un **triplicarsi** della potenza fotovoltaica installata. Per le altre produzioni è prevedibile: **l'azzeramento di quella a carbone** (al 2025), un dimezzamento di quella da prodotti petroliferi, già di poco conto, mentre quella da gas potrà avere un leggero incremento da impianti a biogas, ma una significativa riduzione da quelli a gas fossile. Effetti produttivi conseguenti agli incrementi di potenza installata potranno essere ottenuti e verificabili anche in relazione all'andamento dei mercati dell'energia. Tuttavia, queste previsioni di sviluppo saranno tutte da verificare all'atto pratico, perché le incognite in gioco sono notevoli, come in parte descritto nel seguito.

3. ADEGUAMENTI NAZIONALI ALLE NORME UE

I decreti legge e relative conversioni in Leggi dello Stato italiano avvenuti tra il 2021 e 2022 in seguito al PNIEC e recepimento delle direttive RED 2 e al Regolamento UE FF55 hanno di fatto introdotto notevoli snellimenti procedurali e facilitazioni nell'iter autorizzativo per impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili. In particolare, il Decreto legis. N. 199/2021 demanda a decreti del Ministro della transizione ecologica da adottare in intesa con altri ministeri competenti la fissazione dei **principi e criteri per l'individuazione di aree idonee e non idonee** all'installazione di impianti di produzione di energia elettrica a fonti rinnovabili; mentre la legge 34/2022 e 41/2023 ampliano i criteri per identificare dette aree.

Lo snellimento dei procedimenti autorizzativi comporta diverse modifiche al Testo Unico ambientale (d.lgs. 152/2006) alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e, dove prevista, alla propedeutica Verifica di Assoggettabilità (VA). I progetti sottoposti a VIA di competenza statale sono analizzati dalla Commissione Tecnica PNRR- PNIEC insediatasi a gennaio 2022. L'installazione di impianti fotovoltaici sugli edifici può essere fatta senza l'autorizzazione comunale, in quanto considerata manutenzione ordinaria; il DL 50/2022 interviene nelle varie fasi del procedimento di VIA di competenza statale con possibilità di passare direttamente alla delibera del Consiglio dei Ministri. La nuova normativa introduce anche il concetto di silenzio – assenso (laddove la giurisprudenza consolidata e la L. 241/1990 lo considera incompatibile con le esigenze di tutela richiedendo l'adozione di un provvedimento espresso), l'abolizione di alcuni vincoli e l'ampliamento delle aree idonee agli impianti; prevede inoltre che gli impianti agro fotovoltaici siano considerati "manufatti strumentali all'attività agricola" e quindi liberamente installabili. A livello procedimentale istituisce il Provvedimento Unico Ambientale (PUA) di competenza statale e il Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale (PAUR) di competenza regionale; il primo consente di unire in unico iter i procedimenti di VIA e autorizzativo per la realizzazione e messa in esercizio dell'impianto, compreso l'eventuale sistema di accumulo; il secondo racchiude tutti i titoli autorizzativi e ambientali necessari a detto fine; in detti procedimenti il Ministero della Cultura partecipa tuttavia solo nel caso di progetti non sottoposti a VIA mentre sparisce la possibilità che intervenga nel caso il progetto interessi aree contermini a quelle sottoposte a tutela.

La scelta del legislatore di individuare le "aree idonee", anziché quelle "non idonee", costituisce di fatto un approccio molto forte e permissivo; infatti nelle more dell'approvazione delle leggi regionali, qualsiasi area territoriale possiede una sorta di presunzione di idoneità nei casi previsti dall' art. 20 L. 199/2021. Questa formulazione della norma, pone serie preoccupazioni in tema di salvaguardia dell'ambiente e del paesaggio i quali hanno dalla loro parte le sole forme di tutela previste dal D.Lgs. 152/2006 per l'ambiente e D.Lgs. 42/2004 per i beni culturali ed il paesaggio; per effetto del nuovo quadro normativo, dette tutele tuttavia perdono gran parte della loro efficacia a causa della marginalizzazione ivi prevista del ruolo degli enti pubblici preposti alla tutela del patrimonio

paesaggistico e culturale nazionale, nel processo di valutazione e di approvazione di piani, programmi e progetti.

Per maggiori riferimenti normativi vedasi allegato n. 2

4. PRIMI EFFETTI DELLA NUOVA NORMATIVA NAZIONALE

Le semplificazioni concessorie di cui sopra hanno già prodotto, nel 2022 rispetto al 2021, accelerazioni negli Iter concessori, con notevoli incrementi di VIA positive rilasciate e autorizzazioni concesse per progetti fotovoltaici ed eolici. Ciò appare dalle elaborazioni *MBS Consulting -ottobre 2022 (AEIT - L'energia elettrica - nov. dic. 2022)* riportate in fig. 5 e 6 per il fotovoltaico e Fig. 7 e 8 per l'eolico. Da dette elaborazioni appare il positivo effetto della normativa in vigore dal 2022 e la prevalenza di istanze fotovoltaiche in Puglia, Sicilia, Sardegna e Lazio, mentre le autorizzazioni eoliche già concesse prevalgono in Puglia e Sardegna.

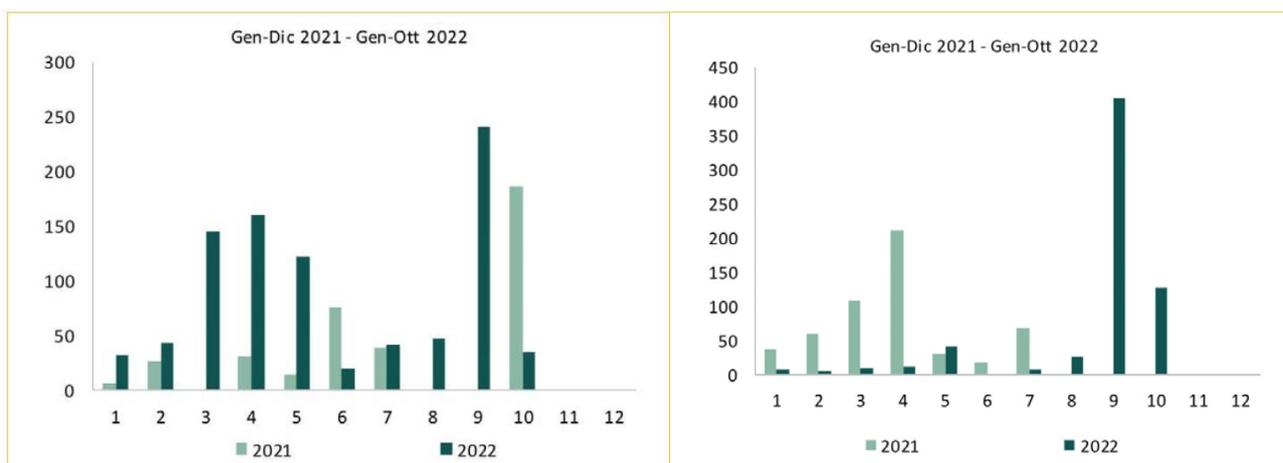


Fig. 5 - Fotovoltaico: VIA + VA approvate (MW)

autorizzazioni rilasciate (MW)

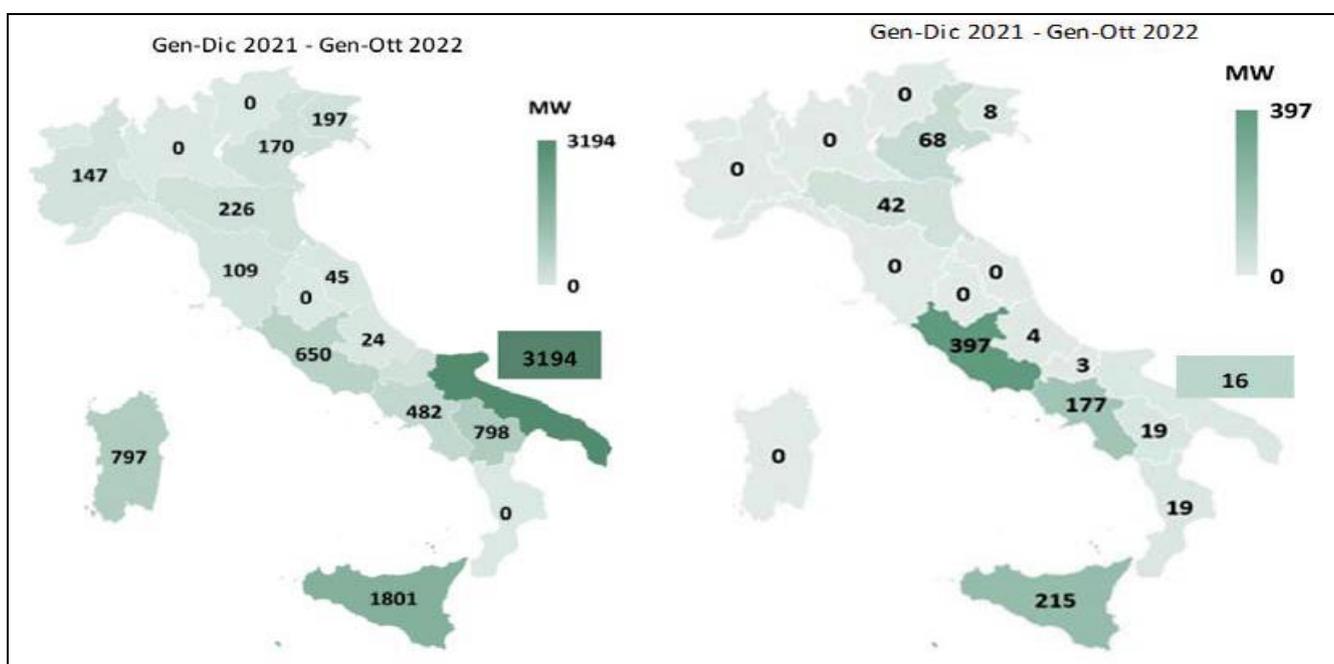


Fig. 6 – Fotovoltaico: VIA in corso (MW per regione)

autorizzazioni concesse (MW)

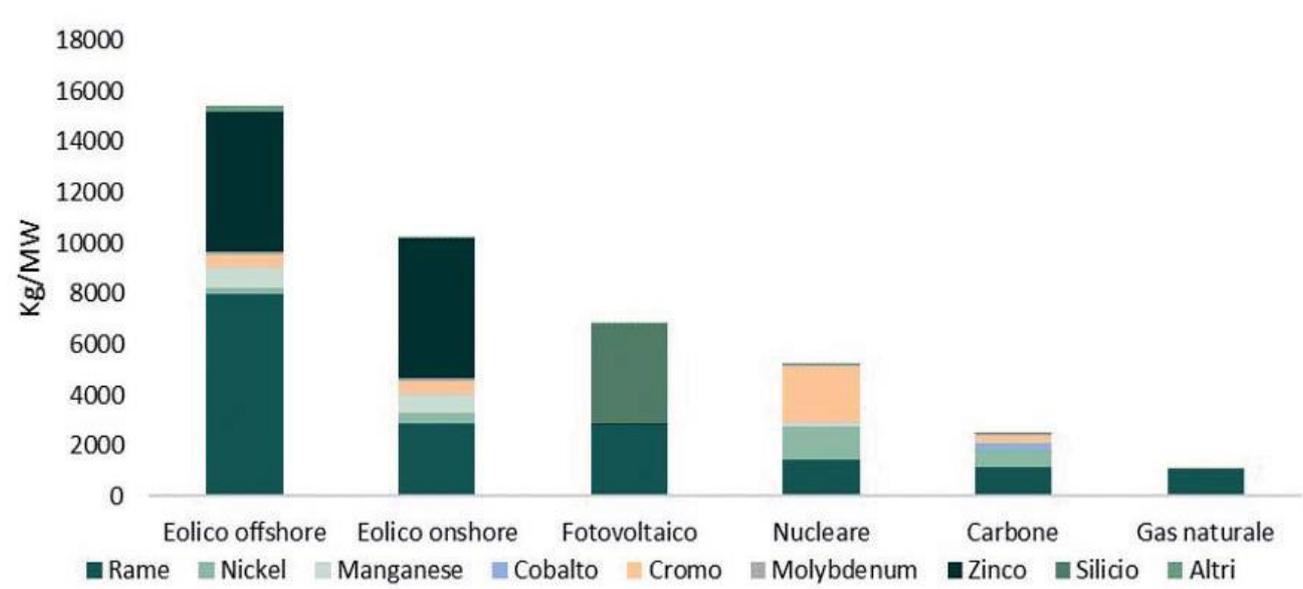


Fig. 9 - Minerali utilizzati nelle diverse tecnologie – (Fonte: Rielaborazione MBS su dati IEA)

