



**UNIVERSITA' POLITECNICA DELLE MARCHE**

**FACOLTA' DI INGEGNERIA**

---

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica

**Comunità energetiche, autoconsumo a distanza ed idrogeno:  
analisi delle nuove frontiere del fotovoltaico, studio e valutazione  
di un impianto e dei suoi meccanismi di incentivazione**

**Energy communities, remote self-consumption and hydrogen:  
analysis of the new frontiers of photovoltaics, study and  
evaluation of a plant and its incentive mechanisms**

Relatore: Chiar.mo  
Prof. Polonara Fabio

Tesi di Laurea di:  
Christian Barzetti

Correlatore  
Prof.ssa Barbara Marchetti  
Ing. Luciano Greco

A.A. 2023/2024



# SOMMARIO

1. Introduzione.....	1
2. Legislazione e meccanismi incentivanti.....	2
Il percorso legislativo verso le fonti rinnovabili .....	2
Il panorama attuale europeo ed italiano .....	9
Meccanismi di incentivazione.....	35
Decreto FER-1, FER-2 e FER-X .....	35
Scambio sul posto.....	38
Ritiro dedicato .....	39
Autoconsumo diffuso e condivisione dell'energia rinnovabile .....	40
Sistemi di accumulo .....	56
Infrastrutture di ricarica.....	57
3. Fotovoltaico.....	59
Introduzione .....	59
Energia solare .....	60
La cella ed il modulo fotovoltaico .....	61
L'impianto fotovoltaico.....	67
Inverter: tipologie di sistemi e tecnologia mppt.....	70
Utilizzo e vantaggi del fotovoltaico .....	73
Futuri sviluppi .....	74
4. Idrogeno.....	76
Cos'è l'idrogeno .....	76
Produzione dell'idrogeno .....	78
Idrogeno verde: tecnica e tecnologia .....	82
Tipologie di elettrolizzatori .....	83
Utilizzo e vantaggi dell'idrogeno.....	89
Futuri sviluppi .....	93
5. Progetto .....	96
Descrizione del progetto .....	96

Introduzione.....	96
Configurazione ed incentivazione.....	97
Fabbisogno energetico del condominio .....	99
Specifiche impianto.....	100
Valutazione del progetto.....	101
Stima dei costi .....	101
Piano di rientro dall'investimento .....	102
6. Conclusioni.....	105
Bibliografia.....	107

# 1. INTRODUZIONE

La crescente consapevolezza della necessità di una transizione energetica sostenibile ha portato a un'attenzione sempre maggiore verso le fonti energetiche rinnovabili. Le crisi energetiche globali, le pressioni per ridurre le emissioni di gas serra e le normative europee e nazionali stanno guidando i paesi verso lo sviluppo di soluzioni innovative per soddisfare la domanda energetica in modo sostenibile. In questo contesto, il fotovoltaico e l'idrogeno si affermano come due delle tecnologie più promettenti per ridurre la dipendenza dalle fonti fossili e favorire la decarbonizzazione.

L'obiettivo principale di questa tesi è stato quello di analizzare le nuove frontiere del fotovoltaico e le potenzialità dell'idrogeno come possibile vettore di energia descrivendone le diverse tipologie, considerando sia gli aspetti tecnologici che quelli economici; a tale scopo è stato esaminato il contesto legislativo italiano ed europeo, con particolare attenzione ai meccanismi incentivanti come i diversi decreti riguardanti le fonti energetiche rinnovabili (FER), che svolge un ruolo cruciale nel promuovere l'adozione di queste tecnologie.

Partendo, quindi, da uno studio sulla panoramica del quadro normativo e degli incentivi disponibili sono stati analizzati il funzionamento e i benefici dell'energia solare e quindi degli impianti fotovoltaici.

In particolare, in questa tesi sono state esaminate le configurazioni delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) quelle di autoconsumo e quelle di autoconsumo diffuso; queste configurazioni, supportate da un quadro normativo in continua evoluzione, rappresentano una soluzione innovativa per promuovere la produzione e la condivisione di energia pulita, riducendo i costi energetici e contribuendo al raggiungimento degli obiettivi climatici.

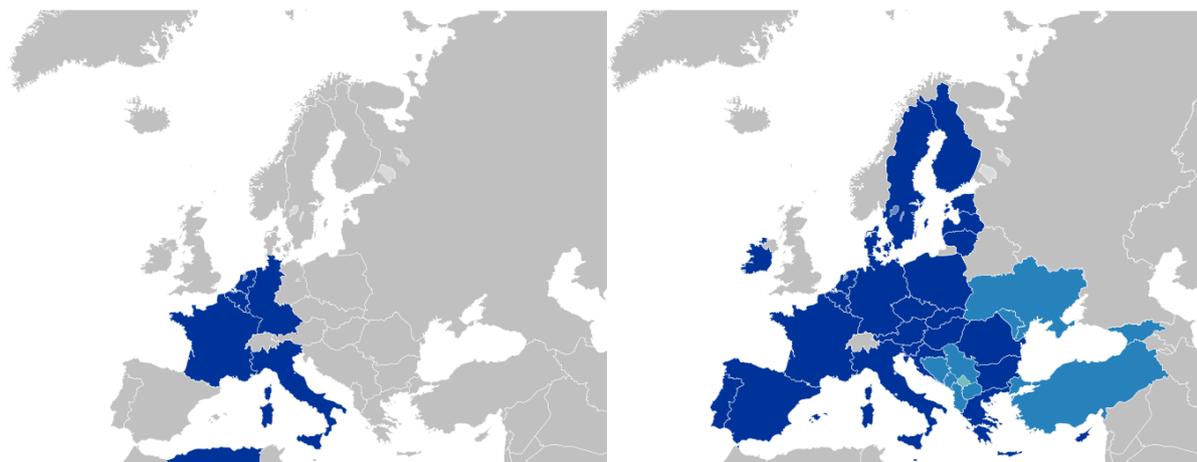
Allo scopo di mostrare il funzionamento e i benefici delle configurazioni sopra menzionate, è stato illustrato un progetto applicativo in cui viene considerata la configurazione di un impianto fotovoltaico per un complesso residenziale, con una stima dei costi e del ritorno dell'investimento.

L'obiettivo ultimo di questo lavoro di tesi è stato, dunque, dimostrare come le energie rinnovabili possano giocare un ruolo chiave nella transizione verso un sistema energetico più sostenibile, offrendo al contempo benefici non solo in termini ambientali, ma anche economici e sociali.

## 2. LEGISLAZIONE E MECCANISMI INCENTIVANTI

### IL PERCORSO LEGISLATIVO VERSO LE FONTI RINNOVABILI

A causa delle crisi petrolifere del 1973 e del 1979, la problematica energetica è andata a rivestire un ruolo fondamentale per lo sviluppo socioeconomico ed il benessere dei Paesi industrializzati. L'Unione Europea è apparsa in ritardo nello stabilire solide basi per una politica energetica comune: il fatto che la questione energetica sia rimasta fuori dal Trattato di Maastricht (il trattato che ha istituito l'Unione Europea) ha contribuito a generare profonde lacune nell'azione comunitaria in un settore per lo più considerato ad esclusivo appannaggio delle sovranità nazionali degli Stati membri. La politica energetica comunitaria si somma quindi alle varie politiche degli Stati membri a volte esprimendo direttive cogenti per tutti, altre negoziando posizioni comuni, e più spesso elaborando documenti di indirizzo e orientamento non supportati da un reale potere di coordinamento (Figura 1).



*Figura 1: Allargamento della U.E. dal 1957 ad oggi (in azzurro i paesi candidati all'ingresso in U.E.) (1).*

L'esplosione della questione ambientale ha contribuito a dare sostanza ai tentativi di legittimare un ruolo di coordinamento comunitario in materia energetica: la natura globale del problema ambientale, congiuntamente alle strette relazioni con il governo della materia energetica ha infatti suggerito un approccio che oltrepassi necessariamente la mera dimensione di tipo nazionale.

Nel 1997 l'Unione Europea ha fatto il primo passo in questo senso con la pubblicazione del "Libro Bianco per una strategia ed un piano d'azione delle Comunità". In questo documento vengono indicate le fonti energetiche rinnovabili come energia per il futuro (Figura 2) (2).

<b>Fonte Energetica Rinnovabile</b>	<b>1997</b>		<b>2006</b>		<b>2008 - 2012</b>	
	Mwe	Mtep	Mwe	Mtep	Mwe	Mtep
<b>Idroelettrico</b>	<b>16129</b>	<b>9 152</b>	<b>17100</b>	<b>9 772</b>	<b>18000</b>	<b>10 362</b>
<i>maggiore di 10 MW</i>	13942	7.365	14500	7.656	15000	7.92
<i>minore di 10 MW</i>	2187	1.787	2600	2.116	3000	2.442
<b>Geotermia</b>	<b>559</b>	<b>0 859</b>	<b>700</b>	<b>1 132</b>	<b>800</b>	<b>1 294</b>
<b>Eolico</b>	<b>119</b>	<b>0 016</b>	<b>1400</b>	<b>0 616</b>	<b>2500</b>	<b>1 1</b>
<b>Fotovoltaico</b>	<b>16</b>	<b>0 003</b>	<b>100</b>	<b>0 024</b>	<b>300</b>	<b>0 073</b>
<b>Biomasse e Biogas</b>	<b>192</b>	<b>0 125</b>	<b>800</b>	<b>1 056</b>	<b>2300</b>	<b>3 036</b>
<b>Rifiuti</b>	<b>89</b>	<b>0 055</b>	<b>500</b>	<b>0 55</b>	<b>800</b>	<b>0 88</b>
<b>TOTALE</b>	<b>17104</b>	<b>10 21</b>	<b>20600</b>	<b>13 15</b>	<b>24700</b>	<b>16 75</b>

Figura 2: Previsioni del Libro Bianco: 25% di produzione da FER (fonte energetica rinnovabile) entro il 2010 (3). T.E.P. (Tonnellate equivalenti di petrolio): Unità convenzionale usata nei bilanci energetici per esprimere in una unità di misura comune tutte le fonti energetiche.

Nel 2000, con la pubblicazione del “Libro Verde verso una strategia Europea per la sicurezza dell’offerta dell’energia” (4). La Commissione affronta le principali questioni legate alla costante crescita della dipendenza energetica europea: sfide legate ai cambiamenti climatici e al mercato interno dell'energia, azioni sull'offerta e sulla domanda di risorse energetiche, posto delle energie rinnovabili e del nucleare. Il Libro Verde propone di elaborare una strategia di sicurezza dell'approvvigionamento destinata a ridurre i rischi legati a questa dipendenza esterna.

Lo stesso anno fu lanciato dalla Commissione dell'Unione Europea il Programma Europeo sul Cambiamento del Clima (ECCP). L'obiettivo dell'ECCP è di identificare, sviluppare e implementare tutti gli elementi necessari di una strategia europea per implementare il Protocollo di Kyoto.

In questo contesto nel 2001 viene pubblicata la Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Questa direttiva mira a promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato interno e a creare le basi per un futuro quadro comunitario in materia. Gli Stati membri si impegnano ad adottare misure appropriate atte a promuovere l'aumento del consumo di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili entro il 2010; vengono posti degli obiettivi indicativi nazionali e comunitari di consumo di energia elettrica da fonti rinnovabili (per l'Italia 25%) (Figura 3) e viene introdotta la possibilità per gli Stati membri di applicare diversi meccanismi di sostegno delle fonti

rinnovabili. Inoltre, si introduce un sistema di garanzia di origine per l'elettricità e la possibilità per gli Stati membri di garantire un accesso prioritario alla rete all'elettricità prodotta da fonti rinnovabili.

