

**SINTESI DEI PRINCIPALI ELEMENTI RIPORTATI NEL TESTO DELLA RELAZIONE RECANTE LO
STATO DI UTILIZZO E DI INTEGRAZIONE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE ALIMENTATI DALLE
FONTI RINNOVABILI E DI GENERAZIONE DISTRIBUITA**

ANNO 2021-2022

La Relazione raccoglie i dati di competenza del 2021 e del 2022 (la precedente Relazione 483/2021/I/efr era focalizzata sul 2020, con alcuni dati preliminari relativi al 2021, ove disponibili).

In questo executive summary sono descritte le maggiori evidenze che emergono dalla Relazione, mentre per l'analisi puntuale dei numeri si rimanda alla stessa.

1. La variazione del mix produttivo nazionale di energia elettrica

La produzione e i consumi di energia elettrica nel 2021 e nel 2022 sono state nel segno della continuità rispetto ai periodi immediatamente precedenti (eccetto l'anno "anomalo" del 2020 dove i consumi si sono contratti per effetto della pandemia).

Continua ad aumentare la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili non programmabili (eolica e fotovoltaica) nonché la produzione di energia elettrica da generazione distribuita. Tuttavia, l'incidenza delle fonti rinnovabili sul totale della produzione lorda di energia elettrica è stata pari al 35,4% nel 2022, in calo rispetto al 40,2% nel 2021 per effetto della minore disponibilità idrica.

La potenza efficiente lorda, dopo aver subito una decrescita in anni recenti per via dalla dismissione o messa in conservazione di impianti termoelettrici anche di elevata taglia e di una più moderata crescita di impianti alimentati da fonti rinnovabili, appare in nuovo aumento per effetto dell'installazione di impianti eolici e fotovoltaici, raggiungendo nel 2022 una capacità installata di 123,3 GW, a fronte dei 119,8 GW del 2021. Il 49,5% della potenza efficiente lorda complessiva è attribuibile alle fonti rinnovabili ed è in continua crescita (era il 48,4% nel 2021), soprattutto per le nuove installazioni di impianti fotovoltaici (+2,5 GW nel 2022).

Per quanto riguarda la produzione termoelettrica, il 2022, rispetto all'anno precedente, anche per effetto delle soluzioni adottate al fine di diminuire l'utilizzo di gas, è stato caratterizzato da una riduzione della produzione termoelettrica da gas naturale che comunque rimane il combustibile prevalente nel settore termoelettrico (rappresenta il 49,8% della produzione lorda totale di energia elettrica nazionale), da un aumento della produzione da carbone (+ 8,6 TWh) e da un più moderato aumento della produzione da olio combustibile (+1,1 TWh).

2. Effetti del nuovo mix produttivo sul sistema elettrico

Si rileva tuttora in crescita il trend già osservato nelle precedenti Relazioni in quanto in tutte le aree del paese aumenta la porzione di carico soddisfatta dalla generazione distribuita e dalle fonti rinnovabili non programmabili (in particolare impianti eolici e fotovoltaici) e aumenta la pendenza del profilo di carico residuo nelle ore preserali.

Ciò comporta una crescente esigenza di disporre di risorse in grado di attivare azioni rapide di bilanciamento (tra domanda e offerta di energia elettrica), realizzate da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di risposta e trascurabili vincoli di permanenza in servizio notte/giorno.

Nella zona Sud, in molte ore, la produzione da impianti fotovoltaici ed eolici è stabilmente superiore rispetto al carico totale, anche nei giorni lavorativi. Qualora tale produzione non possa essere trasportata altrove e qualora nelle zone limitrofe non vi siano impianti al minimo tecnico sufficienti per compensare l'eventuale venire meno delle fonti aleatorie, si renderebbe necessario un intervento di riduzione della produzione da fotovoltaici ed eolici.

I sistemi di accumulo in una siffatta situazione potrebbero dare importanti contributi: assorbendo energia elettrica eccedentaria nelle ore diurne, essi contribuiscono a ridurre il rischio di distacco della generazione non programmabile e, immettendo energia elettrica nelle ore preserali, contribuiscono a coprire la ripida rampa del carico residuo riducendo la necessità di altri impianti di produzione programmabili.