Dette difficoltà sono emerse anche al recente Convegno FAST di Milano del 18/4/2023: **Materie prime critiche tra opportunità e nuove dipendenze**, di cui si riporta la seguente sintesi introduttiva. È noto quanto le materie prime critiche (CRM- Critical Raw Materials) siano economicamente e strategicamente importanti per l'Italia, perché indispensabili in settori quali energia, ambiente, elettronica di consumo, salute, siderurgia, difesa, aerospazio, costruzioni... Ma risentono dell'elevato rischio legato alla loro disponibilità e fornitura. Di particolare impatto sono le "terre rare", le cui proprietà magnetiche e chimico-fisiche sono preziose per le tecnologie digitali e la transizione energetica. La loro scarsità può compromettere il funzionamento sostenibile dell'economia nazionale della terza realtà industriale in Europa. La geopolitica delle materie prime era argomento per specialisti; il pubblico era prevalentemente interessato alla possibile remota indisponibilità di prodotti energetici, come il petrolio, il gas naturale o l'uranio; la preoccupazione era mitigata dal veloce ricorso alle energie rinnovabili, con la prospettiva di una crescita inarrestabile in uno spirito di collaborazione mondiale per contenere i cambiamenti climatici. La repentina ripresa dell'economia seguita alla fine delle restrizioni causate da COVID 19 mette in evidenza le inefficienze nella catena del valore legata al modello di sviluppo tracciato, accentuando la dipendenza del nostro Paese e dell'Unione europea dall'estero. L'invasione russa dell'Ucraina sta acuitizzando le tensioni e spingendo verso atteggiamenti protezionistici che mettono a repentaglio interi comparti industriali. Queste dinamiche gettano un'ombra sulle transizioni energetica e digitale, con la conseguenza di sostituire la dipendenza dalle fonti fossili con quella molto più grave dalle materie prime critiche, con gravi ripercussioni sulle tecnologie energetiche e digitali compromesse da disponibilità e forniture insufficienti.

La seconda difficoltà è quella rappresentata dal prevalente sviluppo di detti impianti in regioni con deboli strutture della rete elettrica, come quelle del Sud e Isole, che oltre ai potenziamenti già in atto necessiteranno di ulteriori interventi in tal senso, necessari ad evitare congestioni e sovraccarichi di rete.

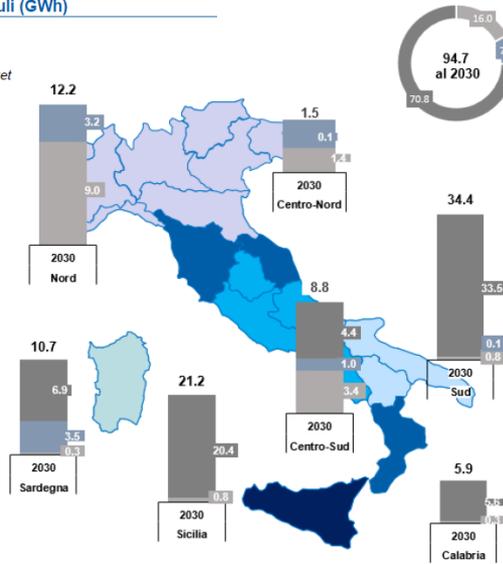
La terza difficoltà è quella connessa a strutture e tempi necessari agli stoccaggi/accumuli delle produzioni fotovoltaiche necessarie alla regolazione del sistema elettrico, come da fig. 10 e per poter raggiungere la complementarietà energetica resa possibile da un equilibrato mix delle risorse solare ed eolica rappresentata nei grafici di fig. 11, in cui per un insieme di impianti appaiono le produzioni mensili delle due risorse nel ciclo annuale, e la produttività media oraria stagionale delle stesse.

Focus FF55

Accumulo per zona di mercato al 2030

Capacità installata accumuli (GWh)

- Accumuli Small-Scale
- Accumuli Capacity Market
- Accumuli Utility-Scale



Scenario FF55 alla base del PdS23

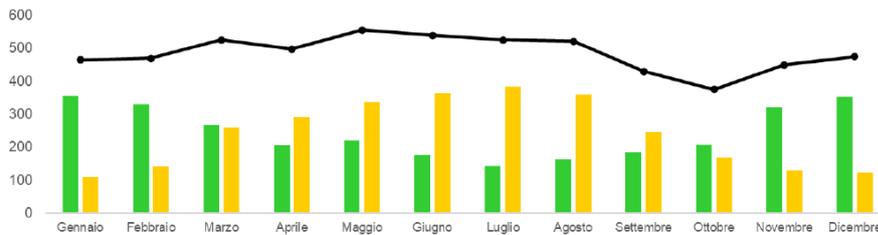
Lo scenario FF55 prevede che saranno necessari quasi 100 GWh di accumuli aggiuntivi al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy e per contenere l'overgeneration. Circa 71 GWh sono di tipologia utility-scale, circa 8 GWh sono già previsti dalle aste capacity market e 16 GWh sono batterie small-scale associate al fotovoltaico rooftop.

Fig. 10 – Accumuli necessari per le diverse zone di mercato elettrico nello scenario FF55

Complementarietà eolico e solare

Confronto producibilità impianti solari ed eolici

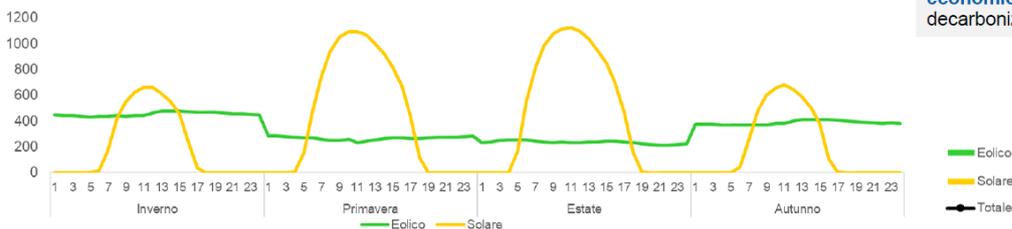
Produzione mensile (GWh) per 1,8 GW di solare e 1 GW di eolico⁽¹⁾, zona Sud



Solare ed eolico presentano profili di produzione molto diversi tra loro e fortemente complementari.

Un giusto mix delle due risorse può portare vantaggi dal punto di vista tecnico ed economico in un'ottica di decarbonizzazione del sistema

Media oraria stagionale (GWh) per 1,8 GW di solare e 1 GW di eolico, zona Sud



(1) La quantità installata, esclusivamente a titolo esemplificativo, è stata scelta per avere la stessa producibilità annua di eolico e solare, calcolata utilizzando i profili al 2040, anno climatico 2010

Fig. 11 – Confronto e complementarietà annuale e giornaliera delle producibilità eoliche e solari

I sistemi di accumulo energetico più confacenti a dette necessità sono attualmente quelli elettrochimici (accumulatori a ioni di Litio) e l'accumulo da pompaggio idrico in bacini idroelettrici. Le cospicue potenze e quantità ulteriormente necessarie di detti sistemi non sono di immediato reperimento; i primi per i motivi esposti al punto precedente, i secondi per la loro complessità. Ciò può produrre ritardi attuativi anche consistenti per gli obiettivi al 2030.

Una trattazione di dettaglio inerente i sistemi di accumulo è riportata nell'allegato n. 1

6. RIFLESSI TECNICO-ECONOMICI E AMBIENTALI DEGLI SVILUPPI FER PREVISTI

Le previsioni dei fabbisogni FER fatti da Terna SpA - *gestore della rete di trasmissione elettrica nazionale o Transmission System Operator (TSO)* - per soddisfare gli obiettivi FF55, sono sintetizzati in fig. 12. I fabbisogni energetici riportati negli istogrammi e note della figura sono anche maggiori di quelli provvisori indicati da RSE in fig. 4 e tengono conto sia delle variabili climatiche annuali che incidono sulle produzioni elettriche da fonte solare ed eolica, sia delle reali necessità di gestione e regolazione della rete elettrica per soddisfare sicurezza e stabilità del servizio elettrico, come specificato di seguito. In particolare, in essa si rileva:

- la distinzione tra l'energia fotovoltaica producibile da piccoli impianti su edifici (*rooftop*) e quella di grossi impianti (*utility-scale*) da disporre al suolo su aree da definire auspicabilmente mediante pianificazione integrata;
- analoga distinzione tra l'energia eolica ottenibile da impianti posti a terra (*on shore*) e sul mare (*off shore*) in base a richieste di connessione alla rete pervenute;
- il raddoppio della produzione elettrica FER al 2030, rispetto al 2019, è sostanzialmente sostenuto dalle due risorse di cui sopra;
- i probabili tagli di produzione (*curtailment*) previsti per sovragerazione;
- la nota relativa alla necessità del fotovoltaico di grande taglia per raggiungere gli obiettivi previsti, fa notare anche la parallela necessità di una **politica di pianificazione** in relazione agli stessi obiettivi.

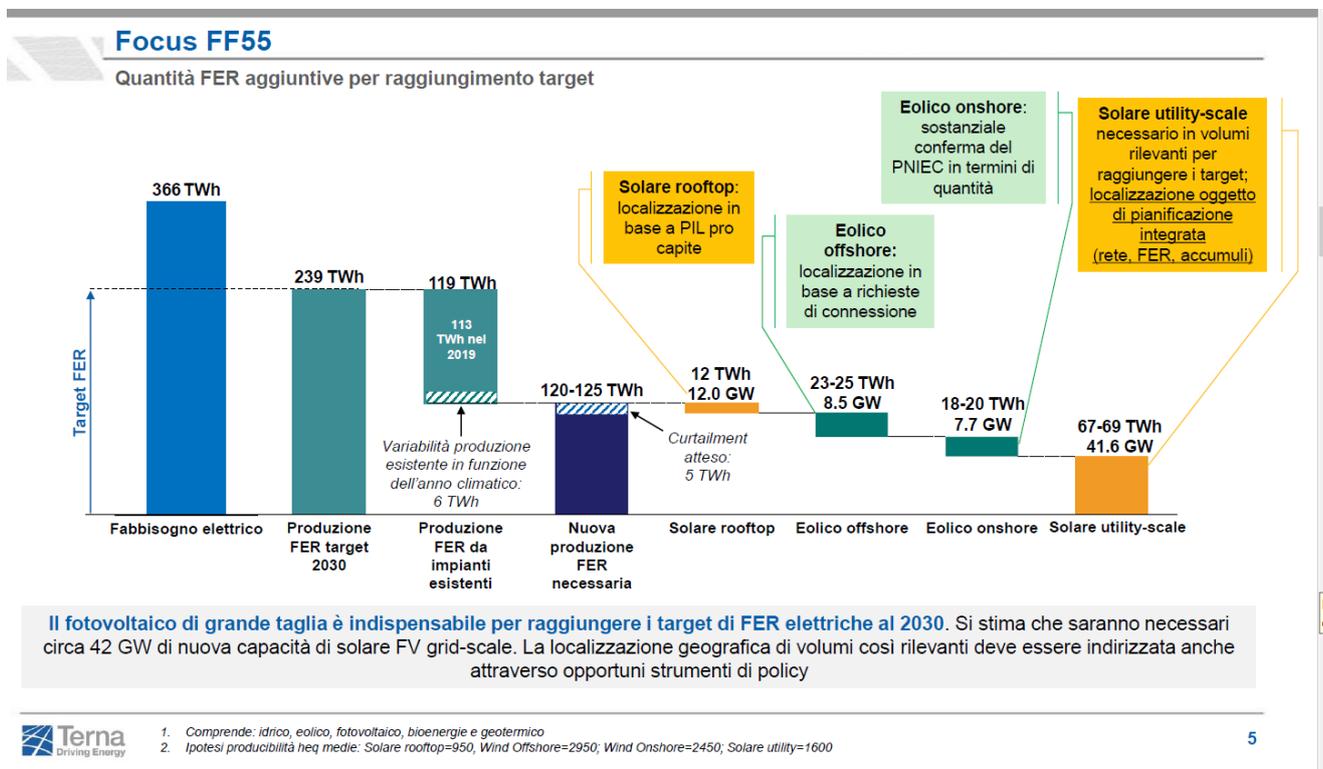
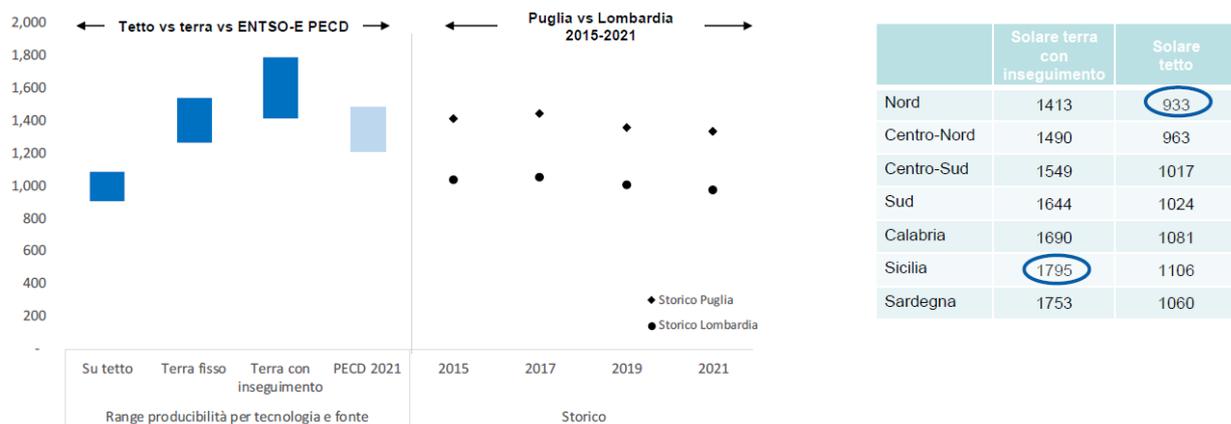