<b>Nazione</b>	<b>Produzione IAFR nel 1997 (TWh)</b>	<b>%IAFRsul C.I.L. nel 1997</b>	<b>%IAFR sul C.I.L. al 2010</b>
Belgio	0.86	1.1	6
Danimarca	3.21	8.7	29
Germania	24.91	4.5	12.5
Grecia	3.94	8.6	20.1
Spagna	37.15	19.9	29.4
Francia	66	15	21
Irlanda	0.84	3.6	13.2
<b>Italia</b>	<b>46.46</b>	<b>16</b>	<b>25</b>
Lussemburgo	0.14	2.1	5.7
Paesi Bassi	3.45	3.5	9
Austria	39.05	70	78.1
Portogallo	14.3	38.5	39
Finlandia	19.03	24.7	31.5
Svezia	72.03	49.1	60
Regno Unito	7.04	1.7	10
<b>UE15</b>	<b>338.41</b>	<b>13.9</b>	<b>22</b>

*Figura 3: Valori di riferimento per gli obiettivi indicativi nazionali degli Stati membri relativi al contributo dell'elettricità (3). IAFR: Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili; C.I.L.: Consumo Interno Lordo di elettricità.*

La direttiva viene attuata con il D.Lgs.29/12/2003 n.387 assieme ad una razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative (Autorizzazione Unica: art.5 del D.Lgs. n.28/2011 e art.12 del D.Lgs. 387/2003) e altre semplificazioni atte a velocizzare la burocrazia riguardo realizzazione, connessione e varianti urbanistiche per la realizzazione di opere di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Viene quindi introdotto il Conto Energia, il primo di una lunga serie. Questo meccanismo è diventato operativo con l'entrata in vigore del D.M. 28/07/2005 e del D.M. 06/02/2006 che hanno introdotto il sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica.

Con il D.M. 19/02/2007 (II Conto Energia) sono state introdotte alcune novità come l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta dall'impianto, la semplificazione delle regole di accesso alle tariffe incentivanti e la differenziazione delle tariffe anche in funzione del tipo di integrazione

architettonica e della taglia dell'impianto. È stato inoltre previsto un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia.

Nel 2009 viene approvata la Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Questa direttiva:

- Stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili (Figura 4);
- Fissa obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti;
- Detta norme relative ai trasferimenti statistici tra gli Stati membri, ai progetti comuni tra gli Stati membri e con i paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative, all'informazione e alla formazione nonché all'accesso alla rete elettrica per l'energia da fonti rinnovabili;
- Fissa criteri di sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi;
- il fine della direttiva è quello di raggiungere entro il 2020 l'obiettivo comunitario del 20% di energia da fonti rinnovabili sul consumo energetico finale lordo.

	Quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia, 2005 (S <sub>2005</sub> )	Obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia, 2020 (S <sub>2020</sub> )
Belgio	2,2 %	13 %
Bulgaria	9,4 %	16 %
Repubblica ceca	6,1 %	13 %
Danimarca	17,0 %	30 %
Germania	5,8 %	18 %
Estonia	18,0 %	25 %
Irlanda	3,1 %	16 %
Grecia	6,9 %	18 %
Spagna	8,7 %	20 %
Francia	10,3 %	23 %
Italia	5,2 %	17 %
Cipro	2,9 %	13 %
Lettonia	32,6 %	40 %
Lituania	15,0 %	23 %
Lussemburgo	0,9 %	11 %
Ungheria	4,3 %	13 %
Malta	0,0 %	10 %
Paesi Bassi	2,4 %	14 %
Austria	23,3 %	34 %
Polonia	7,2 %	15 %
Portogallo	20,5 %	31 %
Romania	17,8 %	24 %
Slovenia	16,0 %	25 %
Repubblica slovacca	6,7 %	14 %
Finlandia	28,5 %	38 %
Svezia	39,8 %	49 %
Regno Unito	1,3 %	15 %

*Figura 4: Obiettivi nazionali generali per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale (5).*

Il recepimento della direttiva nell'ordinamento nazionale italiano è stato previsto con la legge n. 96/2010 che ha indicato i principi ed i criteri direttivi ai quali il Governo dovrà attenersi, attuata poi con il D.Lgs. 03/03/2011 n.28.

Con il D.M. 6/07/2012 viene definito il nuovo sistema di incentivi per la produzione di energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche, poi ripreso e modificato dal D.M 23/06/2016.

Con il D.M. 6/8/2010 (III Conto Energia) viene cambiata la classificazione degli impianti fotovoltaici e vengono definiti limiti di potenza incentivabile in relazione al tipo di impianto. Si è tenuto in considerazione la significativa riduzione del costo dei componenti fotovoltaici, prevedendo una progressiva diminuzione della

tariffa incentivante. L'obiettivo nazionale è quello di installare complessivamente 8000 MW di potenza nominale (di picco) fotovoltaica entro il 2020.

Il IV conto energia viene introdotto con Il D.M 5/05/2011 che stabilisce le regole per l'accesso agli incentivi per l'installazione di impianti fotovoltaici nel periodo 2011 - 2016. L'ulteriore riduzione delle tariffe incentivanti rispetto al terzo conto energia è stata prevista sia per allinearsi alle direttive della Comunità Europea, sia per adeguare gli incentivi al progredire della tecnologia e dei relativi risparmi per l'installazione di nuovi impianti fotovoltaici.

Il meccanismo di incentivazione, rivisto dal DM 23/06/2016, prevede diverse modalità di accesso alla incentivazione secondo categorie di impianti differenziati in base alla potenza: inferiore a 1kW si ha l'accesso diretto agli incentivi (per il fotovoltaico tale limite è innalzato a 20 kW); compresa fra 1 e 100kW si ha l'accesso agli incentivi regolato dall'iscrizione ad un registro con tariffa onnicomprensiva e ritirata dal gestore; compresa fra 100 e 1000kW si ha accesso agli incentivi vincolato dall'iscrizione al registro e la produzione rimane nella disponibilità del produttore; infine per una potenza superiore a 1000kW è previsto il meccanismo delle aste a ribasso. Gli incentivi non possono essere erogati senza tener conto del costo annuo degli stessi, visto che incidono sul bilancio dello stato.

Con il V Conto Energia (D.M. 5/07/2012) termina l'emanazione di un nuovo piano di incentivi sull'energia prodotta, sostituito però dalla possibilità di detrazione per ristrutturazioni edilizie e mantenendo la possibilità sia di vendere l'energia autoprodotta in eccesso oltre alla copertura parziale o totale dei propri consumi elettrici, sia di accedere al meccanismo dello scambio sul posto.

In continuità con il D.M. 06/07/2012 e il D.M. 23/06/2016, da cui eredita parte della struttura, il D.M. 04/07/2019 ha il fine di promuovere, attraverso un sostegno economico, la diffusione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di piccola, media e grande taglia. Lo schema di decreto accoglie alcune delle proposte a partire da una maggiore attenzione a piccoli impianti in autoconsumo. Ad oggi l'accesso agli incentivi è regolato da questo decreto, chiamato FER-1.

Nel 2016 il pacchetto promosso dall'unione europea chiamato "Clean energy for all europeans" (6) viene adottato con l'obiettivo per il 2030 di mantenere l'UE quale leader globale nelle fonti energetiche rinnovabili. In questo pacchetto è compresa la Direttiva 2018/2001 del Parlamento Europeo e del consiglio del 11 dicembre 2018 sulla promozione delle fonti energetiche rinnovabili (RED II).

Questa direttiva stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e fissa un obiettivo vincolante dell'Unione per la quota complessiva di energia consumata da fonti rinnovabili nel 2030. Detta anche norme relative al sostegno finanziario per l'energia elettrica da fonti rinnovabili, all'autoconsumo di tale energia elettrica, all'uso di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e raffrescamento, e nel settore dei trasporti, alla cooperazione regionale tra gli Stati membri e tra gli Stati membri e i paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative e all'informazione e alla formazione.

Il piano nazionale per l'energia e il clima, in cui sono rappresentati gli obiettivi dell'Italia, è stato adottato a gennaio 2020 dal Ministero dello Sviluppo Economico, dal Ministero dell'Ambiente e dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti e contiene misure di sostegno per il settore elettrico, per il settore termico e per il settore dei trasporti.

Il Green Deal europeo (7), comunicato dalla Commissione europea l'11 dicembre 2019 al Parlamento europeo, al Consiglio europeo, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato europeo delle regioni, ha riformulato su nuove basi l'impegno ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente e permetterà di accelerare e sostenere la transizione energetica necessaria in tutti i settori e di promuovere un'economia circolare e pulita. Rendere l'Europa il primo continente al mondo a impatto climatico zero è uno degli impegni vincolanti della normativa europea sul clima. Il Green Deal europeo è un pacchetto di iniziative strategiche che mira ad avviare l'UE sulla strada di una transizione verde, con l'obiettivo ultimo di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050.

Le iniziative del Green Deal europeo comprendono in particolare il pacchetto "Pronti per il 55%" (8) che mira a tradurre in normativa le ambizioni del Green Deal in materia climatica, un nuovo regolamento che impegna l'UE e i suoi Stati membri a ridurre le emissioni nette di gas a effetto serra nell'UE di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 ed un meccanismo per una transizione giusta al fine di fornire sostegno finanziario e assistenza tecnica alle regioni più colpite dalla transizione verso un'economia a basse emissioni di CO<sub>2</sub>.

Il 18 maggio 2022, in risposta all'invasione russa dell'Ucraina, la Commissione europea ha presentato il piano REPowerEU (9) con obiettivo generale di assicurare sicurezza ed indipendenza energetica all'Europa, affrancando i consumi europei dai combustibili fossili, in particolare quelli provenienti dalla Russia. Ciascuno Stato membro dovrebbe trasmettere il proprio capitolo dedicato

al piano REPowerEU sotto forma di addendum al proprio piano per la ripresa e la resilienza. I capitoli dedicati al piano REPowerEU dovrebbero contribuire ad aumentare la quota di energie sostenibili e rinnovabili nel mix energetico e ad affrontare le strozzature delle infrastrutture energetiche.

In questo contesto è stato approvato il nuovo decreto chiamato FER-2 che intende promuovere la produzione di energia elettrica di impianti a fonti rinnovabili innovativi o con costi di generazione elevati con incentivi che consentano la realizzazione di una capacità di 4,6GW di impianti entro il 31 dicembre 2028.

È in fase di valutazione da parte della unione europea la bozza preliminare del decreto FER-X per il sostegno della produzione elettrica di impianti rinnovabili con costi vicino alla competitività di mercato, come previsto dalla direttiva europea RED II e dalla norma italiana di recepimento D.Lgs.199/2021.

## **IL PANORAMA ATTUALE EUROPEO ED ITALIANO**

### *Green Deal*

L'Europa vede nei cambiamenti climatici e il degrado ambientale una delle peggiori minacce per sé stessa ed il mondo. Per superare queste sfide, l'Unione Europea ha realizzato questa strategia chiamata Green Deal europeo in cui si pone l'obiettivo di azzerare nel 2050 la generazione di emissioni nette di gas a effetto serra, e si impegna affinché la crescita economica venga dissociata dall'uso delle risorse e affinché che nessuna persona e nessun luogo siano trascurati in questa trasformazione.

Tutti e 27 gli Stati membri sono decisi ed impegnati a far diventare l'UE il primo continente a impatto climatico zero entro il 2050, e, per raggiungere questo traguardo, hanno preso l'impegno di ridurre le emissioni di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, facendo fede gli impegni assunti nel quadro dell'accordo di Parigi.