L'anno 2022, ha fatto registrare una riduzione dell'esigenza, da parte di Terna, di ricorrere alle azioni di modulazione degli impianti non programmabili per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Per quanto riguarda gli impianti eolici di elevata taglia, per i quali le modulazioni assumono maggiore rilievo rispetto alle altre tipologie impiantistiche, l'energia elettrica non prodotta per effetto delle limitazioni imposte da Terna è stimata in 301 GWh, pari al 1,5% della totale produzione eolica del medesimo anno. I valori degli anni precedenti sono stati significativamente superiori (491 GWh nel 2021, 822 GWh nel 2020, circa 500 GWh in ciascuno dei tre anni precedenti). Tale miglioramento si è realizzato per effetto di alcuni interventi di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale nelle aree caratterizzate da elevata densità di potenza eolica installata, della prosecuzione degli interventi afferenti al Dynamic Thermal Rating e ottimizzazione dell'utilizzo degli asset in tempo reale per assicurare il massimo ritiro possibile dell'energia eolica prodotta in sicurezza.

Infine, in relazione al profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima (MGP), si conferma quanto già verificato negli anni precedenti, e cioè che attualmente i prezzi più alti si formano nelle ore preserali (17-21), ovvero nelle ore in cui viene progressivamente meno la produzione fotovoltaica. Nel 2022, il PUN medio orario è notevolmente aumentato, rispetto agli anni precedenti, per effetto degli elevati prezzi del gas naturale, mentre il profilo di prezzo è rimasto pressoché costante.

3. Evoluzione delle richieste di connessione

Il trend sopra descritto, specialmente in zona sud, diverrà più marcato nei prossimi anni se si osservano le richieste di connessioni degli impianti di produzione alle reti elettriche, oggetto di forte crescita negli ultimi anni.

Per quanto riguarda le reti MT e BT, nel 2021 si sono registrate circa 144.000 richieste (circa 73.000 nel 2020) per una potenza di circa 13,5 GW e nel 2022 si sono registrate circa 355.000 richieste per una potenza di circa 26,3 GW. Analogamente, si è assistito a un aumento dei preventivi accettati: con riferimento alle richieste di connessione effettuate negli ultimi due anni oggetto dell'analisi, sono stati accettati circa 113.000 preventivi nel 2021 e quasi 290.000 preventivi nel 2022 a cui corrispondono, rispettivamente, una potenza di circa 4,3 GW e di 6,8 GW.

In relazione alle connessioni degli impianti di produzione alle reti elettriche di alta e altissima tensione (sia su rete di trasmissione nazionale sia su reti di distribuzione), nel 2021 sono state presentate 2.293 richieste di connessione per un valore di potenza complessivo pari a circa 155 GW, mentre nel 2022 sono state presentate 3.523 richieste di connessione per un valore di potenza complessivo pari a circa 262 GW. In modo analogo, negli ultimi due anni si è verificato un notevole incremento dei preventivi accettati, 574 per una potenza di poco meno di 30 GW nel 2021 e 890 per una potenza di poco meno di 44 GW nel 2022.

Occorre tuttavia notare che, soprattutto nel caso di richieste di connessione in alta e altissima tensione, non a tutti i preventivi accettati corrisponde la realizzazione e l'attivazione della corrispondente connessione, per effetto degli esiti negativi dei relativi iter autorizzativi, della rinuncia da parte dei soggetti richiedenti la connessione ovvero del mancato rispetto delle diverse tempistiche in capo ai produttori previste dalla regolazione vigente.

Questi numeri afferenti agli anni 2021 e 2022, nonché i dati preliminari relativi ai primi mesi del 2023, confermano che negli ultimi due anni (in particolare nel 2022) il carico di lavoro in capo ai gestori di rete è stato molto elevato e difficilmente programmabile rispetto ai dati storici nonché alle previsioni di installazione di nuovi impianti di produzione.

Per quanto riguarda le imprese distributrici, per effetto del rilevante aumento delle pratiche da gestire, nel 2022 è stato evidenziato un generale aumento delle tempistiche medie delle imprese distributrici nel 2022 rispetto agli anni precedenti. A fronte dei ritardi rispetto alle tempistiche previste dalla regolazione vigente, sono stati riconosciuti indennizzi automatici per un totale pari a quasi 4.000.000 euro, circa 6/7 volte in più rispetto agli importi tipici degli anni precedenti. Tuttavia, i ritardi che hanno comportato l'erogazione di tali indennizzi automatici non sono comunque stati tali da registrare tempi medi per le diverse prestazioni superiori rispetto alle prescrizioni della regolazione vigente.

4. Apertura sperimentale del Mercato per il Servizio di Dispacciamento alle unità precedentemente escluse

Prosegue l'azione regolatoria dell'Autorità finalizzata a fare in modo che anche gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili e di generazione distribuita nonché la

domanda partecipino attivamente al funzionamento del sistema elettrico, anche attraverso la fornitura dei servizi ancillari.