Fig. 12 – Sviluppi FER necessari per gli obiettivi FF55 secondo Terna

Il maggior sviluppo previsto di fotovoltaico al suolo rispetto al *rooftop* si giustifica per la sua maggior produttività e taglia dimensionale, quindi maggior potenza ottenibile per unità impiantistica, rispetto alle limitate dimensioni di quella disposta su edifici. Le prestazioni produttive delle diverse tecnologie fotovoltaiche è rappresentata in fig. 13 (*in ore equivalenti di produzione a potenza nominale/anno*) dove appare evidente il ruolo dell'ottimale orientamento dei moduli FV a terra e la localizzazione geografica dell'impianto. Taglie di potenza importanti, dotate di sistemi di accumulo, possono anche avere il ruolo regolatorio e di riserva energetica descritto più avanti.

Producibilità impianti solari (hheq/anno)



La differenziazione dei profili del solare rooftop e utility scale mostra come **1 MW di fotovoltaico a terra installato al Sud riesca a produrre, a livello annuale, quasi il doppio di 1 MW installato su tetto al Nord. Tale risultato evidenzia l'importanza di considerare** le produttività delle diverse tipologie di solare nella pianificazione di uno scenario, oltre ad altri elementi quali i costi di installazione.



Fig. 13 – Confronto della produttività degli impianti fotovoltaici per tecnologia e posizione geografica

Tra le richieste concessorie di impianti fotovoltaici a terra, vanno crescendo quelle dei cosiddetti “agrivoltaici”, realizzati con le strutture portanti i moduli FV opportunamente sopraelevate e distanziate, in modo da consentire, oltre alla produzione FV, anche la gestione meccanizzata di coltivazioni agricole che abbisognano o tollerano un parziale ombreggiamento. Questi impianti, se da un lato favoriscono la parziale indipendenza energetica delle attività agricole ed una loro integrazione reddituale, dall’altro possono mutare anche pesantemente l’ambiente ed il paesaggio campestre.

I grossi quantitativi di produzione fotovoltaica previsti da Terna, dovranno necessariamente essere accoppiati a **sistemi di accumulo**, per evitare tagli della produzione in eccesso al fabbisogno nelle ore centrali della giornata, corrispondenti al picco di produzione FV, e stoccare energia per le ore di massimo carico. I grafici di fig. 14 mostrano: a sinistra le movimentazioni o utilizzazioni percentuali degli accumuli disponibili negli scenari previsti e le relative curve di carico residuo; a destra la funzione di assorbimento della produzione FV in eccesso e la restituzione nelle ore serali in cui detta produzione si azzerà.

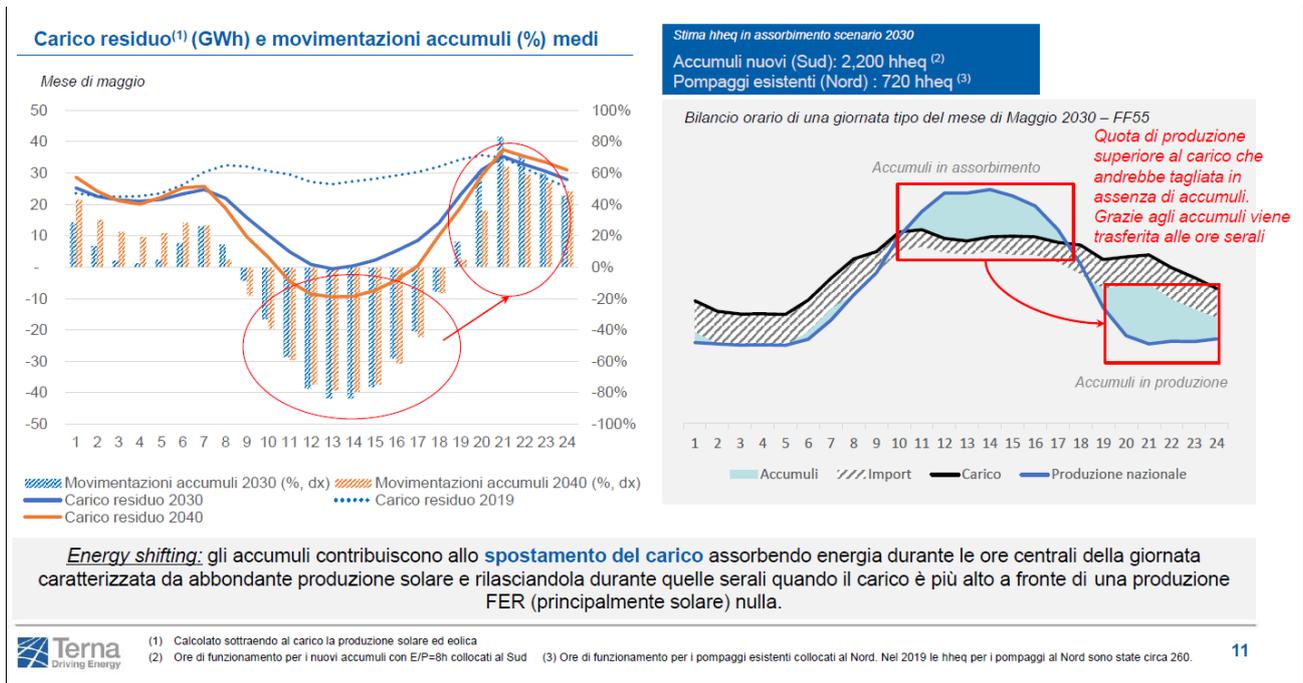


Fig. 14 – Ruolo degli accumuli negli scenari previsti al 2030 – 2040 rispetto agli attuali

Inoltre, per la progressiva dismissione di generazione elettrica da macchine rotanti programmabili e dotate di riserva inerziale, sostituite da FER, i sistemi di accumulo diventano necessari e preziosi per costituire riserve di energia compensative di carenze produttive non programmabili, o di eventi imprevedibili, come squilibri di rete, disservizi e guasti che possono alterare la sicurezza e la qualità del servizio elettrico. Dette riserve hanno delle peculiarità tecniche ed economiche, in quanto gestite direttamente dal TSO Terna nel Mercato Elettrico (ME), a prezzi più remunerativi rispetto a quelli medi, nell'ambito delle funzioni che caratterizzano il mercato elettrico riportate nel seguente riquadro.

Il mercato elettrico è la sede delle transazioni telematiche di domanda e offerta (compravendita) dell'energia elettrica;

Esso si articola in:

- Mercato del Giorno Prima – MGP
- Mercato Infragiornaliero - MI
- Mercato per il Servizio di Dispacciamento (*) -MSD

Nel MGP e MI produttori, grossisti e clienti finali, nonché Acquirente Unico (AU) e Gestore dei Servizi Energetici (GSE) acquistano e vendono all'ingrosso partite di energia elettrica per il giorno successivo, gestite dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) che definisce i prezzi di equilibrio dell'energia negoziata.

La **rete di trasmissione** è il mezzo che consente la consegna dell'energia commercializzata, imponendo **vincoli di rete**.

Terna (TSO) si approvvigiona nel MSD delle risorse necessarie al controllo e risoluzione delle congestioni zonali di rete, alla **creazione delle riserve di energia** e ai bilanciamenti in tempo reale.

(*)Dispacciamento: gestione dei flussi di energia nella rete di trasmissione, per equilibrare domanda e offerta.

Nell'ambito del mercato Servizi di Dispacciamento (MSD) Terna seleziona e predispone (ex ante) riserve energetiche primarie, secondarie e terziarie, per utilizzarle al bisogno in tempo reale, nel sottomercato Servizi di Bilanciamento (MB). Nel grafico di fig. 15 si può rilevare la rapida sequenza dei tempi di intervento di dette riserve in caso di squilibrio di rete; mentre nella tabella a lato, sono indicati gli obiettivi sottesi, il tipo di servizio richiesto o svolto e le modalità di approvvigionamento dello stesso.

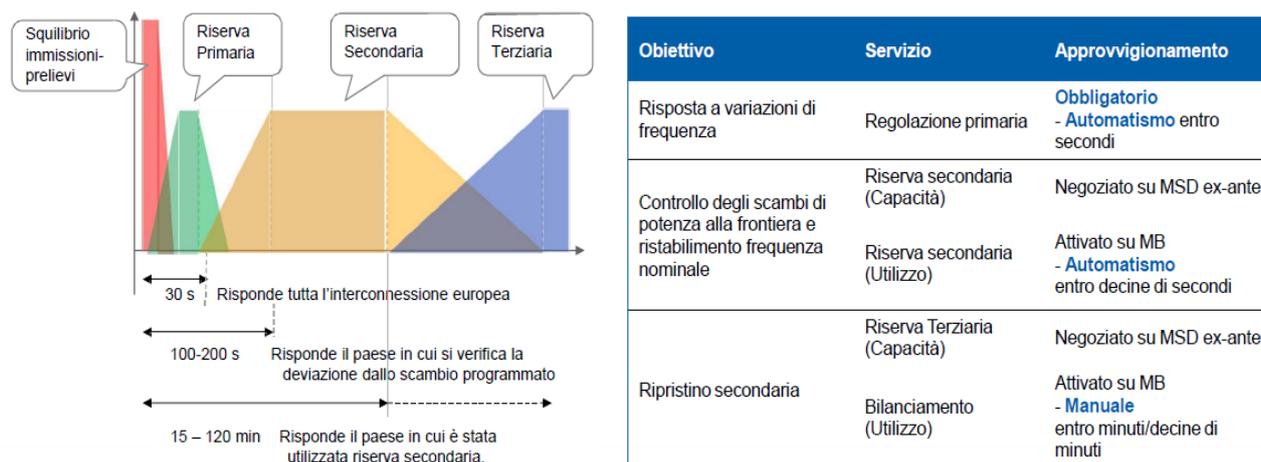


Fig.15 – Servizi di regolazione e bilanciamento della rete elettrica gestiti dal TSO Terna.