Questo programma si estende in numerosi campi, dalla rivoluzione industriale verde alle ristrutturazioni edilizie:

- Rendere i trasporti sostenibili per tutti. Con le nuove norme sulle emissioni di CO<sub>2</sub>, entro il 2035 tutte le auto e i furgoni nuovi immatricolati in Europa saranno a emissioni zero. Le nuove auto prodotte dal 2035 saranno ad emissioni zero. A partire dal 2027, al trasporto su strada si applicherà lo scambio di quote di emissioni. La fissazione del prezzo del carbonio si applica anche al settore del trasporto aereo ed è stata estesa anche al settore marittimo.

- Guidare la rivoluzione industriale verde. Il piano industriale del Green Deal rafforza la competitività dell'industria europea e accelera la transizione verso la neutralità climatica creando un contesto più favorevole all'aumento della capacità produttiva dell'UE per le tecnologie e i prodotti a zero emissioni nette. Il piano industriale del Green Deal poggerà su quattro pilastri fondamentali: (1) un contesto normativo prevedibile e semplificato, (2) accesso più rapido ai finanziamenti (es. agevolare l'uso di fondi UE esistenti come RePowerEU, InvestEU ed il fondo per l'innovazione), (3) miglioramento delle competenze necessarie con promozioni di finanziamenti pubblici e privati e istituzione di accademie dedicate e (4) favorire un commercio aperto ed equo sulla base degli impegni assunti con i partner dell'UE e dei lavori dell'Organizzazione Mondiale del Commercio. Il contesto internazionale mette molta pressione sulla transizione pulita dell'UE, infatti le maggiori economie del mondo come gli Stati Uniti e la Cina hanno iniziato a investire in modo massiccio nelle innovazioni verdi.
- Realizzare un sistema energetico più pulito. Con il piano RePowerEU la Commissione ha presentato i suoi piani per aiutare la Unione ad aumentare la diffusione delle energie rinnovabili, risparmiare energia e diversificare l'approvvigionamento energetico. Nel marzo 2023 l'UE ha concordato una legislazione più rigorosa per aumentare la propria capacità di energie rinnovabili, innalzando al 42,5% l'obiettivo minimo vincolante per il 2030 rispetto all'attuale obiettivo del 32%, con l'ambizione di raggiungere il 45%. La riduzione del consumo energetico è essenziale per far diminuire sia le emissioni che i costi dell'energia per i consumatori e le imprese: è stato fissato un nuovo obiettivo vincolante a livello dell'UE, che consiste nel migliorare l'efficienza energetica dell'11,7% entro il 2030.
- Ristrutturare gli edifici per uno stile di vita più ecologico. La Commissione punta a raddoppiare i tassi di ristrutturazione nei prossimi dieci anni per ridurre il consumo di energia e risorse negli edifici. Per dare impulso alle ristrutturazioni necessarie, nel 2021 la Commissione ha proposto una revisione della direttiva UE sulla prestazione energetica nell'edilizia per migliorare gradualmente la prestazione energetica degli edifici in tutta Europa, tenendo debito conto dei contesti nazionali. A partire dal 2027, agli edifici si applicherà lo scambio di quote di emissioni, con il risultato di attribuire un prezzo all'inquinamento.
- Un'alleanza con la natura per proteggere il nostro pianeta e la nostra salute. Il ripristino della natura e la tutela della biodiversità offrono una soluzione rapida ed economica per assorbire e stoccare il carbonio. La strategia prevede azioni

e impegni specifici come ampliare i siti esistenti di aree marine e terrestri protette, avviare un piano dell'UE per il ripristino della natura, sbloccare finanziamenti a favore della biodiversità, introdurre misure per affrontare la sfida globale della biodiversità. Il ripristino della natura svolge un ruolo di primo piano nel limitare il riscaldamento globale catturando e stoccando carbonio, nell'adattamento ai cambiamenti climatici e nella mitigazione dell'impatto di catastrofi naturali.

- Intensificare l'azione per il clima a livello mondiale. Con gli investimenti nelle tecnologie per le energie rinnovabili stiamo sviluppando competenze e prodotti che andranno anche a vantaggio del resto del mondo. L'UE, i suoi Stati membri e la Banca Europea per gli investimenti sono il principale contributore di finanziamenti pubblici per il clima a favore delle economie in via di sviluppo, con 28,5 miliardi di euro nel 2022 (10).

#### *Pronti per il 55% (fit for 55%)*

Il pacchetto "Pronti per il 55%" (8) fa parte delle iniziative incluse nel Green Deal che mira a tradurre in normativa le ambizioni del Green Deal in materia climatica e si riferisce all'obiettivo dell'UE di ridurre le emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030.

Il pacchetto consiste in una serie di proposte volte a rivedere la legislazione in materia di clima, energia e trasporti e a mettere in atto nuove iniziative legislative per allineare la legislazione dell'UE ai suoi obiettivi climatici (Figura 5). Il pacchetto di proposte mira a fornire un quadro coerente ed equilibrato per il raggiungimento degli obiettivi climatici dell'UE, in grado di garantire una transizione giusta e socialmente equa, mantenere e rafforzare l'innovazione e la competitività dell'industria dell'UE assicurando allo stesso tempo parità di condizioni rispetto agli operatori economici dei paesi terzi e sostenere la posizione leader dell'UE nella lotta globale contro i cambiamenti climatici.

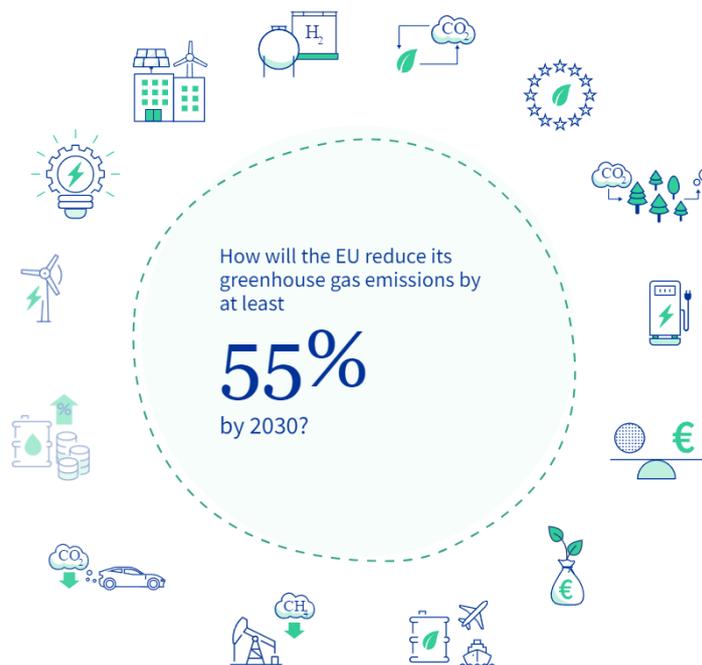


Figura 5: Proposte comprese nel pacchetto "Pronti per il 55%" (11).

Le modalità in cui l'Unione intende ottenere questo obiettivo tocca moltissimi ambiti, per il tema di questa tesi, ci si focalizzerà sui temi di maggiore interesse, quali le energie rinnovabili e l'implementazione dell'idrogeno.

### *Promozione delle energie rinnovabili*

Nel giugno 2022 gli Stati membri dell'UE in sede di Consiglio hanno concordato l'orientamento generale in merito alla proposta della Commissione di revisione della direttiva dell'UE sulla promozione delle energie rinnovabili. Nel dicembre 2022 il Consiglio ha raggiunto un accordo sulla sua posizione negoziale in relazione ad alcune modifiche mirate della direttiva, proposte nell'ambito del piano REPowerEU. Nel marzo 2023 è stato raggiunto con il Parlamento europeo un accordo provvisorio in merito alla direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili, che combina elementi di RepowerEU. Le nuove norme sono state adottate dal Consiglio nell'ottobre 2023.

La direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili verrà aggiornata per allineare gli obiettivi energetici dell'UE all'impegno di ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 55% entro il 2030 (Figura 6). Le nuove norme permetteranno di aumentare la quota di energia rinnovabile nel mix energetico dell'UE.



Figura 6: Aggiornamento dell'obiettivo (12).

Aumentare la quota di energia rinnovabile è fondamentale per ridurre l'emissione di gas serra del settore dell'energia (oggi sono il 75% di tutte le emissioni dell'unione) e offrire una alternativa alle fonti fossili importate (Figura 7) (12).

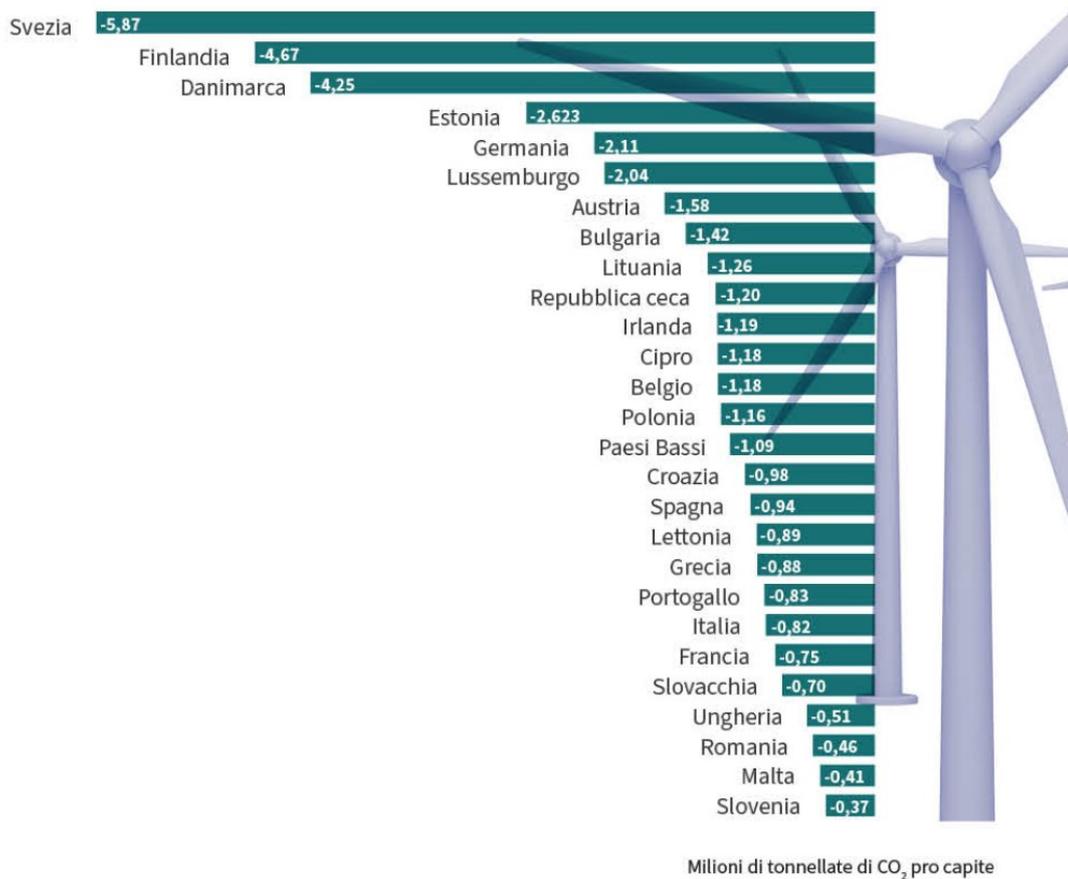


Figura 7: Emissioni evitate grazie alle F.E.R. (12).