Attualmente, allo scopo, sono ancora in corso alcune sperimentazioni, destinate a confluire nel Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico.

Tra di esse, la principale è il progetto pilota UVAM, relativo alle unità virtuali (cioè aggregate) abilitate miste: esse sono unità di produzione, ivi inclusi eventuali sistemi di accumulo, e/o unità di consumo che possono essere aggregate ai fini dell'erogazione di servizi ancillari.

I numeri confermano una sostanziale stabilità nella consistenza delle UVAM (non vi sono modifiche di ordini di grandezza sul numero di UVAM, sul numero di aggregatori o sul numero di unità partecipanti), che rimangono per lo più concentrate in zona nord.

Nel 2022 si registra la tendenza ad un aumento della dimensione degli aggregati: infatti ogni UVAM aggrega mediamente 12,3 unità (al 31 dicembre 2021 risultavano 8,9 unità per UVAM) e 2 UVAM hanno più di 400 unità. Al 31 dicembre 2022 risultano 209 UVAM composte da 2576 unità circa equamente ripartite tra unità di produzione e unità di consumo, con una potenza abilitata a salire pari a 1108 MW e una potenza abilitata a scendere di 147 MW.

Un altro trend interessante riguarda la contrattualizzazione a termine delle risorse: nel 2022 alcuni prodotti proposti sono stati solo parzialmente allocati o non allocati del tutto, anche per effetto degli elevati prezzi riscontrati sui mercati spot.

Nel 2022, rispetto all'anno precedente, sono inoltre diminuite anche le offerte presentate sia dalle UVAM non contrattualizzate, sia, in misura maggiore, dalle UVAM contrattualizzate.

Ciò nonostante, le offerte accettate relative a UVAM sono in crescita, pur restando limitate anche per effetto dei prezzi offerti che continuano ad essere piuttosto elevati. Per quanto riguarda il servizio di bilanciamento a salire (che resta il servizio maggiormente erogato dalle UVAM), nel periodo 1 luglio 2021 – 31 dicembre 2022 sono state accettate offerte per l'1,2% dei volumi complessivamente offerti: tale incidenza era pari allo 0,09% delle quantità offerte nel periodo 1 aprile 2020 - 30 giugno 2021 e allo 0,24% delle quantità offerte nel periodo gennaio-giugno 2021.

Nel 2022 si osserva un significativo aumento dell'attività da parte di UVAM non contrattualizzate, per le quali le offerte accettate rappresentano più di un terzo (37,2%, contro il 9,2% del secondo semestre 2021) delle offerte complessivamente accettate sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento e relative a UVAM.

Complessivamente, nel periodo 1 luglio 2021 – 31 dicembre 2022, in relazione alle UVAM sono state accettate offerte a salire per 10.979 MWh (di cui 8.250 MWh afferenti al 2022) e offerte a scendere per 115 MWh (di cui 106 MWh afferenti al 2022).

Per quanto riguarda l'affidabilità delle UVAM selezionate nel periodo 1 luglio 2021 – 31 dicembre 2022, è stato riscontrato un indice di performance medio (inteso come rapporto percentuale tra le quantità fornite e le quantità accettate) pari al 75,6%.

5. Regimi commerciali speciali e strumenti incentivanti

I costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili per l'anno 2021 sono pari a circa 10,5 miliardi di euro, mentre per l'anno 2022 sono pari a circa 6,4 miliardi di euro.

A fronte di una sostanziale parità di energia elettrica incentivata negli ultimi 6 anni, intorno a 60 TWh (e più bassa nel 2022 per effetto della minore produzione idroelettrica), si nota un aumento dei costi di incentivazione nel 2020 a causa della riduzione del prezzo di mercato dell'energia elettrica, seguito da una riduzione nel 2021 e, soprattutto, nel 2022 a causa dell'aumento del prezzo di mercato dell'energia elettrica.

Infatti, in generale, per i diversi strumenti incentivanti, occorre tenere conto della produzione effettiva degli impianti di produzione ammessi a beneficiare degli incentivi (che dipende dall'effettiva disponibilità della fonte), del periodo di diritto all'incentivo e delle caratteristiche dei diversi strumenti incentivanti: i costi di alcuni strumenti di incentivazione, infatti, dipendono dai prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica (questi ultimi, nel corso del 2022, si sono rivelati più elevati rispetto a quelli registrati negli anni precedenti).