Il maggior valore economico del ruolo delle riserve di energia rese disponibili nell'ambito del MSD, è proprio costituito dalla disponibilità immediata, ma casuale secondo bisogno, della risorsa predisposta ex ante. Detta disponibilità preventiva viene premiata con prezzi ben più remunerativi rispetto a quelle del MGP; tale remunerazione può costituire un incentivo per quei sistemi di accumulo che soddisfano il livello di potenza minima richiesta. **Questa risulta ridotta da 10 MW a 1 MW** dal nuovo codice di rete, che inserisce tra quelle abilitate a partecipare al MSD anche le risorse elettrochimiche, proprio per offrire tale opportunità anche a quelle di cui potranno dotarsi le **comunità energetiche** descritte nel seguito, previste dalla normativa che recepisce la direttiva UE RED 2.

Un altro dato interessante riportato in fig. 12 è l'obiettivo energetico previsto per **l'eolico offshore**, la cui quantità risulta superiore a quella **onshore** e molto maggiore (8.500 MW) dei 900 MW previsti dal vecchio scenario del *Piano Nazionale Integrato Energia e Clima - PNIEC 2019*. Tale prospettiva è confermata (fonte Terna) dai recenti dati di **forte incremento delle richieste preliminari di connessione per impianti eolici offshore** riportati dalla rivista AEIT "L'Energia Elettrica" di marzo – aprile 2023.

A gennaio 2023, dette richieste sommano una potenza installabile pari a circa 108 GW (**12 volte maggiore dei previsti scenari FF55;**) di questa, però, **solo il 18 %** è ritenuta accettabile, poiché gli impianti sono previsti prevalentemente sui mari delle regioni del Sud Italia e isole maggiori; dove sono presenti porzioni di rete ancora deboli e poco magliate per soddisfare il trasporto in sicurezza delle cospicue quantità di energia di cui si prospetta l'immissione in rete, con potenze d'impianto fino a 500 e 1000 MW.

L'incremento delle richieste di connessione per impianti eolici offshore in Italia è un fenomeno recente, esploso negli ultimi 3 anni, e la soluzione dei problemi di rete non sono i soli ostacoli da superare per il loro sviluppo. Infatti, l'esperienza italiana di connessione e d'esercizio di impianti di questo tipo si limita attualmente all'unico impianto da 30 MW installato in prossimità del porto di Taranto.

Poiché le richieste di cui sopra riguardano siti distanti anche centinaia di chilometri dalle coste e con fondali profondi fin oltre mille metri, che richiedono installazioni flottanti di recente sperimentazione, Terna ha ritenuto opportuno esaminare preliminarmente le esperienze internazionali in tal senso, per trarne valutazioni e soluzioni più razionali e adatte alla realtà italiana. Pertanto, il pieno sfruttamento di dette risorse eoliche dipende in larga misura dalle possibilità di connessione alla rete elettrica sulla terraferma.

L'iter per la connessione alla RTN di impianti di produzione secondo la normativa vigente, è articolato nelle sei fasi descritte in Fig. 15; iter che potrebbe complicarsi per l'eolico offshore flottante, in quanto le piattaforme, benché ancorate, hanno pur sempre delle mobilità implicanti problemi impiantistici e l'uso di connessioni dinamiche, la cui sperimentazione non ha ancora raggiunto la maturità tecnologica necessaria a garantirne la piena affidabilità.



Fig. 14 – Fasi successive dell'iter di connessione di produzioni elettriche alla RTN

L'integrazione della produzione elettrica offshore nel Sistema Elettrico Nazionale, presenta quindi una serie di complessità tecniche e di esercizio che devono essere affrontate in sede di pianificazione generale.

Tuttavia, gli impianti eolici offshore possono rappresentare a medio termine una preziosa risorsa rinnovabile, **che può ridurre l'impatto ambientale ed aumentare le ore equivalenti di produzione rispetto a quelli on shore**, grazie alla maggior disponibilità e uniforme velocità del vento in mare aperto. Inoltre, la maggiore disponibilità di spazi marini rispetto ai siti onshore e la crescente potenza (fino a 10 – 14 MW) degli aerogeneratori, consente di realizzare parchi eolici di grandi dimensioni e potenza, con operatività più regolare che può in parte compensare i loro maggiori costi di installazione e manutenzione.

7. LE COMUNITA ENERGETICHE RINNOVABILI

Con l'entrata in vigore del **decreto-legge 162/19 (articolo 42bis)** e dei relativi provvedimenti attuativi, quali la **delibera 318/2020/R/eel** dell'ARERA e il **DM 16 settembre 2020** del MiSE, i clienti finali, consumatori di energia elettrica, possono oggi associarsi per produrre localmente, tramite fonti rinnovabili, l'energia elettrica necessaria al proprio fabbisogno, "condividendola".

L'energia elettrica "condivisa" (pari al minimo, su base oraria, tra l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione e l'energia elettrica prelevata dai consumatori, beneficia di un contributo economico riconosciuto dal GSE a seguito dell'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione.

Ai fini dell'accesso a tale servizio il GSE ha pubblicato le "**Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa**".

Le configurazioni ammesse al servizio sono due:

- Gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente;
- Comunità di Energia Rinnovabile (CER);

Un **gruppo di autoconsumo** può essere costituito ad es. da due o più utenti, abitanti in edificio condominiale, che installano sullo stesso un impianto fotovoltaico e/o eolico.

Le **Comunità di Energia Rinnovabili** (CER) sono associazioni di cittadini, enti pubblici e imprese (persone fisiche o giuridiche) che decidono insieme di costruire impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili, condividendo l'energia prodotta e i relativi benefici economici e sociali consistenti in:

- produzione di energia elettrica senza emissioni di CO₂;
- l'autoconsumo di energia prodotta localmente evita perdite di rete;
- ogni membro della Comunità, pur rimanendo allacciato alla rete come utente, con relativi oneri, riceve periodicamente dalla Comunità un importo per la condivisione della remunerazione netta dell'energia prodotta;
- gli impianti CER oltre a favorire sviluppo e sostegno di un indotto produttivo, possono dare lavoro a imprese di manutenzione degli impianti a vantaggio dell'economia locale.

Per favorire la nascita di CER, le Leggi n. 8/2020 e n. 15/2022, recependo direttive europee e integrando i precedenti DL, prevedono di ridurre i rischi di instabilità del servizio elettrico e di migliorarne la qualità mediante:

- Adeguamenti e innovazioni per le reti di trasmissione /distribuzione.
- Incrementi di produzioni FER con obblighi di accumulo e di eventuali servizi di rete (*storage e relativa programmabilità*) **con accesso al mercato dell'energia da parte di Comunità Energetiche da Fonti Rinnovabili** e sviluppo di sistemi di controllo automatizzato delle stesse.

Per maggiori dettagli inerenti finalità, opportunità, vantaggi e modalità costitutive delle CER vedasi:

[Comunità Energetiche | La guida completa 2023 \(nexteconomia.org\)](https://www.nexteconomia.org/comunita-energetiche/)

8. – FUNZIONALITÀ E IMPATTI DEI SISTEMI DI ACCUMULO D'ENERGIA

Come già accennato alla fine del punto 5, le modalità di accumulo energetico di più pratica e immediata attuazione sono attualmente quelli elettrochimici e l'accumulo da pompaggio idrico in bacini idroelettrici.

I sistemi di stoccaggio elettrochimico si dividono in due categorie: a breve e a lunga durata. Quelli a breve durata di stoccaggio (4-6 ore) sono batterie d'accumulatori che utilizzano varie tecnologie e prodotti chimici, tra cui ioni di litio, nichel, sodio e piombo-acido. Allo stato attuale, i sistemi agli ioni di litio offrono le maggiori prestazioni e dominano il mercato. Una delle criticità per la produzione di batterie agli ioni di litio deriva dalla difficoltà di approvvigionamento delle materie prime necessarie. Per questo motivo sono in fase di sviluppo tecnologie che permetteranno a breve di aumentare il tasso del loro riciclaggio, già attualmente al 64%, in un'ottica di una economia circolare.

I sistemi di stoccaggio elettrochimico a lunga durata (giorni o mesi) sono principalmente basati sulla produzione e successivo riutilizzo dell'idrogeno. Questo viene prodotto utilizzando energia (termica o elettrica) che quindi viene trasferita nella massa dello stesso. L'idrogeno, pressurizzato e conservato in serbatoi, viene infine utilizzato in dispositivi che restituiscono buona parte dell'energia accumulata in esso. In questo senso l'idrogeno è un vettore energetico.

Maggiori informazioni e dettagli sui sistemi di stoccaggio elettrochimici e sulla produzione ed uso dell'idrogeno sono riportati nell'allegato n. 1.

Gli impianti di pompaggio idroelettrici possono essere considerati sistemi di accumulo a medio-lungo termine, in relazione alle capacità dei bacini idrici a monte, ma possono essere usati anche per poche ore secondo il bisogno. Di questi impianti ne furono realizzati parecchi in Italia, circa mezzo secolo

fa, per lo stoccaggio dell'energia prodotta in ore di basso carico dalle grosse e poco manovrabili centrali termiche a policombustibili; il successivo sviluppo delle più snelle e regolabili centrali turbogas a ciclo combinato, ne segnò un progressivo minor utilizzo. Tuttavia, con il recente avvento degli impianti FER non programmabili, questi impianti stanno ricuperando la loro funzionalità e costituiscono delle preziose risorse di accumulo e di riserve energetiche per i servizi ancillari di dispacciamento. Tra gli impianti di questo tipo, abilitati al Mercato Servizi Dispacciamento, se ne contano attualmente 4 nelle regioni del Centro Sud, 14 in quelle del Nord, 1 in Sardegna e 2 in Sicilia.

Il notevole sviluppo previsto di impianti fotovoltaici, la cui maggior produttività non avviene nelle ore di massima richiesta energetica, il necessario stoccaggio richiederà un maggior impiego degli impianti di pompaggio esistenti e possibili realizzazioni di nuove analoghe realtà, soprattutto nelle regioni del Sud e isole maggiori, dove saranno prevalenti detti sviluppi FER. Perciò, quando la natura dei luoghi non consenta l'uso di laghi e bacini esistenti, o impianti in caverna come quelli già in uso, praticamente invisibili dall'esterno, si potrà incorrere in particolari impatti e modifiche ambientali per la realizzazione di bacini di raccolta acque e condotte forzate sui rilievi disponibili.

9. NOTE CONCLUSIVE

L'ambizioso progetto di rendere l'Unione Europea libera da responsabilità climatiche entro il 2050, risponde agli impegni assunti in ambito internazionale per ridurre le emissioni climalteranti.

Anche l'Italia si appresta a porre in atto adeguate strategie energetiche per contribuire al conseguimento degli obiettivi UE, ma anche per diminuire la sua dipendenza dalle fonti fossili di cui è largamente importatrice. Gli sviluppi al 2030 previsti in tal senso per il settore elettrico, dovrebbero soddisfare con produzioni FER oltre i 2/3 del fabbisogno energetico.

Per poter realizzare nei tempi indicati detti sviluppi, il Governo italiano sta introducendo notevoli modifiche e semplificazioni alla normativa concessoria degli impianti, il cui iter è ancora da completare per quanto concerne i decreti demandati ai vari ministeri competenti. Dette semplificazioni però tendono ad abolire verifiche e controlli ambientali mediante l'introduzione del principio del silenzio – assenso ed altre facilitazioni procedurali, di cui non è difficile prevedere le conseguenze. Desta quindi preoccupazione la possibilità di eludere la verifica preventiva degli impatti ambientali dei nuovi e potenti impianti eolici e fotovoltaici. Impatti che possono crescere per le sempre maggiori dimensioni degli aerogeneratori installati sulle dorsali appenniniche e per la recente tendenza allo sviluppo di impianti "agrivoltaici", tendenti a combinare e ottenere nel contempo produzioni agricole e fotovoltaiche.

Nonostante le semplificazioni normative per accelerare le procedure autorizzative di impianti FER e le disponibilità finanziarie del PNRR, permangono tuttavia delle incognite sui tempi di realizzazione degli stessi. Ciò è principalmente dovuto: all'incertezza dei tempi d'approvvigionamento delle materie prime necessarie; alle sperimentazioni delle innovazioni tecnologiche in atto per impianti eolici offshore in mari profondi; al necessario adeguamento della rete elettrica di trasmissione alla nuova produzione FER, localizzata prevalentemente in zone decentrate e isole maggiori debolmente connesse alla RTN; ai tempi di realizzazione dei sistemi di accumulo necessari per stoccare le cospicue quantità intermittenti di produzioni fotovoltaiche.