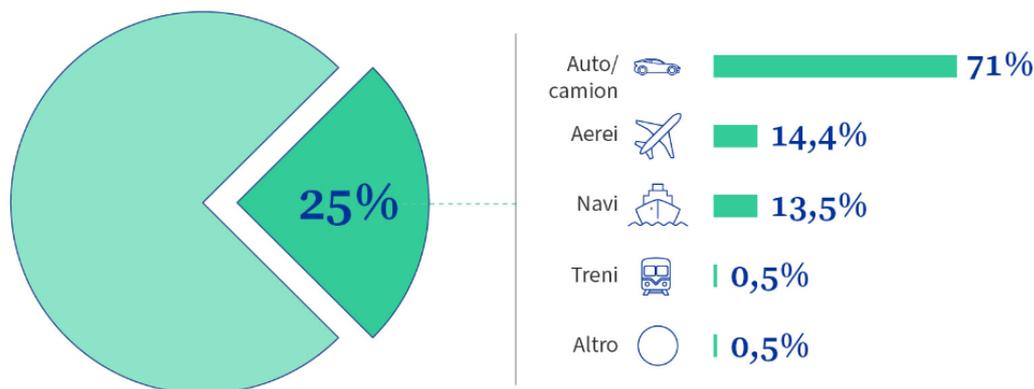
### *Passaggio dal gas di origine fossile ai gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio*

Nel dicembre 2021 la Commissione ha proposto la revisione dell'assetto del mercato del gas dell'UE nel quadro del pacchetto "Pronti per il 55%", il cui obiettivo è la graduale sostituzione del gas di origine fossile nell'UE con gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, idrogeno compreso. Il pacchetto sul mercato dell'idrogeno e del gas decarbonizzato comprende proposte di revisione del regolamento e della direttiva sul gas adottati nel 2009 e di modifica del regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas del 2017. Nel marzo 2023 gli Stati membri dell'UE hanno concordato l'orientamento generale sulle norme proposte. Nel dicembre 2023 il Consiglio e il Parlamento europeo hanno raggiunto un accordo provvisorio sulla proposta.

Le nuove norme mirano alla creazione di un mercato dell'idrogeno, competitivo e con strutture dedicate, la creazione di una rete europea di gestori di rete per l'idrogeno e scambi agevolati con altri paesi. L'obiettivo in materia di idrogeno per il 2030 è di 40GW di capacità di elettrolisi per l'idrogeno rinnovabile e 10mln di tonnellate di idrogeno rinnovabile (13).

### *Trasporti più sostenibili*

Il regolamento sull'infrastruttura per i combustibili alternativi che fa parte del pacchetto "Pronti per il 55%" stabilisce obiettivi concreti per lo sviluppo di tale infrastruttura nell'UE nei prossimi anni (Figura 8). Nel giugno 2022 gli Stati membri dell'UE, riuniti in sede di Consiglio, hanno concordato una posizione comune sulla proposta della Commissione relativa a detto regolamento. Il Consiglio e il Parlamento hanno raggiunto un accordo provvisorio in merito alla proposta nel marzo 2023. Il regolamento è stato adottato dal Consiglio nel luglio 2023.



*Figura 8: i trasporti sono responsabili di quasi il 25% delle emissioni di gas ad effetto serra nella UE (14).*

Per quanto riguarda il trasporto su strada, entro la fine del 2025 è prevista la installazione di stazioni di ricarica di energia almeno ogni 60km sulle strade principali per le autovetture ed entro la fine del 2030 anche per camion.

Si prevede l'installazione di stazioni di riferimento di idrogeno almeno ogni 200km sulle strade principali per la fine del 2023, almeno una stazione in ogni centro urbano e ciascuna stazione è progettata per distribuire 1 tonnellata di idrogeno al giorno a 700bar. Allo stesso modo anche per porti ed aeroporti è prevista la elettrificazione entro il 2030.

## PIANO PER LA TRANSIZIONE ECOLOGICA

Il Piano Nazionale di Transizione Ecologica (PTE) è la risposta italiana alla sfida che l'Unione Europea ha lanciato con il Green Deal. Il Piano di Transizione Ecologica si sviluppa a partire dalle linee già delineate dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) proiettandole al completo raggiungimento degli obiettivi al 2050.

Essendo il PTE un documento trasversale a più argomenti che riguardano l'ambiente, l'energia e il clima, nonché tutte quelle linee di indirizzo da mettere in atto per attuare una transizione "green" verso uno sviluppo sostenibile e una gestione ecologica, esso si colloca nel panorama nazionale della pianificazione e programmazione, ad armonizzare e integrare una serie di piani, programmi e strategie volte al completamento di una più ampia visione di salvaguardia dell'ambiente (Figura 9).

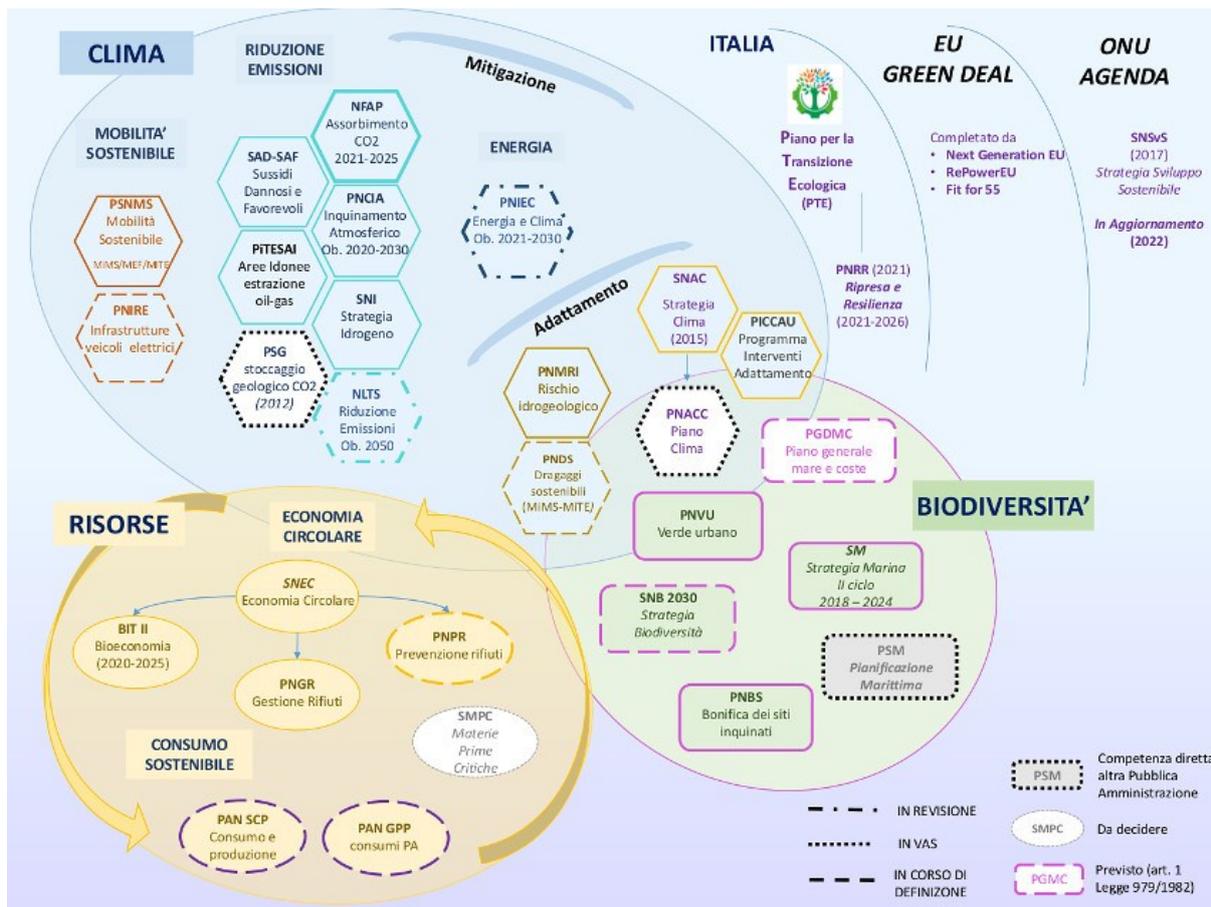


Figura 9: Rappresentazione grafica complessiva di piani, programmi e strategie che rappresentano il quadro di riferimento (15).

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza rappresenta il primo impulso all'avvio di un processo di transizione ecologica di grande portata garantendo un volume di investimenti di rilievo assoluto, pari a 222,1 miliardi di euro vincolati ad un serrato cronoprogramma che si chiuderà nel 2026. Presentato a Parlamento e Commissione europea a fine aprile 2021, il PNRR si articola su 6 missioni principali (Figura 10):

- 1) Digitalizzazione, innovazione, competitività e cultura;
- 2) Rivoluzione verde e transizione ecologica;
- 3) Infrastrutture per una mobilità sostenibile;
- 4) Istruzione e ricerca;
- 5) Inclusione e coesione;
- 6) Salute.

Il 37% delle risorse dovrà andare alla lotta al cambiamento climatico e il 20% a temi digitali. (16).

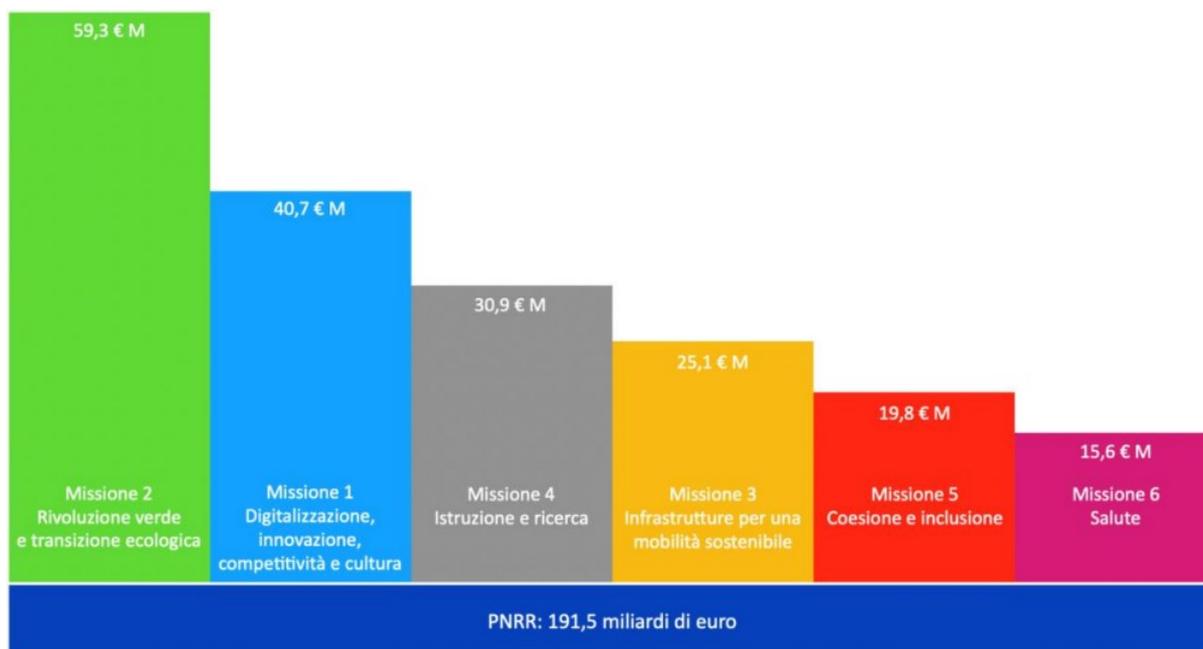


Figura 10: Ripartizioni risorse PNRR (16).