Più in dettaglio:

- il provvedimento Cip 6 ha terminato i suoi effetti nel 2021. Nel 2022 è stato effettuato l'ultimo riconoscimento di oneri derivanti dall'acquisto di quote di emissione di CO₂;
- l'energia elettrica che beneficia degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi sarà in riduzione a decorrere dal 2023 per effetto del progressivo termine del periodo incentivante per i produttori che hanno ottenuto tale diritto, fino ad azzerarsi nel 2027. Il valore unitario degli incentivi è correlato al prezzo medio di mercato dell'anno precedente: per questo motivo, a sostanziale parità di energia incentivata, il costo per la collettività derivante degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi è inferiore nel 2022 rispetto al 2021 e sarà nullo nel 2023;
- l'energia elettrica che beneficia delle *feed in tariff* di cui alla Legge 244/07 è attesa stazionaria fino al 2023 e, successivamente, sarà in marcata riduzione per effetto del progressivo termine del periodo incentivante per i produttori che hanno ottenuto tale diritto, fino ad azzerarsi nel 2027. Il costo per la collettività di tale strumento incentivante dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica (per questo motivo, a sostanziale parità di energia incentivata, è inferiore nel 2021 rispetto al 2020 ed è diventato negativo nel 2022 in quanto i ricavi di vendita di tale energia da parte del GSE hanno superato i costi sostenuti per il ritiro);
- l'energia elettrica che beneficia dei *feed in premium fissi* (prodotta da impianti fotovoltaici ammessi ai primi 4 conti energia) è attesa stazionaria fino al 2025; inizierà a diminuire, soprattutto dal 2027, fino ad azzerarsi nel 2032. Il costo per la collettività di tali strumenti incentivanti non dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica ed è pertanto solo correlato all'energia prodotta: esso resterà pari o prossimo a 6 miliardi di euro annui almeno fino al 2025;

- l'energia elettrica che beneficia del V conto energia per impianti fotovoltaici e dei nuovi strumenti incentivanti (di cui al Decreto Interministeriale 6 luglio 2012, al Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 e, più recentemente, Decreto Interministeriale 4 luglio 2019) è attesa complessivamente in crescita per effetto dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti ammessi a beneficiare del più recente decreto. Il costo per la collettività dipende dalla tipologia di strumento incentivante. In particolare:
 - a) se l'incentivo è di tipo *feed in tariff*, il costo per la collettività dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e diventa negativo nei casi in cui i ricavi di vendita di tale energia da parte del GSE superano i costi sostenuti per il ritiro;
 - b) se l'incentivo è di tipo *feed in premium variabile a una via*, il costo per la collettività dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e può al più diventare nullo nei casi in cui i prezzi di mercato all'ingrosso superano la "tariffa base" riconosciuta ai produttori;
 - c) se l'incentivo è di tipo *feed in premium variabile a due vie*, il costo per la collettività dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e diventa negativo nei casi in cui i prezzi di mercato all'ingrosso superano la "tariffa base" riconosciuta ai produttori.

Per quanto detto, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili per l'anno 2022 (pari a circa 6,4 miliardi di euro), per effetto degli elevati prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, sono quasi tutti attribuibili agli impianti fotovoltaici che beneficiano dei *feed in premium fissi*.

6. Configurazioni che consentono la valorizzazione dell'autoconsumo

Per quanto riguarda le configurazioni che consentono la valorizzazione dell'autoconsumo di energia elettrica, nel 2022 è stata registrata una crescita dei sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC): essi, al 31 dicembre 2022, risultano pari a 1.190.237 (di cui 896.684 in scambio sul posto - SSP), a fronte dei 899.975 sistemi presenti al 31 dicembre 2020.

La potenza degli impianti di produzione installati in tali SSPC è pari a 21,56 GW (di cui 7,8 GW riferita ai SSP), a fronte dei 17,7 GW presenti al 31 dicembre 2020; l'energia elettrica consumata in sito nei SSPC è stimabile in circa 26,3 TWh (di cui 3,7 TWh attribuibile ai SSP), a fronte dei 23,2 TWh del 2020.

Inoltre, iniziano a diffondersi le comunità di energia rinnovabile e i gruppi per l'autoconsumo collettivo in edifici e condomini, seppur con numeri piuttosto limitati. Risulta, infatti, che il GSE, alla data del 15 giugno 2023, ha accolto richieste per 21 comunità di energia rinnovabile (con 28 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva di circa 430 kW) e 53 gruppi per l'autoconsumo collettivo in edifici e condomini (con 67 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva di circa 1,1 MW).

In relazione all'anno 2022, sulla base dei primi dati preliminari disponibili, risulta che l'energia elettrica complessivamente autoconsumata sia circa pari a 183 MWh nell'ambito di gruppi per l'autoconsumo collettivo e circa pari a 72 MWh nell'ambito delle comunità di energia rinnovabile.