L'impulso della recente normativa alla costituzione di Comunità Energetiche Rinnovabili, può ridurre la dipendenza e povertà energetica dei piccoli insediamenti montani e favorirvi attività locali rivitalizzanti quell'economia marginale che spesso produce abbandono.

Allegato n. 1

Contenuto:	pag.
Il rapporto IPCC sul riscaldamento globale	16
L'accumulo di energia	17
Sistemi di stoccaggio dell'energia a breve termine	19
Sistemi di stoccaggio dell'energia a lungo termine	20
Il riciclo delle batterie a ioni di litio	20
Lo stoccaggio tramite idrogeno	21
Conclusione	7

Il rapporto IPCC sul riscaldamento globale

Il recente rapporto dell'Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC¹ parla chiaro: l'uomo è responsabile del riscaldamento globale. Le ragioni principali del riscaldamento globale sono la deforestazione, l'uso del suolo e l'utilizzo di combustibili fossili tutte ragioni ascrivibili all'attività umana: tra di esse il maggiore responsabile è la produzione di energia, per l'industria, per gli usi civili e per il trasporto. Alla presentazione del rapporto, il segretario generale delle Nazioni Unite, António Guterres, rilancia l'allarme globale sulle conseguenze dei cambiamenti climatici, sottolinea l'attuale impreparazione a fronteggiare le minacce alla biosfera e alla nostra civiltà e raccomanda alle autorità politiche di tutto il mondo di intervenire: "Dobbiamo agire subito per limitare i danni, abbiamo i mezzi per farlo". Anche all'ultima COP27 di Sharm el-Sheikh, è stato ribadito come negli anni diversi sono stati gli incontri al vertice sul tema della produzione di energia da fonti fossili ed i protocolli condivisi dai governi della terra, ma purtroppo non hanno prodotto alcun effetto significativo. La concentrazione di anidride carbonica in atmosfera, che è la maggiore responsabile del riscaldamento globale e quindi del degrado ambientale, è in continuo costante aumento dall'era preindustriale senza concreti segnali di attenuazione.

Il riscaldamento globale è oramai inequivocabilmente associato alle emissioni di gas a effetto serra prodotte dalle attività umane e le attività legate all'energia associate ai trasporti e agli usi industriali, commerciali e residenziali sono i maggiori contributori, rappresentando oltre i due terzi delle emissioni complessive di gas serra a livello globale.

La maggior parte dell'energia usata oggi a livello mondiale proviene da combustibili fossili: nel 2020, petrolio, gas e carbone hanno contribuito collettivamente al 77% della domanda ² globale di energia primaria. Secondo le politiche attualmente dichiarate, la quota combinata di combustibili fossili dovrebbe scendere al 74% entro il 2040, ma questa non è certo una buona notizia, poiché l'uso complessivo di queste fonti che emettono carbonio è in realtà destinato ad aumentare di oltre il 13%.

La tabella di marcia per colmare il divario di emissioni comporta l'attuazione simultanea di una serie di strategie, e tutte quelle che si prevede avranno il maggiore impatto sono legate all'energia. La riduzione della domanda attraverso il risparmio energetico e l'efficienza è ampiamente riconosciuta come la strategia con il più alto impatto potenziale, sebbene la sua effettiva applicabilità sia piuttosto incerta alla luce della prevista crescita della domanda nei paesi emergenti. Gli altri elementi chiave della tabella di marcia, elencati in ordine di impatto potenziale, sono l'uso estensivo di energie

¹ IPCC. *AR6 Synthesis Report: Climate Change 2023*. <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/>

² World Energy Data, novembre 2022; <https://www.worldenergydata.org/world-final-energy/>

rinnovabili, la progressiva decarbonizzazione dei trasporti e dell'industria e l'eliminazione del carbone fossile come combustibile.

L'espansione dell'elettricità prodotta dalle energie rinnovabili da sola potrebbe coprire tra il 25 e il 35% del divario di emissioni. Inoltre, questa strategia comporta una serie di vantaggi: potenziale per nuovi posti di lavoro, un più ampio accesso all'energia pulita e sicura, benefici per la salute e opportunità di migliorare l'efficienza sul lato della domanda di energia per uso finale. La maggior parte di quelle che sono comunemente considerate fonti di energia rinnovabile (FER) proviene dall'energia solare: fotovoltaico e solare termico, ma anche forme indirette come l'energia idroelettrica ed eolica. Senza una adeguata produzione di energia il mondo rischia la paralisi, ma è altrettanto chiaro che non possiamo andare avanti così con processi di combustione incontrollati di combustibili fossili.

L'accumulo di energia

L'accelerazione dell'adozione di energie rinnovabili nel sistema elettrico, intrinsecamente intermittenti, implica necessariamente la gestione del sistema, in quanto la distribuzione dell'energia deve essere garantita con continuità. L'agenzia internazionale dell'energia (IEA) prevede che la crescita della capacità rinnovabile sarà superiore del 50% dal 2021-2026 rispetto al 2015-2020 ³. Nonostante questa forte prospettiva di per sé ambiziosa, sarà necessario uno sviluppo ancora più rapido delle energie rinnovabili per raggiungere emissioni nette globali zero entro la metà del secolo e mantenere il riscaldamento globale al di sotto di 1,5° C entro il 2100 ⁴. A nostro avviso, l'adozione diffusa di sistemi di stoccaggio dell'energia è fondamentale per raggiungere gli elevati livelli di generazione di energia rinnovabile necessari per ridurre le emissioni nel settore energetico. Di conseguenza la capacità di stoccaggio e generazione di energia è destinata a crescere rapidamente nei prossimi anni, trainata dalla proliferazione delle energie rinnovabili, dalle sfide di gestione della rete elettrica, dal sostegno dei governi e dal ribasso dei prezzi delle tecnologie.

Nel 2021, la capacità di generazione di energia rinnovabile è cresciuta del 9,1% a poco meno di 3.065 gigawatt (GW) ⁵. A livello globale, le energie rinnovabili hanno rappresentato lo scorso anno l'81% di tutte le nuove aggiunte di capacità, trainate dai settori dell'energia eolica e solare ⁶. Si prevede che la robusta crescita delle energie rinnovabili continuerà, con capacità che raggiungeranno i 4.800 GW entro il 2026 ⁶.

Di pari passo, anche le tecnologie dei sistemi di accumulo dell'energia stanno migliorando e stanno diventando più competitive in termini economici grazie al calo dei costi delle batterie ed all'aumento del sostegno governativo in molti paesi, tra cui Stati Uniti e Cina. Si prevede che lo stoccaggio globale di energia esploderà da 17 GW / 34 gigawattora (GWh) nel 2020 a 358 GW / 1.028 GWh nel 2030, secondo Bloomberg NEF ⁷.

³ International Energy Agency (IEA). <https://www.iea.org/news/renewable-electricity-growth-is-accelerating-faster-than-ever-worldwide-supporting-the-emergenceof-the-new-global-energy-economy>

⁴ International Energy Agency (IEA). Renewables 2021: Analysis and forecast to 2026.

⁵ Bettoli, A., Linder, M., Naucler, T., Noffsinger, J., Sengupta, S., Tai, H & Gendt, G, V. Net-zero power: Long-duration energy storage for a renewable grid. McKinsey Sustainability. <https://www.mckinsey.com/businessfunctions/sustainability/our-insights/net-zero-power-long-duration-energy-storage-for-a-renewable-grid>

⁶ International Renewable Energy Agency (IRENA). (2022, April 11). Renewable capacity highlights. https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_-_RE_Capacity_Highlights_2022.pdf?la=en&hash=6122BF5666A36BECD5AAA2050B011ECE255B3BC7

⁷ Bloomberg NEF. (2022). Blog: Corporate clean energy buying tops 30GW mark in record year, <https://about.bnef.com/blog/corporate-clean-energy-buying-tops-30gw-mark-in-record-year/>

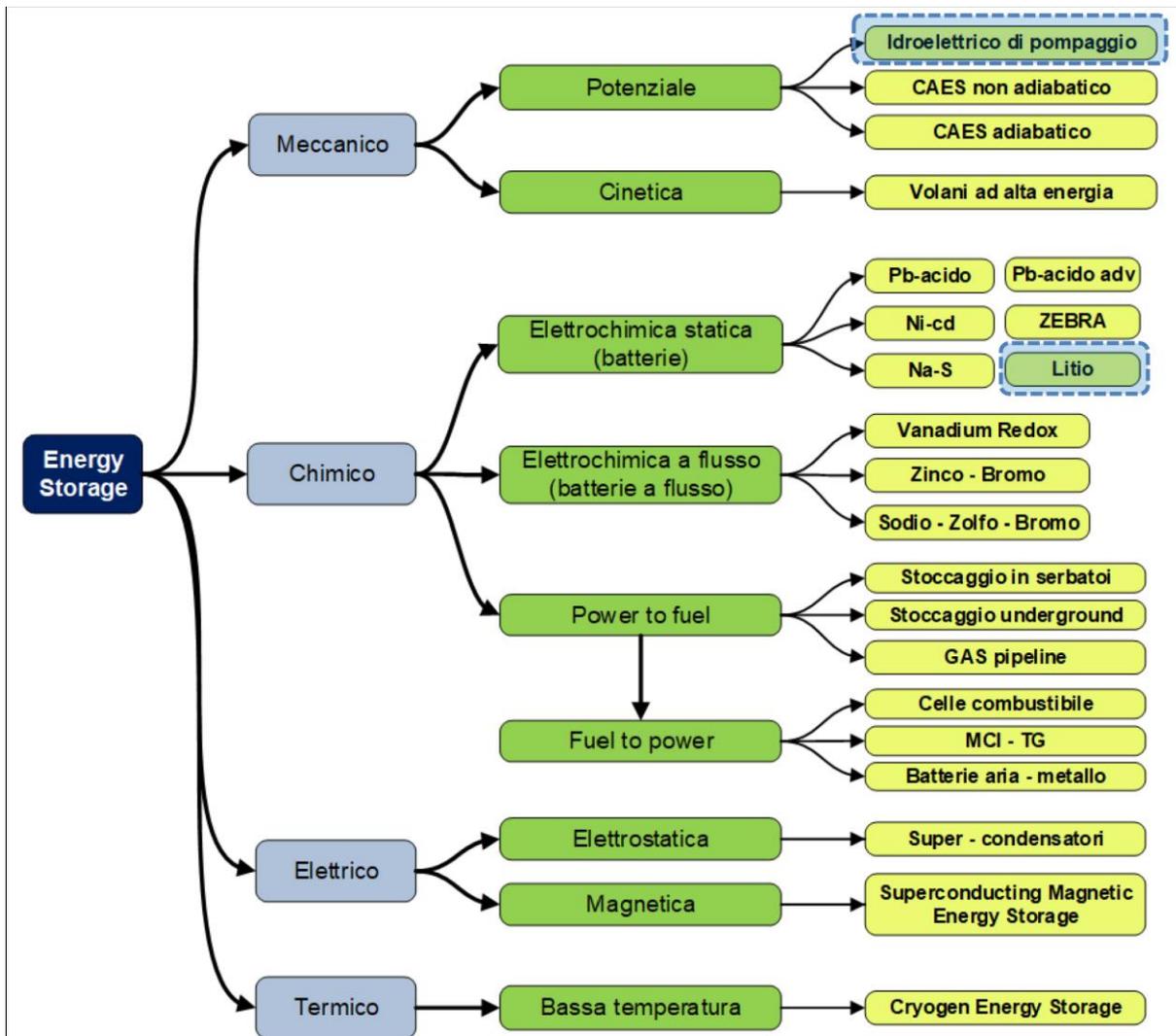


Figura 1: classificazione dei metodi di accumulo dell'energia.