La componente con la maggior dotazione di fondi è quella relativa a transizione energetica e mobilità sostenibile. Per decarbonizzare tutti i settori coinvolti sono previsti investimenti e riforme dei procedimenti autorizzativi finalizzati a un rapido incremento della penetrazione delle energie rinnovabili. Una trasformazione che avverrà sia tramite soluzioni decentralizzate sia su scala industriale e al rafforzamento delle reti. Questo è necessario per includere e sincronizzare le nuove risorse rinnovabili e per sostenere gli effetti della decarbonizzazione degli usi finali in tutti gli altri settori. In questo quadro si inserisce anche l'avvio di soluzioni basate sull'idrogeno, in particolare nei settori "hard to abate" (HTA) dove il vettore elettrico risulta di non facile applicazione. Inoltre, si dà particolare rilievo alle filiere produttive. L'obiettivo strategico è ridurre la dipendenza tecnologica e creare una leadership nelle principali aree della transizione, promuovendo la crescita nelle tecnologie-chiave, quali il fotovoltaico, gli elettrolizzatori, le celle a combustibile e le batterie.

L'8 dicembre 2023, il Consiglio "Economia e finanza" (ECOFIN) ha approvato la revisione del PNRR italiano, introducendo il nuovo capitolo REPowerEU come missione 7. La revisione ha coinvolto tutto il Piano, modificando il numero di investimenti e i termini temporali e finanziari degli interventi. Le risorse sono state riallocate tra le diverse Missioni, includendo rimodulazioni e definanziamenti degli interventi esistenti e l'introduzione di nuove misure (Figura 11).

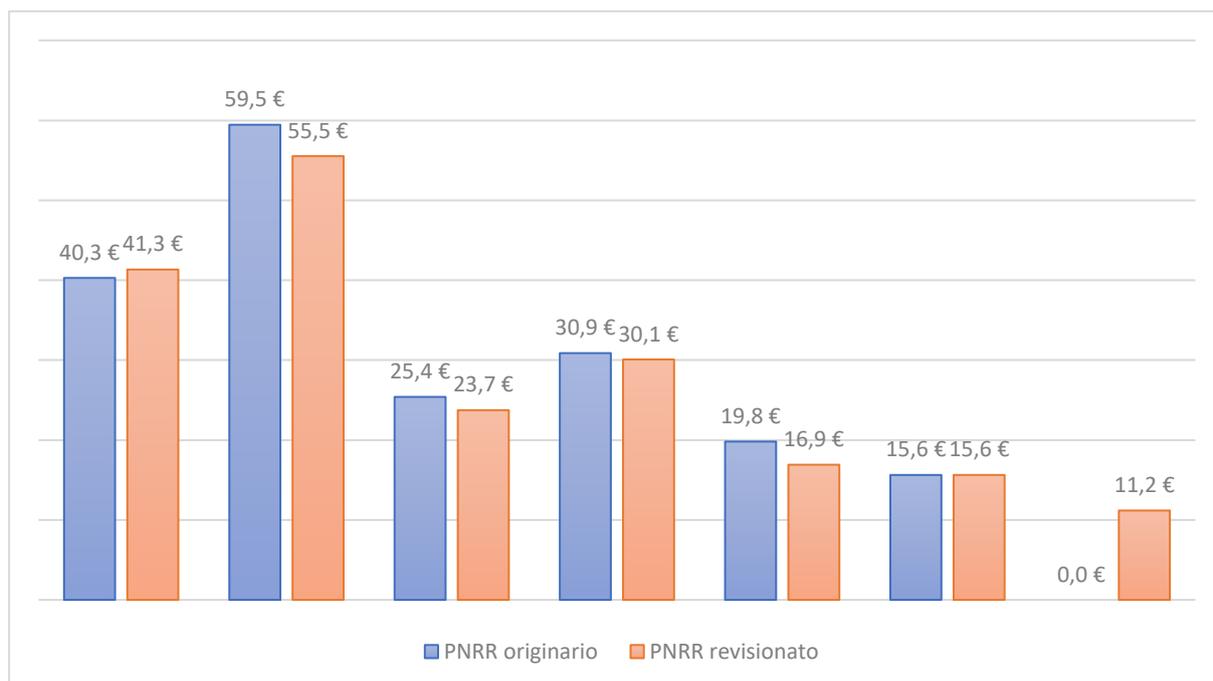


Figura 11: Aggiornamento PNRR (miliardi di €) (17).

Le risorse totali del PNRR sono aumentate di 2,9 miliardi di euro, principalmente dai proventi del sistema di scambio delle quote di emissioni (EU ETS - European Union Emissions Trading Scheme), portando il totale a 194,4 miliardi di euro. Di questi, 2,76 miliardi sono destinati a sovvenzioni per il REPowerEU. Il Piano rivisto prevede che il 39% delle risorse sia destinato a obiettivi climatici e il 25,6% a obiettivi digitali. Il finanziamento del REPowerEU è stato ottenuto da nuovi fondi e dalla riallocazione delle risorse tra le Missioni esistenti, eccetto la prima e la sesta (17).

### *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*

Con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

Inizialmente pubblicato nel 2020, è stato sottoposto a revisione ed aggiornamento nel 2024. Esaminando gli scenari in termini di emissioni e di raggiungimento dei target globali e settoriali per il 2030 delineati nel PNIEC del 2019, si nota una distanza nel loro raggiungimento dovuta a diversi fattori: il contesto di riferimento, rispetto al periodo 2019-2020 nel quale è stato predisposto il primo

Piano è infatti profondamente modificato. La delicata situazione geopolitica in cui si trova l'Europa, i prezzi record dell'energia dalla seconda metà del 2021, una macroeconomica complicata (inflazione, strozzature nelle supply chain etc...) dimostrano i limiti di una eccessiva accelerazione su opere infrastrutturali.

L'aggiornamento del Piano è stato effettuato seguendo un approccio realistico e tecnologicamente neutro, che prevede comunque una forte accelerazione su: fonti rinnovabili elettriche; produzione di gas rinnovabili (biometano e idrogeno) e altri biocarburanti; ristrutturazioni edilizie ed elettrificazione dei consumi finali; diffusione auto elettriche e politiche per la riduzione della mobilità privata; CCS (Carbon Capture and Storage - cattura, trasporto e stoccaggio della CO<sub>2</sub>).

Sono previste cinque dimensioni dell'Unione dell'energia:

- dimensione della carbonizzazione (Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra, energia rinnovabile);
- dimensione dell'efficienza energetica,
- dimensione della sicurezza energetica,
- dimensione del mercato interno,
- dimensioni della ricerca, innovazione e competitività.

Le energie rinnovabili occupano un ruolo di primo piano nella politica energetica nazionale. L'Italia intende continuare a promuoverne lo sviluppo, accelerando la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili. Per quanto riguarda il settore elettrico, è in parte già attuata e in parte programmata una molteplicità di misure che mirano a sostenerne l'ulteriore diffusione.

Gli impianti di dimensioni contenute sono promossi attraverso varie linee di azione come lo sviluppo delle comunità energetiche rinnovabili e dell'autoconsumo singolo o collettivo, misure di natura fiscale correlate alle installazioni di piccoli impianti, o misure specifiche per contesti che meritano attenzioni particolari.

Per gli impianti di dimensioni maggiori si proseguirà sia nello sviluppo di contratti per differenza da stipulare a seguito di procedure competitive, sia nella creazione di un quadro favorevole alla stipula di Power Purchase Agreements tra privati. Inoltre, sono previste misure per sostenere impianti basati su tecnologie innovative, così come per la salvaguardia e il potenziamento delle produzioni di impianti esistenti ancora competitivi.

In termini di tecnologie, quelle che vedranno maggiormente crescere il proprio contributo sono fotovoltaico ed eolico, per via della loro maggiore competitività

che comporta minori costi per il sistema. Si intende stimolare la diffusione di soluzioni innovative che massimizzino la sinergia tra energia e ambiente, quali impianti agrivoltaici e offshore.

Correlato al tema delle energie rinnovabili nel settore elettrico vi è il tema dello sviluppo dell'idrogeno, per il quale si prevede l'utilizzo negli usi finali in particolare nell'industria e nel settore dei trasporti. La produzione di idrogeno sarà promossa sia tramite i contributi in conto capitale previsti dal PNRR sia tramite una nuova misura tariffaria che renderà equamente remunerativi gli investimenti in un settore che è ancora lontano dalla competitività.

Sono stati realizzati:

- uno scenario di riferimento, che descrive l'evoluzione del sistema energetico con politiche e misure correnti;
- uno scenario di policy, che considera gli effetti sia delle misure ad oggi già programmate che di quelle ancora in via di definizione nel percorso verso gli obiettivi strategici al 2030 (Figura 12).

	unità di misura	Dato rilevato 2022	PNIEC 2024: Scenario di riferimento 2030	PNIEC 2024: Scenario di policy <sup>1</sup> 2030	Obiettivi FF55 REPowerEU 2030
<b>Emissioni e assorbimenti di gas serra</b>					
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	%	-45%	-58%	-66%	-62% <sup>2</sup>
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori ESR	%	-20%	-29,3%	-40,6%	-43,7% <sup>3,4</sup>
Emissioni e assorbimenti di GHG da LULUCF	MtCO <sub>2</sub> eq	-21,2	-28,4	-28,4	-35,8 <sup>3</sup>
<b>Energie rinnovabili</b>					
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia (criteri di calcolo RED 3)	%	19%	26%	39,4%	38,7%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti (criteri di calcolo RED 3)	%	8%	15%	34%	29% <sup>5</sup>
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento (criteri di calcolo RED 3)	%	21%	24%	36%	29,6% <sup>3</sup> - 39,1%
Quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico	%	37%	53%	63%	non previsto
Quota di idrogeno da FER rispetto al totale dell'idrogeno usato nell'industria	%	0%	4%	54%	42% <sup>3</sup>
<b>Efficienza energetica</b>					
Consumi di energia primaria	Mtep	140	133	123	111
Consumi di energia finale	Mtep	112	111	102	93
Risparmi annui cumulati nei consumi finali tramite regimi obbligatori di efficienza energetica	Mtep	3,8		73,4	73,4 <sup>3</sup>

1. scenario costruito considerando le misure previste a giugno 2024
2. vincolante solo per le emissioni complessive a livello di Unione europea
3. vincolante
4. vincolante non solo il 2030 ma tutto il percorso dal 2021 al 2030
5. vincolante per gli operatori economici

Figura 12: Principali indicatori di scenario e obiettivi su energia e clima al 2030 (18) (GHG: greenhouse gasses; ESR: Effort Sharing Regulation; LULUCF: Land Use, Land Use Change and Forestry; RED 3: Renewable Energy Directive III).

Si riporta di seguito l'elenco delle principali misure atte a realizzare gli obiettivi in tema di energia rinnovabile, per il settore elettrico e per la promozione dell'idrogeno.

Le misure per il settore elettrico saranno finalizzate a sostenere la realizzazione di nuovi impianti e la salvaguardia e il potenziamento del parco di impianti esistenti ancora potenzialmente competitivi e sostenibili. I meccanismi incentivanti di lungo termine sono uno strumento efficiente per promuovere la realizzazione di nuovi impianti.

Il quadro normativo adottato negli ultimi anni già indica chiaramente come tali meccanismi debbano essere strutturali e integrati con i mercati spot. In particolare, il decreto legislativo 199/2021 prevede aste per la contrattualizzazione a termine

di nuove rinnovabili, facendo inoltre esplicito riferimento alla definizione di contingenti per zona, come richiesto in più occasioni anche da ARERA (L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) in alcune segnalazioni/pareri sia sul decreto FER-1 e FER-2, in cui si proponeva la definizione di contingenti differenziati per fonte e per aree geografiche

Al momento nel contesto nazionale sono considerate tecnologie con significativo potenziale innovativo l'eolico offshore, il solare termodinamico, la geotermia a ridotto impatto ambientale e l'oceanica, nonché alcune fattispecie di fotovoltaico (floating e agrivoltaiche); sono considerate tecnologie più mature l'eolico onshore, il solare fotovoltaico, l'idroelettrico, i gas residuati dei processi di depurazione nonché biomasse e biogas.

*Piccoli impianti (inferiore a 1MW): misure regolatorie ed economiche.*

- Regolamentazione degli incentivi

Il decreto legislativo 199/2021 di recepimento della Direttiva (UE) 2018/2001 stabilisce la definizione delle modalità per l'implementazione di sistemi di incentivazione per gli impianti con costi di generazione più vicini alla competitività di mercato, nel rispetto di specifici criteri direttivi, tra cui quello di favorire l'autoconsumo e l'abbinamento degli impianti a fonti rinnovabili non programmabili con i sistemi di accumulo, in modo da consentire una maggior programmabilità delle fonti.

- Comunità di energia rinnovabile, autoconsumo collettivo e autoconsumo a distanza

Nel rispetto degli indirizzi della Direttiva (UE) 2018/2001, in Italia si è dato avvio al supporto alle configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche.

Con il D.L. 162/19 (articolo 42bis) e i relativi provvedimenti attuativi, quali la delibera 318/2020/R/eel dell'ARERA e il D.M. 16/09/2020 del Ministero delle imprese e del made in Italy (MiSE), sono state definite modalità e condizioni per attivare l'autoconsumo da fonti rinnovabile e realizzare comunità energetiche rinnovabili dando avvio a un quadro transitorio di incentivazione delle suddette configurazioni che consente di associarsi per condividere l'energia elettrica localmente prodotta da nuovi impianti alimentati da fonte rinnovabile di piccola-media taglia (fino a 200 kW in condivisione con utenze sottese alla medesima cabina secondaria). Il meccanismo prevede l'attribuzione di una tariffa premio sull'energia condivisa dai partecipanti alla configurazione, unitamente alla restituzione di alcune componenti dei servizi di rete a seguito della condivisione

locale di energia. Si è adottato un modello di autoconsumo virtuale che consente di valorizzare l'autoconsumo diffuso reale senza dover realizzare nuove connessioni (eccetto per gli impianti di produzione), nuovi collegamenti elettrici o installare nuove apparecchiature di misura, applicando la regolazione vigente, per tutti i clienti finali e i produttori presenti nelle configurazioni collettive.

Il D.Lgs. 199/2021 ha previsto l'aggiornamento e l'estensione della disciplina transitoria quali l'aumento del limite di potenza rinnovabile fino a 1MW e l'allargamento del perimetro dei partecipanti fino alla cabina primaria. L'ARERA, con delibera 727/2022/R/eel, ha già adottato le disposizioni che disciplinano le modalità per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso per le configurazioni previste dai decreti legislativi 199/21 e 210/21.

Il decreto del MASE (Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica) 7 dicembre 2023, n. 414 che recepisce le nuove disposizioni introdotte dal D.Lgs. 199/2021 ed interessa tutte quelle configurazioni di autoconsumo che utilizzano la rete elettrica di distribuzione per la condivisione dell'energia prodotta, è entrato in vigore il 24 gennaio 2024.

Il provvedimento individua due strade per promuovere lo sviluppo delle configurazioni di autoconsumo: un contributo a fondo perduto fino al 40% dei costi ammissibili, finanziato dal PNRR e rivolto alle configurazioni di autoconsumo collettivo e alle comunità di energia rinnovabili i cui impianti sono realizzati nei comuni sotto i cinquemila abitanti, e una tariffa incentivante a valere sull'energia rinnovabile prodotta e condivisa diretto a configurazioni di autoconsumo collettivo e singolo a distanza e comunità di energia rinnovabile ubicate su tutto il territorio nazionale.

Un ulteriore strumento per lo sviluppo di tali configurazioni è costituito dall'investimento del PNRR che prevede specifiche risorse (2,2mld€) per il finanziamento di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, accoppiati a sistemi di stoccaggio, inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità delle energie rinnovabili, in particolare in comuni con meno di 5.000 abitanti per una potenza complessiva pari almeno a 2GW. La misura è stata attuata per il tramite del D.M. 414 7/12/2023 che disciplina le modalità di incentivazione per sostenere l'energia elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia rinnovabile e definisce criteri e modalità per la concessione dei contributi. A febbraio 2024, con il D.D. 22 23/02/2024, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha approvato il documento del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) che

disciplina le modalità e le tempistiche per accedere ai benefici economici previsti dalla misura in questione e ad aprile 2024 è stato aperto lo sportello per la presentazione delle richieste di accesso al contributo.

La promozione delle comunità di energia rinnovabile sarà perseguita attraverso strumenti informativi sulle risorse disponibili localmente e sulle opportunità offerte dagli strumenti di sostegno. Si valuterà inoltre lo sviluppo di strumenti standard per la costituzione e la gestione delle comunità e per la valorizzazione della produzione energetica.

Particolare attenzione sarà posta alle interrelazioni tra le comunità di energia rinnovabile e le comunità energetiche dei cittadini, che offre la possibilità - oltre che di produrre, stoccare e consumare energia anche da fonti rinnovabili - di fornire servizi di efficienza energetica, di ricarica per veicoli elettrici e altri servizi energetici.

Quest'ultimo aspetto sarà esaminato anche per valutare la possibilità di promuovere forme di aggregazione e cooperazione per la produzione e il consumo di energia rinnovabile, nonché per la fornitura di servizi energetici, anche in ambito di distretti produttivi.

- Impianti per l'autoconsumo singolo: misure regolatorie ed economiche

La regolamentazione introdotta nel 2018 per la raccolta degli oneri generali di sistema dalle tariffe dell'energia elettrica promuove l'autoconsumo istantaneo. Il D.Lgs. 199/2021 ha previsto l'evoluzione graduale del meccanismo di scambio sul posto, che permetteva l'uso della rete come accumulo. Questo meccanismo non sarà più disponibile per i nuovi impianti e sarà sostituito da strumenti che favoriscono maggiormente l'autoconsumo, l'installazione di sistemi di accumulo e la fornitura di servizi per la sicurezza del sistema elettrico sulle reti di media e bassa tensione. La promozione dell'autoconsumo singolo sarà destinata prevalentemente agli impianti distribuiti.

Ulteriori strumenti di sostegno all'autoconsumo, sia singolo che collettivo, saranno il potenziamento degli obblighi di quota minima di fonti rinnovabili negli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti e la progressiva e graduale estensione dell'obbligo di quota minima di fonti rinnovabili agli edifici esistenti.

- Ulteriori misure

Ulteriori misure saranno: promuovere l'installazione di impianti fotovoltaici su strutture agricole esistenti che non rientrano nella definizione di edificio (Parco Agrisolare); stabilire tariffe incentivanti specifiche, per i casi nei quali

l'autoconsumo non sia possibile, ad esempio la produzione combinata di elettricità e calore da scarti del settore agricolo-alimentare; e premi per la realizzazione di impianti fotovoltaici in sostituzione di coperture di amianto.

*Grandi impianti (non inferiore a 1MW): misure regolatorie ed economiche.*

- Contratti per differenza da stipulare a seguito di procedure competitive di aste al ribasso.

Il D.Lgs. 199/2021 prevede il proseguimento dell'uso di meccanismi di gara competitiva per fonti energetiche mature vicine alla competitività di mercato. Il nuovo schema di decreto FER-X introduce un modello centralizzato “asset-based”, in cui il sistema si assume la responsabilità di definire il quantitativo, la localizzazione e la tipologia di fonti energetiche da realizzare, garantendo il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al minor costo. Inoltre, evolve i contratti "a due vie" (CfD - contract for difference) per superare inefficienze e criticità, ottimizzando la fase di investimento e riducendo i rischi operativi.

Il processo di ottimizzazione prevede l'aggiornamento dei fabbisogni di risorse rinnovabili e l'uso di un algoritmo per valorizzare le offerte basate su esternalità positive o negative legate alla localizzazione. Il Sistema coprirà i rischi inflattivi per rendere i corrispettivi più adeguati ai costi. La struttura dei pagamenti dei CfD è stata ridisegnata per disincentivare l'offerta a prezzi inferiori ai costi marginali e ridurre i rischi volumetrici per i titolari di capacità. Per gli impianti che forniscono servizi di dispacciamento, la regolazione avverrà anche sulla base dell'energia producibile, migliorando l'efficienza dei CfD e assicurando che la decisione di immettere energia in rete sia basata sull'effettivo stato di sovrapproduzione del sistema in tempo reale.

Questa misura sarà affiancata da un nuovo meccanismo di supporto introdotto dall'articolo 4-septies del D.L. 9/12/2023, n.181 e reso efficace con la legge 2/02/2024, n.11. Questo meccanismo entrerà in vigore quando il sistema elettrico disporrà di sufficienti risorse di stoccaggio “utility scale” e prodotti di “time shifting” previsti dal D.L. 8/11/2021, n.210.

Il nuovo meccanismo regolerà i corrispettivi sulla base di profili standard e richiederà l'immissione annuale di una quota di energia rinnovabile in rete, lasciando agli investitori la responsabilità del mix ottimale di tecnologie

rinnovabili. Promuoverà investimenti efficienti e una corretta allocazione dei rischi tra i vari attori del sistema.

Questo meccanismo consente la programmazione quinquennale delle potenze, fornendo certezza agli operatori e favorendo la realizzazione di nuovi impianti, ricostruzioni integrali e potenziamenti di impianti esistenti, soprattutto qualora i contratti di lungo termine e le semplificazioni amministrative non fossero sufficienti.

- Contratti a lungo termine (Power Purchase Agreement PPA)

L'Italia intende promuovere ampiamente l'uso di contratti PPA (Power Purchase Agreements) per sostenere gli investimenti in nuovi impianti di produzione di energia rinnovabile o per potenziare quelli esistenti. Il D.Lgs. 199/2021 ha aggiornato le disposizioni del D.M. 4/07/2019, incaricando il GME di creare una bacheca informatica per facilitare l'incontro tra le parti interessate ai contratti PPA e favorire gradualmente le contrattazioni di lungo termine.

Nel 2022 è stata realizzata questa bacheca, che richiede la registrazione dei dati dei contratti per garantire la massima trasparenza e monitoraggio. Inoltre, il D.Lgs. 199/2021 ha previsto lo sviluppo di una piattaforma di mercato organizzato, la Piattaforma PPA, per la negoziazione volontaria di energia rinnovabile a lungo termine, gestita da una controparte centrale come il GME.

La Piattaforma PPA faciliterà l'incontro tra venditori e acquirenti, fornendo energia verde con profili standard e mitigando il rischio di controparte. I contratti saranno standardizzati e includeranno penali per il mancato rispetto degli obblighi. Saranno introdotti strumenti per la gestione del rischio controparte, come un acquirente di ultima istanza e un sistema di garanzie.

Il Repower UE prevede una riforma entro il 31 dicembre 2024 per istituire un sistema di garanzie che attenni il rischio finanziario dei PPA di almeno tre anni. Inoltre, Consip (Concessionaria Servizi Informativi Pubblici), con il supporto del GSE, ha definito strumenti di gara per la fornitura di energia rinnovabile alla Pubblica Amministrazione tramite PPA di lungo termine. L'obiettivo è che la Pubblica Amministrazione raggiunga una copertura del 100% di elettricità rinnovabile tramite PPA entro cinque anni.