I sistemi di stoccaggio dell'energia attualmente disponibili si raggruppano a seconda della tipologia di accumulo in meccanico, chimico, elettrico e termico (figura 1). Quelli più utilizzati sono evidenziati in figura 1 e sono l'accumulo meccanico per pompaggio e quello chimico tramite batterie a ioni di litio. Nel seguito del documento i sistemi di accumulo più utilizzati e quelli con prospettive future interessanti saranno descritti con maggior dettaglio.

Il panorama dell'accumulo di energia comprende soluzioni di accumulo di energia di breve e lunga durata. L'accumulo di energia di breve durata (SDES), noto anche come accumulo di energia a breve termine, è definito come qualsiasi sistema di accumulo in grado di scaricare energia per un massimo di 10 ore alla sua potenza nominale. L'accumulo di energia di lunga durata (LDES) è qualsiasi sistema in grado di scaricare energia alla sua potenza nominale per 10 o più ore⁸. Si prevede che entrambi i tipi di stoccaggio saranno necessari per bilanciare reti elettriche alimentati sempre di più da fonti rinnovabili su scale orarie, giornaliere, settimanali e persino stagionali.

I sistemi di accumulo sono quindi classificati in base al tempo, di intervento e di stoccaggio, e della potenza di stoccaggio. Il grafico riportato in figura 2⁹ rende evidente come i vari sistemi di accumulo si dividano essenzialmente in due grandi categorie a seconda che lo stoccaggio debba essere a breve oppure a lungo termine.

⁸ Guerra, O, J. (2021). Energy storage: Beyond short-duration energy storage. Nature Energy, 6(5), 460-461. <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00837-2>

⁹ Nicola Fergnani, 2023, Summer school Energy, Sesto Pusteria.

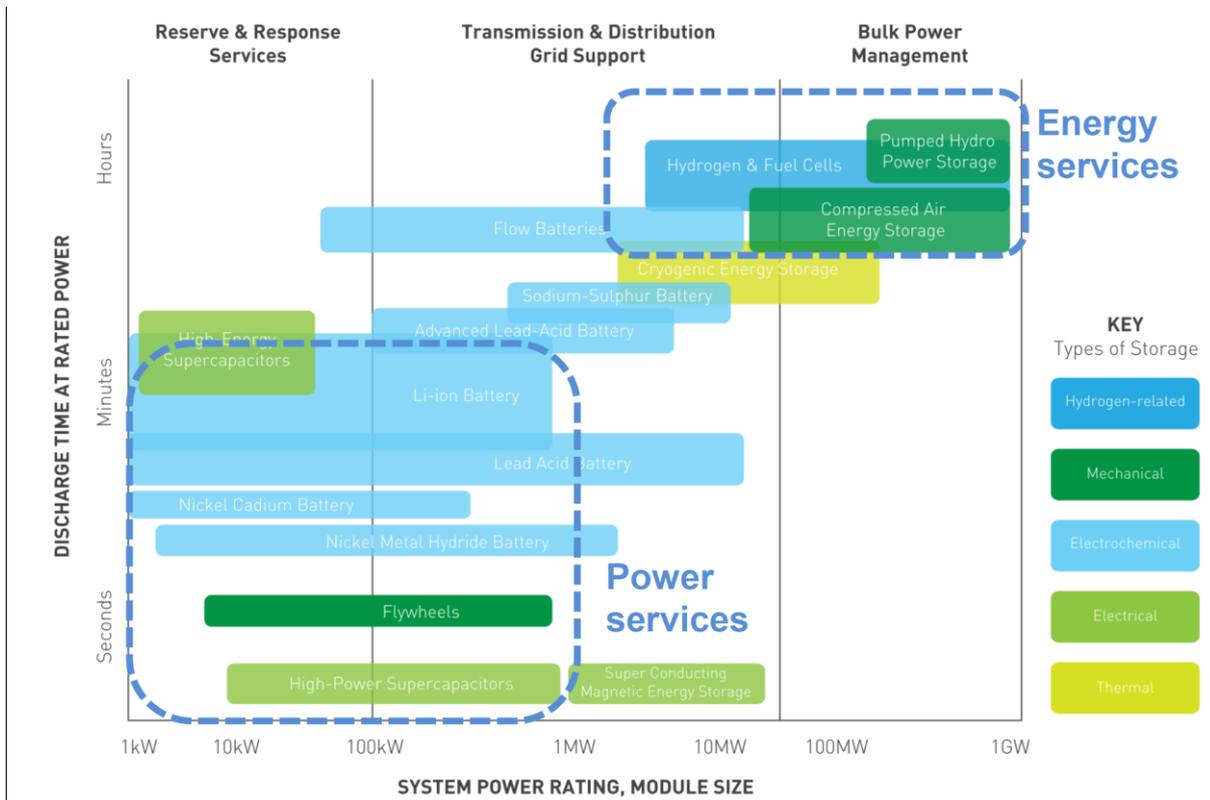


Figura 2: classificazione dei metodi di accumulo dell'energia a seconda della potenza di stoccaggio (asse x) e del tempo di intervento (asse y).

Sistemi di stoccaggio dell'energia a breve termine

I sistemi di stoccaggio BESS (Battery Energy Storage Systems) hanno in genere una breve durata di stoccaggio di 4-6 ore. I sistemi BESS possono utilizzare una varietà di prodotti chimici per batterie, tra cui ioni di litio, nichel, sodio e piombo acido¹⁰. Allo stato attuale, i sistemi agli ioni di litio dominano il mercato con oltre il 90% della capacità di stoccaggio dell'energia installata negli Stati Uniti, similmente al resto del mondo. Si prevede che i BESS agli ioni di litio continueranno a dominare il mercato dello stoccaggio di energia a livello globale nel prossimo decennio grazie alla loro crescente competitività in termini di costi e alla consolidata catena di approvvigionamento.

Lo stoccaggio di energia rappresenta certamente una soluzione per le infrastrutture di trasmissione e distribuzione insufficienti e congestionate da uno sbilanciamento nella produzione dovuto alle fonti intermittenti¹¹. Infatti, i sistemi di stoccaggio dell'energia offrono diversi vantaggi, tra cui il miglioramento dell'affidabilità della rete e l'alleggerimento della congestione della trasmissione¹². La mancanza di trasmissione o le linee congestionate sono un ostacolo primario allo sviluppo diffuso delle energie rinnovabili in molti paesi e di conseguenza, gli sviluppatori di energia rinnovabile stanno sempre più abbinando progetti eolici e solari con progetti BESS per creare sistemi di alimentazione ibridi. Dei 14,5 GW di capacità di accumulo delle batterie registrati a partire dalla fine del 2020 per entrare in funzione negli Stati Uniti fino al 2024, il 63% sarà co-localizzato con progetti di energia solare e un ulteriore 9% con progetti di energia eolica¹³. I progetti ibridi di energie rinnovabili e di stoccaggio hanno il potenziale per ridurre i costi iniziali di aggiornamento della trasmissione e della

¹⁰ Independent Statistics & Analysis. (2021, August). Battery storage in the United States: An update on market trends. U.S. Energy Information Administration (EIA).

https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/pdf/battery_storage_2021.pdf

¹¹ Thomas, S. The ESA blog: Storage as a transmission asset is gaining traction in many RTOs/ISOs., Energy Storage Association (ESA). <https://energystorage.org/storage-as-a-transmission-alternative-is-gaining-traction-in-many-rtos-isos>

¹² Smith, F. M., Intro to energy storage. ClearPath. <https://clearpath.org/tech-101/intro-to-energy-storage>

¹³ U.S. Energy Information Administration (EIA). (2021, September 29). Most planned U.S. battery storage additions in next three years to be paired with solar. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=49756>

interconnessione, ridurre la quantità di produzione di energia elettrica in periodi di eccesso di offerta ed espandere la finestra temporale in cui un progetto può inviare elettricità alla rete.

Sistemi di stoccaggio dell'energia a lungo termine

I sistemi di accumulo di energia di lunga durata (LDES) offrono una produzione di energia stabile che va da dieci ore a giorni, settimane e persino stagioni, fornendo una maggiore affidabilità della rete rispetto ai sistemi di accumulo di energia di breve durata ¹⁴. Sistemi LDES esistono da decenni, in particolare sotto forma di sistemi idroelettrici di pompaggio. Tuttavia, i costi, i permessi e le barriere tecnologiche, oltre alla mancanza di supporto normativo, hanno impedito ai sistemi LDES di essere adottati su larga scala ¹⁵.

Ci si aspetta che questo cambi man mano che emergono significative opportunità di crescita per le tecnologie LDES: per raggiungere gli obiettivi globali del settore energetico a zero emissioni, LDES deve essere aumentato di circa 400 volte dai livelli attuali a 85-140 TWh entro il 2040. Analogamente al BESS, i sistemi LDES potrebbero aiutare a sbloccare il potenziale dell'energia eolica e solare nella produzione di energia, in particolare quando le energie rinnovabili iniziano a raggiungere una quota di mercato del 60-70%. Un'ulteriore stabilizzazione della rete potrebbe rendere le energie rinnovabili un'opzione più adatta rispetto alle tradizionali fonti di energia stabili per il carico di base come il gas naturale, il carbone e il nucleare.

Inoltre, la necessità di sistemi LDES presenta un caso d'uso considerevole per l'idrogeno, in particolare l'idrogeno verde. Lo stoccaggio di energia basato sull'idrogeno ha il potenziale per immagazzinare energia per settimane o mesi; quindi, questi progetti potrebbero essere utilizzati per tenere conto delle differenze stagionali nella produzione di elettricità ¹⁶. Progetti su scala industriale Power-to-hydrogen-to-power sono ancora nelle primissime fasi di sviluppo, ma progetti pilota dovrebbero entrare in funzione nei prossimi anni, incluso il progetto HYFLEXPOWER da 12 MW in Francia ¹⁷.

L'utilizzo dell'idrogeno per lo stoccaggio di lungo periodo è legato ai costi di produzione dell'idrogeno che attualmente non sono competitivi ed alla doppia trasformazione energetica con bassa efficienza. In Italia la potenza necessaria degli impianti per ottenere un accumulo di lunga durata sarebbe troppo elevata rispetto alle ore/anno di funzionamento e quindi poco economica.

Analogamente allo stoccaggio basato sull'idrogeno, anche la maggior parte delle altre tecnologie LDES sono nelle prime fasi di adozione. Quelli che potrebbero decollare su scala commerciale su un lungo periodo sono lo stoccaggio di energia ad aria compressa, lo stoccaggio di energia ad aria liquida e batterie non agli ioni di litio. Si prevede che l'adozione di queste tecnologie varierà in funzione della localizzazione geopolitica e dei vincoli di costo.

Il riciclo delle batterie a ioni di litio

Le batterie agli ioni di litio (LIB) sono attualmente uno dei più importanti dispositivi elettrochimici di accumulo di energia, alimentando dispositivi mobili elettronici e veicoli elettrici. Tuttavia, esiste una notevole differenza tra il loro tasso di produzione e il tasso di riciclaggio. Alla fine del loro ciclo di vita, solo un numero limitato di LIB subisce un trattamento di riciclaggio, con la maggior parte che va

¹⁴ Guerra, O. J. (2021). Energy storage: Beyond short-duration energy storage. *Nature Energy*, 6(5), 460-461. <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00837-2>

¹⁵ LDES Council. (2021 November). Net-zero power Long duration energy storage for a renewable grid. McKinsey & Company. <https://www.mckinsey.com/~media/mckinsey/business%20functions/sustainability/our%20insights/net%20zero%20power%20long%20duration%20energy%20storage%20for%20a%20renewable%20grid/net-zero-power-long-duration-energy-storage-for-a-renewable-grid.pdf>

¹⁶ Balaraman, K. (2020, October 12). Deep dive: To batteries and beyond: With seasonal storage potential, hydrogen offers 'a different ballgame entirely'. *Utility Dive*. <https://www.utilitydive.com/news/to-batteries-and-beyond-with-seasonal-storage-potential-hydrogen-offers/584959/>

¹⁷ Siemens energy global GMBH & Co. kg. (2022, April 27). Hydrogen as a flexible energy storage for a fully renewable European power system. Cordis. <https://cordis.europa.eu/project/id/884229>

in scarica o viene utilizzata nelle abitazioni per l'accumulo domestico. Le tecnologie tradizionali usate nei processi limitano il riciclaggio a componenti con alto valore economico, ad esempio Co, Cu, Fe e Al e non riescono ad arrivare ad alte percentuali di riciclaggio globale. Con la crescente popolarità del concetto di economia circolare, sono stati proposti nuovi sistemi di riciclaggio LIB basati su tecnologie innovative che mirano a uno spettro più ampio di composti, riducendo così l'impatto ambientale associato alla produzione. Allo stato attuale solo i processi che impiegano una combinazione di lavorazioni meccaniche e passaggi idro- e pirometallurgici sono in grado di ottenere materiali adatti alla (ri)fabbricazione di LIB.