### *Misure comuni tra grandi e piccoli impianti*

Gli obiettivi di incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili in Italia richiedono ampie superfici per l'installazione degli impianti e un forte coinvolgimento delle comunità locali. Questo coinvolgimento sarà facilitato

attraverso strumenti, come il dibattito pubblico e le comunità di energia rinnovabile, che aumenteranno la consapevolezza e la partecipazione dei cittadini e delle autorità locali.

Le installazioni saranno privilegiate su edifici e aree con un ridotto impatto ambientale. È essenziale garantire uniformità e certezza nei tempi dell'iter autorizzativo, semplificandolo e migliorando il coordinamento tra Stato e Regioni mediante un modello unico nazionale per le autorizzazioni.

Il portale digitale "TE.R.R.A." contribuirà al coordinamento dei vari progetti di sviluppo di nuovi impianti. Per i grandi impianti eolici, si promuoveranno valutazioni preliminari con le comunità locali e si darà priorità al potenziamento e rinnovamento degli impianti esistenti.

- Condivisione degli obiettivi con le regioni e individuazione delle aree adatte alla realizzazione degli impianti

Il raggiungimento degli obiettivi sulle energie rinnovabili richiede il pieno coinvolgimento delle Regioni, anche attraverso l'individuazione di obiettivi regionali. Per il 2030 si prevede la ripartizione dei contributi tramite l'individuazione di aree idonee all'installazione di impianti.

L'art.20 del D.Lgs. 199/2021 prevede che siano stabiliti, attraverso decreti ministeriali, principi e criteri omogenei per individuare superfici e aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili. A giugno 2024 è stato raggiunto un accordo tra Stato e Regioni per individuare tali aree entro sei mesi dalla pubblicazione del decreto. Il decreto definisce criteri per minimizzare l'impatto ambientale, la massima porzione di suolo occupabile e le superfici tecnicamente disponibili, privilegiando aree edificate, industriali dismesse, abbandonate e marginali.

La Direttiva UE 2023/2413 (RED III) obbliga gli Stati Membri a individuare, entro febbraio 2026, aree adatte per l'installazione di impianti da fonti energetiche rinnovabili senza significativi impatti ambientali, facilitando la pianificazione territoriale e riducendo i tempi di autorizzazione.

Per supportare le Regioni e le Province autonome, l'art.21 del D.Lgs. 199/2021 ha previsto la creazione di una piattaforma digitale (Piattaforma Aree Idonee - PAI) presso il GSE. Questa piattaforma fornirà informazioni e strumenti per la caratterizzazione del territorio, la stima del potenziale e la classificazione delle superfici.

- Semplificazione delle procedure

L'Italia ha intrapreso un percorso di semplificazione delle procedure autorizzative per gli impianti di energie rinnovabili. Le procedure sono differenziate in base alla tipologia e alla dimensione degli impianti, oltre che alla localizzazione. Misure adottate includono la standardizzazione di modelli e procedure, l'ampliamento delle soglie per regimi autorizzativi semplificati, la digitalizzazione e l'interoperabilità dei sistemi informativi. È stato introdotto un modello unico per affrontare in una sola procedura tutti gli aspetti autorizzativi, di collegamento alla rete e di accesso ai meccanismi di sostegno, la cui soglia è stata estesa a 200kW.

La Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) è stata ampliata per includere impianti agrivoltaici fino a 10MW, impianti floating su specchi d'acqua e impianti fotovoltaici in aree idonee. La legge n.11 del 02/02/2024 ha prorogato al 30 giugno 2025 le semplificazioni che esentano alcuni impianti da Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e verifica di assoggettabilità a VIA, aumentando le soglie di potenza per queste esenzioni.

È stata istituita una piattaforma digitale unica per le istanze di Autorizzazione Unica (SUER), gestita dal GSE, che offre guida e assistenza durante tutto il processo amministrativo e garantisce l'interoperabilità con altri sistemi informatici nazionali e locali. La legge n.118 del 5/08/2022 ha delegato il Governo a semplificare ulteriormente le procedure amministrative e a riorganizzare le attività soggette a segnalazione certificata di inizio attività o silenzio assenso.

La missione 7 del PNRR ha portato alla circolazione di una bozza di Testo Unico dell'Energia, con priorità come la semplificazione e armonizzazione delle procedure di autorizzazione a livello subnazionale, l'individuazione di zone di accelerazione per le energie rinnovabili e la creazione di uno sportello unico digitale per le autorizzazioni.

- Strumenti ad hoc per nuovi impianti basati su tecnologie innovative

Per le tecnologie innovative ancora non competitive in Italia, saranno attivate procedure specifiche e strumenti tariffari, valutando vari fattori come il potenziale di riduzione dei costi e il miglioramento delle prestazioni ambientali. Un meccanismo di supporto (FER-2), approvato dalla Commissione Europea, sarà attivo per tecnologie come eolico offshore, solare termodinamico, geotermia, energia marina e alcuni tipi di fotovoltaico. Saranno assegnati contingenti competitivi per un totale di circa 4,5GW, con un focus sull'eolico offshore.

L'art.8 del D.L. 9/12/2023 prevede misure per sviluppare la filiera degli impianti eolici galleggianti. Il 18 aprile 2024, il MASE ha avviato una raccolta di manifestazioni di interesse per individuare aree idonee a supportare la cantieristica navale per piattaforme galleggianti e infrastrutture elettriche.

Per la geotermia, si prevede l'istituzione di un fondo di garanzia per ridurre il rischio per gli operatori. L'agrivoltaico è un'altra tecnologia su cui si punta, con l'obiettivo di installare una capacità produttiva di 1,04GW e produrre circa 1.300GWh annui, combinando agricoltura e produzione di energia. Il PNRR ha previsto investimenti specifici per lo sviluppo dell'agrivoltaico, incentivando la realizzazione di impianti attraverso prestiti o contributi a fondo perduto. Tra questi vi è il progetto "Parco Agrisolare" che supporta l'installazione di impianti fotovoltaici nei settori agricolo e agroindustriale, senza consumare suolo, e include miglioramenti dell'efficienza energetica delle strutture. A seguito dell'elevata partecipazione, la misura è stata aggiornata con un nuovo bando e ulteriori risorse per quasi 2,4 miliardi di euro entro il 2024, consentendo la partecipazione anche in configurazioni di autoconsumo condiviso (18).

- **Potenziamento Garanzie di Origine**

Il potenziamento delle Garanzie di Origine (GO) mira a valorizzarle maggiormente anche per i PPA e a riconoscerle per tutta l'energia prodotta. Il D.Lgs. 199/2021 prevede l'aggiornamento delle modalità di rilascio delle GO, decreto attuativo D.M. 14/07/2023, n.24, è stato pubblicato il 17 luglio 2023 sul sito del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica.

*Misure per la salvaguardia e il potenziamento degli impianti esistenti*

- **Revamping, repowering, riconversioni, ruolo delle produzioni esistenti**

Le misure per il revamping e il repowering di impianti esistenti prevedono procedure autorizzative semplificate, con criteri che facilitano l'estensione della PAS e la semplificazione della VIA. In particolare, il DL 77/2021 dispone che interventi su impianti fotovoltaici e idroelettrici che non modificano dimensioni o area siano considerati modifiche non sostanziali e sottoposti solo a comunicazione al Comune. Lo stesso vale per impianti eolici se realizzati nello stesso sito e con una riduzione del numero di aerogeneratori.

Il D.L. 17/2022 introduce la DILA (Dichiarazione Inizio Lavori Asseverata) per interventi che aumentano la potenza installata senza incrementare l'area occupata. Il D.L. 13/2023 esenta dalla VIA fino al 30 giugno 2025 alcuni impianti e

infrastrutture elettriche in aree idonee, se non cambiano l'area occupata e hanno potenza complessiva inferiore a 50MW.

Si prevede inoltre una migliore informazione sulle prestazioni degli impianti da parte del GSE, favorendo la diffusione di tecnologie innovative per il monitoraggio e promuovendo interventi di miglioramento e manutenzione straordinaria.

Si intende promuovere la riconversione di alcune tipologie impiantistiche che al termine del periodo di incentivazione dovessero risultare non competitive sul mercato, in favore di impianti più funzionali alle esigenze di sistema nel percorso di transizione energetica (esempio riconversione a biometano degli impianti a biogas). Nel periodo di transizione, gli impianti a bioenergie, inclusi quelli a bioliquidi, possono supportare lo sviluppo delle rinnovabili non programmabili.

- Minimi Garantiti per le bioenergie

Per affrontare l'instabilità dei prezzi dell'energia causata dalla guerra russo-ucraina e proteggere la produzione energetica degli impianti a bioenergie esistenti, sono state adottate misure per massimizzare la produzione di energia elettrica e ridurre il consumo di gas naturale per l'anno termico 2022-2023. Il D.L. n.57/2023, convertito in Legge n.95 del 26/07/2023, ha stabilito il prezzo minimo garantito per la produzione di elettrica netta, differenziato in base alla potenza dell'impianto, per assicurare il loro funzionamento efficiente. Questi prezzi minimi, aggiornati annualmente, coprono i costi di funzionamento e incentivano l'efficienza degli impianti a biogas e biomassa in esercizio e con incentivi in scadenza entro il 31 dicembre 2027, o che rinunciano agli stessi entro tale data. ARERA ha definito i prezzi minimi garantiti per il 2024. Una disposizione simile è prevista per gli impianti a bioliquidi sostenibili. Questa misura mira a mantenere la capacità produttiva in condizioni efficienti per far fronte alle esigenze di backup e modulazione del sistema elettrico.

- Concessioni idroelettriche

La Legge 11/02/2019, n.12, conferisce alle Regioni competenze sulle grandi concessioni idroelettriche, permettendo loro di assegnarle a operatori qualificati se non esiste un interesse pubblico prevalente a un diverso uso delle acque. La legge stabilisce criteri per l'assegnazione, come miglioramenti energetici e ambientali e l'uso delle infrastrutture per integrare le energie rinnovabili. Inoltre, prevede l'allocazione di parte degli introiti per la tutela e il ripristino ambientale dei corpi idrici. La Legge 5/08/2022, n.118, disciplina le procedure di

assegnazione delle concessioni idroelettriche. A livello nazionale, si promuovono strumenti di sostegno per nuovi impianti su reti idriche minori e si semplificano le procedure di repowering per piccoli impianti idroelettrici. L'Italia sostiene l'armonizzazione della disciplina delle concessioni idroelettriche a livello europeo e intende definire le modifiche impiantistiche sostanziali e non sostanziali per semplificare ulteriormente le autorizzazioni.

- Isole minori come laboratorio per elevati livelli di penetrazione delle rinnovabili e per l'elettrificazione dei consumi

L'Italia ha avviato un processo per soddisfare il fabbisogno energetico delle isole minori non interconnesse utilizzando fonti rinnovabili. Il D.M. 14/07/2017 ha stabilito obiettivi specifici per ogni isola, incentivando l'uso di energie rinnovabili. La Delibera ARERA 6/11/2018 n.558 ha definito l'entità degli incentivi basandosi sul costo del combustibile evitato. Il PNRR prevede un investimento di 200 milioni di euro per il progetto "Isole Verdi", che finanzia progetti in energia, acqua, trasporti e rifiuti nelle piccole isole non connesse alla terraferma. A settembre 2022, con il Decreto Direttoriale n.219, è stata approvata una graduatoria di 142 progetti di investimento per queste isole, per un totale di circa 200 milioni di euro (18).