Nell'analisi dei processi di riciclaggio è necessario tenere bene presente i costi ambientali legati al trasporto e preparazione delle batterie e dell'alto consumo di energia per il processo. I metodi pirometallurgici sono applicati in modo relativamente semplice, ma comportano costi ambientali e energetici significativi per la combustione e la calcinazione delle pile. Mentre i metodi idrometallurgici richiedono meno energia per la lavorazione rispetto ai metodi pirometallurgici ma sono necessari molti reagenti e l'acqua in uscita dal processo necessita di essere purificata.

Dati i costi di produzione delle batterie, il riciclaggio dei materiali delle batterie può avere senso. Dalle 500.000 tonnellate di batterie stimate che potrebbero essere riciclate dalla produzione globale nel 2023, potrebbero essere recuperate 15.000 tonnellate di alluminio, 35.000 tonnellate di fosforo, 45.000 tonnellate di rame, 60.000 tonnellate di cobalto, 75.000 tonnellate di litio e 90.000 tonnellate di ferro. Queste quantità di materiali possono ridurre la necessità di estrarre nuovi materiali e consentire inoltre ai paesi di ridurre la loro dipendenza da altri paesi per l'approvvigionamento di batterie.

L'economia circolare è un punto essenziale di questa strategia di autonomia energetica: le gigafactory in cui saranno gestiti i processi di recupero dovranno ridurre al minimo i loro impatti sull'ambiente. Ecco perché il nuovo regolamento UE sulle batterie, allo studio di Bruxelles prevede due percorsi con traguardi crescenti per il recupero di materiali:

- il primo percorso riguarda la batteria nella sua interezza, in termini di peso in cui si dovrà recuperare il 65% del totale entro il 2025 e il 70% entro il 2030;
- il secondo percorso fa riferimento alle percentuali di recupero dei singoli metalli. Per il litio, ad esempio, si parla di recuperare il 35% di quello contenuto nella batteria nel 2025 e il 70% nel 2030. Il regolamento fisserà anche obiettivi per l'uso di litio riciclato nei nuovi accumulatori: almeno 4% di litio riciclato nel 2029 per poi salire al 10% nel 2034.

Un'altra possibilità è dare una "seconda vita" alle batterie: quando una batteria ha una capacità residua inferiore all'80% di quella iniziale, non è più adatta all'uso su un veicolo, perché la sua densità energetica è troppo bassa e l'autonomia del veicolo si riduce sensibilmente. Qui si aprono le porte per altre possibili applicazioni di queste batterie, soprattutto nei sistemi stazionari di accumulo energetico sia a livello di singoli edifici sia per impianti di maggiori dimensioni al servizio della rete.

Lo stoccaggio tramite idrogeno

L'idrogeno è il primo elemento della tavola periodica: come molecola mononucleare (H₂) esiste allo stato gassoso ma è scarsamente disponibile nell'atmosfera. L'idrogeno è un potente agente riducente. Come tale, è molto reattivo e in effetti può essere trovato combinato con altri elementi come l'ossigeno (in acqua) e il carbonio (negli idrocarburi). L'idrogeno non è una fonte di energia, ma un vettore energetico. L'idrogeno viene prodotto utilizzando l'energia, e l'energia viene immagazzinata nella massa di idrogeno, trasportata o immagazzinata in serbatoi e infine viene utilizzata in dispositivi che restituiscono parte dell'energia immagazzinata in esso. In questo senso l'idrogeno è simile all'elettricità. Per decidere quale tecnologia utilizzare nella catena dell'idrogeno, è quindi necessario stimare in fase di progettazione l'energia coinvolta in tutte le fasi: i bilanci di massa ed energia devono quindi essere stimati per tutti i processi che coinvolgono l'idrogeno.

Per produrre idrogeno è possibile utilizzare diverse opzioni. Il processo dominante è attualmente il reforming con vapore del gas naturale (SMR). Gli impianti SMR funzionano continuamente con un tasso di funzionamento tipicamente superiore all'80%. SMR ha un rapporto idrogeno-carbonio relativamente alto, che riduce al minimo la produzione di anidride carbonica. L'intensità delle

emissioni di gas serra (GHG) è compresa tra 8,9 e 11,9 kg di CO₂ per kg di H₂. A differenza di SMR, l'elettrolisi alimentata da energie rinnovabili non produce emissioni dirette durante il funzionamento, e ne produce in maniera ridotta nella fase di costruzione e di smantellamento.

L'idrogeno può essere immagazzinato come gas compresso in recipienti a pressione, come liquido in serbatoi criogenici, ma può anche essere adsorbito o assorbito in materiali solidi (legame fisico o chimico) oppure legato chimicamente a liquidi organici (LOHC). Lo stoccaggio criogenico liquido e gassoso a 700 bar richiede serbatoi che sono da sette a nove volte più voluminosi dei serbatoi di carburante a parità di contenuto energetico. Lo stoccaggio solido come gli idruri metallici può immagazzinare densità di idrogeno da tre a quattro volte superiori rispetto allo stoccaggio gassoso, ma questi sono ancora in fase di sviluppo. Per tutte le opzioni di stoccaggio, è necessario affrontare con la massima accuratezza i problemi di sicurezza dei sistemi di trasporto e di stoccaggio.

Per quanto riguarda la sicurezza, in condizioni ambiente l'idrogeno è un gas inodore e incolore, più leggero dell'aria. È un gas altamente infiammabile, con ampi limiti di infiammabilità (4% -75% vol) ed esplosione (18% -59% vol) nell'aria e bassa energia di accensione rispetto ad altri combustibili. Inoltre, brucia con una fiamma quasi invisibile. Inoltre, la maggior parte dei metalli può diventare fragile se esposta all'idrogeno. Tutti questi aspetti devono essere presi in considerazione e affrontati attentamente nella progettazione di sistemi a idrogeno sicuri.

Conclusione

Le fonti di energia rinnovabile, principalmente l'energia eolica e solare, sono destinate a rappresentare la maggior parte della crescita nel settore energetico nei prossimi anni. Ma per sfruttare appieno questa crescita potenziale sono necessari sistemi di stoccaggio dell'energia affidabili in grado di rafforzare le reti energetiche già sotto pressione a causa della crescente variabilità della produzione e dei consumi e dei cambiamenti climatici.

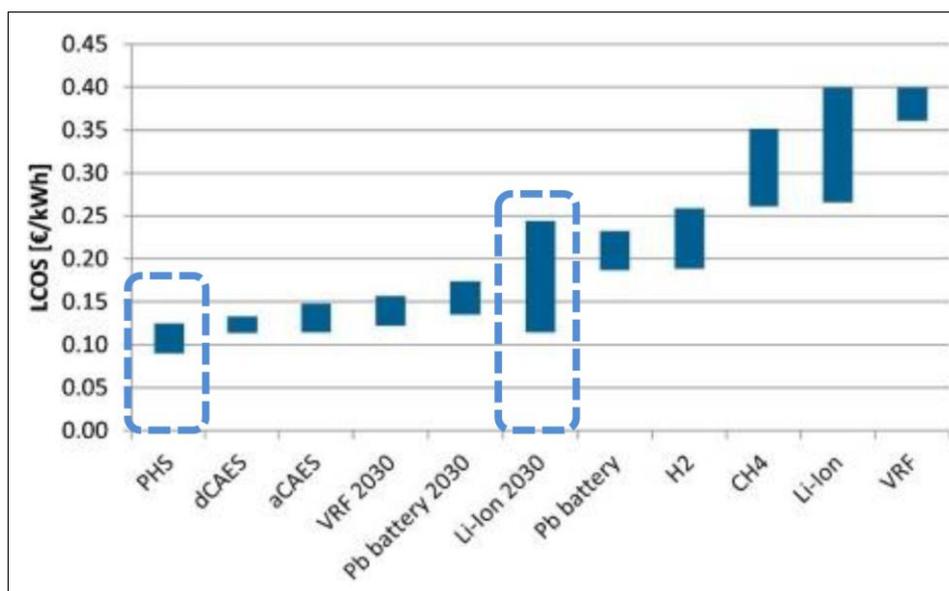


Figura 3: levelized cost of storage (€/kWh) per i diversi sistemi di accumulo energetico. Evidenziati i sistemi più comuni: meccanico a pompaggio e chimica a batteria a ioni di litio.

Il costo dei sistemi di accumulo viene valutato in modo standard dal costo livellato dell'accumulo (LCOS)¹⁸. La figura 3 confronta i valori di LCOS ottenibili con le varie tecnologie in cui sono evidenziate le due più utilizzate, e cioè l'accumulo meccanico per pompaggio e quello chimico tramite batterie a ioni di litio.

¹⁸ Oliver Schmidt, Sylvain Melchior, Adam Hawkes, Iain Staffell, Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies, Joule, 3, 1, 2019, Pages 81-100,

A breve termine si prevede un forte sviluppo delle energie rinnovabili e dello stoccaggio dell'energia a breve termine (BESS). A più lungo termine, è molto probabile che il potenziale dei sistemi di stoccaggio dell'energia di lunga durata acquisisca una relativa importanza contribuendo anch'esse allo sviluppo delle energie rinnovabili necessario per il processo di decarbonizzazione.

I decreti legge e relative conversioni in Leggi dello Stato italiano avvenuti tra il 2021 e 2022 in seguito al PNIEC e recepimento delle direttive RED 2 e al Regolamento UE FF55 hanno di fatto introdotto notevoli snellimenti procedurali e facilitazioni nell'iter autorizzativo per impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili.

Si tratta di un sistema complesso formato da numerose norme o micro norme, tanto che la legge sulla concorrenza (L. 118 del 05/08/2022) delega il Governo all'adozione, entro il 27 agosto 2023, di uno o più decreti legislativi per, razionalizzare, riordinare e semplificare la disciplina in materia di fonti energetiche rinnovabili.

Punto di riferimento in tale panorama normativo è il Decreto Legislativo 199/2021 - più volte modificato e integrato- che demanda a decreti del MiTE (da adottare in intesa con altri ministeri competenti) per la fissazione dei principi e criteri di individuazione delle aree idonee e non idonee sulla base dei quali le Regioni dovranno provvedere con proprie leggi ad individuare le suddette aree per l'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici comprese le infrastrutture necessarie alla distribuzione di energia rinnovabile.

Le novità introdotte dalla normativa di riferimento riguardano sia i criteri di individuazione delle aree considerate idonee ope legis, in modo da accelerare l'individuazione a livello centrale oltre che ad estendere l'ambito oggettivo delle stesse, sia le procedure autorizzative di realizzazione degli impianti e delle loro modifiche che disegnano un panorama di sostanziale semplificazione e facilitazione che non trovano precedenti nelle disposizioni legislative in materia di realizzazione di opere per il settore energetico.

Occorre ricordare che l'art. 20 del D.Lgs. 199/2021 chiarisce che il principio secondo i quali vengono stabiliti i criteri omogenei per l'individuazione delle aree idonee e non idonee per l'installazione degli impianti a fonti rinnovabili, sono volti a garantire "... una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili"

Appare molto evidente come il quadro normativo venutosi a creare introduca quindi uno sbilanciamento tra interessi ambientali ed esigenze connesse alla produzione di energia, dove risulta preponderante la necessità di incremento di produzione di energia da fonte rinnovabile anche per far fronte agli impegni ed agli obblighi internazionali assunti dal nostro paese.

La scelta del legislatore di individuare le "aree idonee", anziché quelle "non idonee", costituisce di fatto un approccio molto forte e permissivo; si consideri che le aree che non saranno incluse tra quelle idonee, non potranno essere ritenute semplicemente non idonee in quanto l'eventuale diniego all'installazione di un impianto in dette aree non potrà essere motivato dalla mancata inclusione fra le aree idonee secondo le Leggi Regionali, rimanendo dunque un margine discrezionale in capo all'autorità competente ad adottare la VIA. Inoltre, nelle more dell'approvazione delle leggi regionali, qualsiasi area territoriale possiede una sorta di presunzione di idoneità nei casi previsti dall' art. 20 L. 199/2021.

Il sistema di produzione delle energie rinnovabili, promosse e incentivate con la finalità di salvaguardare il nostro pianeta e la nostra salute, dal punto di vista degli impatti sul territorio e del paesaggio non possono essere considerate nella sostanza diverse da qualunque altro impianto per la produzione di energia che soggiace alle norme di salvaguardia vigenti in materia.

La formulazione della norma, che inquadra dunque tutto il territorio nazionale come adatto per la localizzazione degli impianti, salvo eccezionalmente le aree non idonee, massimizzando così la grande diffusione delle FER, pone serie preoccupazioni in tema di salvaguardia dell'ambiente e del paesaggio che hanno dalla loro parte le sole forme di tutela già previste dalle vigenti norme in materia (D.Lgs. 152/2006 per l'ambiente e D.Lgs. 42/2004 per i beni culturali ed il paesaggio) applicabili laddove si possa recare pregiudizio per la salute e per il pregio estetico attraverso l'attività antropica; dette tutele perdono, per effetto del nuovo quadro normativo, gran parte della loro efficacia anche a causa della marginalizzazione, nel processo di valutazione e di approvazione di piani, programmi e progetti, del ruolo degli enti pubblici preposti alla tutela del patrimonio paesaggistico e culturale nazionale

AREE IDONEE

Nelle more dell'individuazione delle aree idonee, sulla base dei criteri e delle modalità che verranno stabiliti dai decreti di prossima emanazione, sono considerate già aree idonee i siti già interessati da impianti fotovoltaici, le aree oggetto di bonifica, le cave e le miniere cessate, le aree nella disponibilità delle ferrovie dello Stato etc.... oltre alle aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del D.lgs. 42/2004, ne' ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo.

Non solo, vengono classificati come aree idonee anche:

- i siti dove vengono realizzate modifiche sostanziali ad impianti esistenti, diversi da impianti fotovoltaici, per il potenziamento o integrale sostituzione; a tali interventi possono essere abbinati anche sistemi di accumulo, senza limiti alla loro capacità e, possono comportare anche una variazione dell'area occupata non superiore al 20%.
- i siti interessati da impianti fotovoltaici dove vengono realizzate modifiche sostanziali agli impianti esistenti, senza limite alla variazione di area occupata e senza limite alla capacità dei sistemi di accumulo. E' consentito utilizzare per l'ampliamento le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere (per effetto del rinvio all'articolo 20, comma 8, lett. c-ter n. 1);
- i siti non soggetti a tutela ai sensi del D. Lgs 42/2004 (tra le aree soggette a tutela sono espressamente menzionate quelle gravate da usi civici): per impianti eolici la fascia di rispetto è determinata considerando una distanza di 3 km (prima era 7 km); per impianti fotovoltaici, si considera la distanza di 500 metri (prima era 1 km);

La L. 41/2023 modifica l'art. 20 del D.Lgs. 199/2021 stabilendo che l'individuazione definitiva delle aree idonee con leggi regionali, da operarsi sulla base dei criteri nazionali indicati dai decreti del Ministero dell'Ambiente, pervia intesa in sede di conferenza unificata, debba tener conto delle aree già classificate come idonee in via transitoria ex lege dal comma 8 dello stesso art. 20 del D.Lgs. 199/2021.

PROCEDURE AUTORIZZATIVE

Nelle aree giudicate idonee troveranno quindi applicazione le procedure autorizzative semplificate. Ove gli impianti siano localizzati in aree idonee, infatti, i termini del procedimento di autorizzazione, inclusi quelli relativi al procedimento ambientale, sono ridotti di un terzo e l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio, ma non vincolante annullando quindi la possibilità di imporre un diniego all'autorizzazione del progetto.

Nelle medesime aree idonee, in caso di inutile decorso del termine previsto per il rilascio del relativo parere da parte, l'amministrazione competente provvede comunque sulla domanda di autorizzazione avvalendosi del silenzio assenso.

La stessa disciplina si applica anche, alle infrastrutture elettriche di connessione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e a quelle necessarie per lo sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale, qualora strettamente funzionale all'incremento dell'energia producibile da fonti rinnovabili. Si applica altresì, indipendentemente dalla loro ubicazione, alle infrastrutture elettriche interrate di connessione degli impianti di cui medesimo comma 1.

L'art 47 comma 1 bis della L. 41/2023 dispone una specifica casistica di progetti di impianti di energia da fonti rinnovabili nonché dei progetti di stoccaggio dell'energia e di reti elettriche necessarie ad integrare l'energia rinnovabile nel sistema elettrico nazionale, che saranno esentati dalla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) fino al 30 giugno 2024 se ricadenti in aree idonee e previsti in piani o programmi già sottoposti a VAS; tra questi si segnalano:

- interventi di competenza statale previsti dal PNRR e dal PNIEC;
- impianti fotovoltaici con potenza complessiva fino a 30 MW;
- rifacimento potenziamento o integrale ricostruzione di impianti fotovoltaici già esistenti fino a 50MW;
- progetti di repowering di impianti eolici già esistenti sino a 50MW;
- progetti di impianti off-shore fino a 50MW;

A tal proposito occorre segnalare che la norma sopra citata ricalca Il Regolamento UE n. 2022/2577, che istituisce il quadro per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili che prevede all'art. 6: " gli stati membri possono esentare i progetti di energia rinnovabile, nonché i progetti di stoccaggio dell'energia e i progetti di rete elettrica necessari per integrare l'energia rinnovabile nel sistema

elettrico dalla valutazione di impatto ambientale, a condizione che il progetto sia ubicato in una zona dedicata alle energie rinnovabili, e che tale zona sia stata oggetto di una valutazione ambientale strategica".

Tuttavia, spetta unicamente al legislatore nazionale l'aver imposto una modifica sostanziale nel sistema di governo del territorio (le norme comunitarie non contengono prescrizioni in merito), introducendo un mutamento sostanziale nel criterio di individuazione delle aree idonee che viene ora imposto direttamente a livello normativo e non individuato da atti di pianificazione territoriale.

La portata della modifica non è da sottovalutare ed è la parte della normativa che suscita maggiori perplessità in quanto in tal modo vengono ridotte significativamente le possibilità, da parte degli stakeholders, di poter avere garanzie di partecipazione al procedimento autorizzativo ed eventualmente intraprendere un'azione giuridica avverso i provvedimenti dell'autorità competente all'emanazione dei medesimi; infatti le disposizioni di legge, a differenza degli atti amministrativi, non possono essere impugnate direttamente davanti ad un tribunale territoriale oltre ad essere astratti, ossia non aderenti alle singole realtà territoriali.

L'art. 47 della L. 41 del 21.04.2023 che modifica il D.Lgs 199/2021 stabilisce che gli impianti fotovoltaici nelle aree idonee non sia subordinato ad alcun atto di assenso, salvo la possibilità per le soprintendenze di adottare un provvedimento di diniego se l'intervento dovesse risultare incompatibile con i vincoli paesaggistici esistenti (ad esempio in parchi e giardini, ville e complessi monumentali di notevole interesse pubblico ai sensi del D.Lgs 42/2004).

Inoltre l'art. 20 del D.Lgs 199/2021 novellato dalla L. 41/2023 di conversione in legge del D.L. 13/2023 prevede che: "...il silenzio-assenso della pubblica amministrazione varrà anche per l'installazione di impianti fotovoltaici di piccola dimensione nelle zone con vincolo paesaggistico, se non si riceve risposta entro 45 giorni dalla presentazione della richiesta autorizzativa. Il principio del silenzio-assenso si estende anche agli impianti eolici, fino a 20 KW e con altezza anche superiore a 5 metri, posti al di fuori di aree protette o appartenenti a Rete Natura 2000."

Si evidenzia, nel merito, che l'istituto del silenzio assenso, previsto dalla vigente normativa per procedimenti ad istanza di parte per il rilascio di provvedimenti amministrativi, non dovrebbe trovare applicazione nella materia della tutela ambientale in quanto la giurisprudenza consolidata lo giudica incompatibile con le esigenze di tutela effettiva presidiata anche a livello comunitario. (v. art. 20 comma 4 L. 241/1990); *la presenza di "interessi sensibili" dovrebbe dunque necessariamente prevedere l'adozione di un provvedimento espresso.*

Per quel che riguarda, invece, gli impianti agro fotovoltaici, viene confermato che gli impianti fotovoltaici ubicati in aree agricole, se posti al di fuori di aree protette o appartenenti a Rete Natura 2000, sono considerati "manufatti strumentali all'attività agricola" e quindi liberamente installabili se vengono realizzati direttamente da imprenditori agricoli o da società a partecipazione congiunta con i produttori di energia elettrica e se sono posti al almeno 2 metri dal suolo garantendo l'integrazione con le attività agricole.

Per gli interventi in aree sottoposte a tutela, la normativa attualmente in vigore prevede che il Ministero della Cultura partecipi al procedimento autorizzatorio unico per le rinnovabili solo nel caso di progetti non sottoposti a VIA mentre sparisce la possibilità per il Ministero di intervenire nel caso il progetto interessi aree contermini a quelle sottoposte a tutela.

Modificata radicalmente anche il D.Lgs 387/2003 in materia di autorizzazione unica per impianti a fonti rinnovabili; la L. 41/2023 prevede che nell'autorizzazione che consente la costruzione e l'esercizio dell'impianto siano ricompresi i procedimenti di screening e VIA.

Il comma 11-bis dell'art. 47 della L. 41/2023 aumenta le soglie di potenza minime degli impianti fotovoltaici superate le quali scattano le procedure di VIA statale (maggiore di 20 MW) o di verifica di assoggettabilità a VIA regionale (maggiore di 10MW)

La revisione e l'integrazione della disciplina legislativa nazionale, a fatica cerca di ponderare gli interessi generali coinvolti; di fatto la norma ed i procedimenti da essa regolati rimangono il terreno di

confronto fra la promozione dello sviluppo delle energie rinnovabili in una ottica di decarbonizzazione e l'interesse culturale e paesaggistico che cerca di tutelare la dimensione forse più estetica del nostro ambiente e delle nostre bellezze e che la modifica dell'art. 9 della costituzione pone in maggiore evidenza.

Il favore legislativo per le fonti energetiche rinnovabili richiede di concentrare l'impedimento assoluto all'installazione degli impianti unicamente nelle "aree non idonee" che verranno espressamente individuate dalle Regioni, mentre, negli altri casi, ci viene richiesto di esaminare la compatibilità dell'impianto tenendo conto della circostanza che queste tecnologie dovranno ormai essere considerate elementi normali del paesaggio, non più percepiti come fattori di disturbo visivo, bensì come un'evoluzione dello stile costruttivo accettata dall'ordinamento e dalla sensibilità collettiva.

A conferma di ciò merita di essere segnalato l'art. 6 della L. 91 del 15 luglio 2022 dove viene prevista la redazione di un atto del Ministero della Cultura che stabilisca *criteri uniformi di valutazione dei progetti di impianti di produzione di energia da Fonti rinnovabili utili a facilitare la conclusione dei procedimenti, assicurando che la motivazione delle eventuali valutazioni negative dia adeguata evidenza della sussistenza di stringenti e comprovate e puntuali esigenze di tutela degli interessi culturali o paesaggistici nel rispetto della specificità delle caratteristiche dei diversi territori.*

FONTI:

- 1- Rivista giuridica Ambientediritto.it – Fascicolo 1/2023 – Nicola Berti – Angelo Bonaiti
- 2- Normattiva.it
- 3- Roedl.it
- 4- Gazzettaufficiale.it
- 5- Camera dei Deputati – Documentazione parlamentare - Dossier 14 aprile 2023 "Disposizioni urgenti per l'attuazione del PNRR, del Piano nazionale degli investimenti complementari al PNRR, delle politiche di coesione e della politica agricola comune"
- 6- Rivista giuridica "Cammino Diritto" estratto n. 8 anno 2022 del 24 agosto 2022