### *Misure per la promozione dell'idrogeno*

La Commissione Europea ha pubblicato nel luglio 2020 "Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra" (19) per promuovere l'idrogeno pulito, con tappe strategiche fino al 2050 (40GW entro il 2030 e 500GW entro il 2050 pari al 13/14% del mix energetico). La Banca Europea dell'Idrogeno supporta la diffusione dell'idrogeno attraverso finanziamenti, trasparenza e coordinamento, e strumenti finanziari. La prima asta per l'idrogeno RFNBO (Renewable fuels of non-biological origin) si è conclusa nel febbraio 2024 con un budget di 800 milioni di euro ed ha selezionato 7 progetti su 132 partecipanti da 17 paesi della Area Economica Europea.

Il quadro europeo per gli aiuti di Stato e le regolamentazioni è in fase di consolidamento, con norme per l'idrogeno rinnovabile e a basso contenuto di carbonio.

Di significativa importanza è l'iniziativa European Hydrogen Backbone (EHB) che ha il fine di accelerare il percorso di decarbonizzazione dell'Europa definendo il ruolo fondamentale dell'infrastruttura dell'idrogeno. Sono stati infatti definiti nell'EHB Report al 2030 cinque corridoi pan-europei per l'approvvigionamento e

l'importazione di idrogeno. In particolare, il progetto SouthH2 Corridor, che prevede una rete di 3.300 km per importare idrogeno rinnovabile dal Nord Africa e trasportarlo dall'Italia verso Austria e Germania, sarà in grado di soddisfare il 40% dell'obiettivo di importazione di idrogeno rinnovabile del REPowerEU.

A livello nazionale le "Linee Guida Preliminari: Strategia Nazionale Idrogeno" del 2020 mirano a una penetrazione dell'idrogeno del 2% nella domanda di energia finale. La Sicilia e la Puglia hanno pubblicato proprie strategie per l'idrogeno, con obiettivi sfidanti al 2030. Il PNRR ha stanziato oltre 3 miliardi di euro per promuovere l'idrogeno con due riforme previste. La Strategia nazionale sull'idrogeno, in fase di finalizzazione, definirà scenari di penetrazione basati sulla domanda nei settori industriali e nei trasporti.

L'idrogeno da elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili contribuirà significativamente al sistema energetico nazionale, integrandosi con energie rinnovabili intermittenti come l'eolica e il fotovoltaico. Tecnologie alternative di produzione, come la pirolisi e la gassificazione, potrebbero offrire costi competitivi. L'idrogeno potrà inoltre garantire la decarbonizzazione dei settori HTA, accumuli energetici di larga scala e trasporti di energia su lunghe distanze, aumentando la resilienza e la sicurezza del sistema energetico.

I settori industriali HTA sono cruciali per l'economia italiana, generando il 5% del valore aggiunto lordo nazionale. Tuttavia, nel 2019, questi settori hanno emesso 84 MtCO<sub>2eq</sub>, pari al 20% delle emissioni di CO<sub>2</sub> dirette a livello nazionale. La decarbonizzazione dei settori HTA richiede soluzioni tecnologiche avanzate, tra cui l'idrogeno, soprattutto quando l'elettrificazione diretta non è fattibile. Il recupero del calore di scarto è una misura efficace per ridurre emissioni e consumi (18).

Uno studio supportato da ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo sostenibile) e Confindustria ha valutato la sostituzione del 20% del gas naturale utilizzato per scopi termici con idrogeno rinnovabile, ipotizzando una domanda di idrogeno di circa 0,24Mton/anno. Escludendo la raffinazione, i settori con maggior consumo di idrogeno sono la carta (53kt/anno), la siderurgia (42kt/anno), la chimica (40kt/anno), la ceramica (30kt/anno), il cemento (29kt/anno) e il vetro (20kt/anno). Considerando la sostituzione dell'idrogeno grigio con quello verde, i target delle Linee Guida MISE potrebbero essere raggiunti per l'87% (18).

L'uso dell'idrogeno potrebbe ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> del settore industriale dal 2% all'8%, con un contenimento complessivo del 3% delle emissioni attuali.

Snam ha condotto un'indagine di mercato sul potenziale dell'idrogeno, attiva da febbraio a maggio 2024, che ha visto una vasta partecipazione di operatori italiani ed esteri, evidenziando una domanda di idrogeno che potrebbe essere soddisfatta sia da produzioni nazionali che da importazioni, in linea con gli obiettivi del piano REPowerEU (18).

L'Italia prevede di raggiungere gli obiettivi nazionali al 2030 attraverso diverse misure:

1. Incentivi alla produzione e uso di idrogeno.

- Utilizzo del meccanismo tariffario previsto dal D.lgs 199/2021 per coprire i costi di funzionamento e investimento degli impianti di produzione di idrogeno.
- Obiettivi del decreto in fase di finalizzazione:
  - definire l'idrogeno rinnovabile.
  - istituire un incentivo per accelerare la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili destinato ai settori dei trasporti e industriali difficili da decarbonizzare.
  - definire la procedura per accedere alle agevolazioni del D.M. 347/2022.
  - stabilire le modalità di combinazione delle tariffe incentivanti con i contributi PNRR.
- Prevedere una procedura ad asta competitiva al ribasso mediante un meccanismo di “contract-for-difference”.

2. Ricerca e sviluppo nel settore dell'idrogeno.

- Sviluppo e diffusione delle tecnologie relative alla catena del valore dell'idrogeno con criteri di sostenibilità, competitività economica, protezione ambientale e sicurezza dell'approvvigionamento energetico.
- Priorità di ricerca a breve (TRL, Technology Readiness Level – livello di maturità tecnologica, 6-8, applicazione in 1-3 anni), medio (TRL 4-6, applicazione in 3-10 anni) e lungo termine (TRL 1-4, applicazione >10 anni).
- Sfide tecnologiche: innovazioni, riduzione dei costi, integrazione della produzione di idrogeno nel sistema energetico, economia circolare, resilienza del sistema energetico con economie decentralizzate basate sull'idrogeno verde.

3. Gestione dell'over-generation di energia rinnovabile con idrogeno.

- Fondo di 35 milioni di euro presso la CSEA (Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali) per incentivare progetti pilota per l'ottimizzazione della gestione e utilizzo innovativo delle infrastrutture del gas naturale.

- Progetti pilota per la produzione e immissione di gas da fonti rinnovabili, “power to gas/idrogeno”, biometano e gas rinnovabili nelle reti di distribuzione.
- Misure per deroghe o sospensioni temporanee di disposizioni regolatorie che ostacolano lo sviluppo di innovazioni tecnologiche o nuovi modelli di business.
- Ruolo degli stoccaggi sotterranei di idrogeno per mitigare la volatilità della produzione di energie rinnovabili e aumentare la flessibilità del sistema.

### *L'idrogeno nel PNRR*

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza italiano prevede investimenti significativi nell'idrogeno suddivisi in sei investimenti per un totale di 3,64 miliardi di euro e due riforme. Ecco un riassunto delle principali misure avviate:

- investimento 1: produzione in aree industriali dismesse.
  - Finanziamento: 500 milioni di euro.
  - Obiettivo: realizzare almeno 10 progetti di produzione di idrogeno in aree dismesse con capacità media di almeno 1-10MW ciascuno.
  - Stato: sono stati ammessi 54 progetti, con ulteriori 90 milioni di euro destinati a finanziare 9 progetti aggiuntivi.
- investimento 2: utilizzo dell'idrogeno in settori HTA.
  - Finanziamento: 2 miliardi di euro.
  - Obiettivo: decarbonizzare siti industriali difficili da decarbonizzare con idrogeno verde.
  - Stato: presentati 30 progetti, di cui 2 approvati per ricerca e sviluppo.
- investimento 3: sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale.
  - Finanziamento: 230 milioni di euro.
  - Obiettivo: realizzare almeno 40 stazioni di rifornimento di idrogeno entro il 2026.
  - Stato: finanziati 36 progetti con un finanziamento totale di 103 milioni di euro.
- investimento 4: sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario.
  - Finanziamento: 300 milioni di euro.
  - Obiettivo: realizzare impianti di produzione, stoccaggio e rifornimento di idrogeno rinnovabile e acquistare treni alimentati a idrogeno.
  - Stato: finanziati vari progetti regionali per infrastrutture e acquisto di treni.
- investimento 5: ricerca e sviluppo sull'idrogeno.

- Finanziamento: supporto tramite il Fondo IPCEI (Important Projects of Common European Interest).
- Obiettivo: sostenere progetti innovativi nell'ambito dell'idrogeno.
- Stato: l'Italia partecipa a progetti come "Hy2Tech" e "Hy2Use" con finanziamenti europei e nazionali.
- investimento 6: idrogeno.
  - Finanziamento: 450 milioni di euro.
  - Obiettivo: realizzare stabilimenti di produzione di elettrolizzatori per raggiungere una capacità di 1GW/anno entro il 2026.
  - Stato: selezionati due progetti per impianti con capacità totale di 800MW.
- riforma 1: semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi.
  - Obiettivo: favorire la diffusione dell'idrogeno verde tramite norme tecniche di sicurezza, semplificazioni amministrative e sistemi di garanzie di origine.
  - Stato: attuazione tramite vari decreti e accordi ministeriali.
- riforma 3.2: misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno.
  - Obiettivo: incentivi fiscali e misure per la diffusione dell'idrogeno nel settore dei trasporti.
  - Stato: emanati decreti per l'incentivazione dell'energia elettrica utilizzata nella produzione di idrogeno verde.

Queste misure e riforme del PNRR mirano a promuovere l'adozione e la produzione di idrogeno verde, contribuendo alla transizione energetica e alla decarbonizzazione dell'economia italiana.

## **MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE**

### **DECRETO FER-1, FER-2 E FER-X**

In continuità con il D.M. 06/07/2012 e il D.M. 23/06/2016, da cui eredita parte della struttura, il D.M. 04/07/2019 (chiamato decreto FER-1) ha il fine di promuovere, attraverso un sostegno economico, la diffusione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di piccola, media e grande taglia.

Il Decreto FER-1 stabilisce le modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti eolici on-shore, idroelettrici e alimentati da gas residuati dei processi di depurazione, di potenza superiore a 1kW, nuovi od oggetto di intervento di integrale ricostruzione, riattivazione, potenziamento o

rifacimento, oltre che da impianti fotovoltaici esclusivamente di nuova costruzione di potenza superiore a 20kW

È possibile accedere agli incentivi sulla base delle caratteristiche dell'impianto e dell'intervento, esclusivamente attraverso l'iscrizione ai Registri per impianti di potenza inferiore a 1.000kW oppure l'iscrizione alle Aste al ribasso per impianti di potenza uguale o superiore a 1.000kW.

Il Decreto FER-1 era nato per raggiungere i target europei compresi nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e prevedeva un programma di incentivazione per la realizzazione di nuovi impianti per la produzione di energia rinnovabile.

Scaduto alla fine del 2022, il Decreto FER-2 è stato ufficialmente pubblicato il 12 agosto 2024 (20).

Questo nuovo decreto, che cesserà di applicarsi il 31 dicembre 2028, ha la finalità di sostenere la produzione di energia elettrica di impianti a fonti rinnovabili innovativi o con costi di generazione elevati, e definisce le modalità e condizioni in base alle quali possono accedere agli incentivi.

Possono accedere gli impianti a fonti rinnovabili di questa tipologia:

- impianti a biogas con potenza nominale non superiore a 300kW elettrici;
- impianti a biomasse con potenza nominale non superiore a 1000kW elettrici;
- impianti solari termodinamici;
- impianti eolici off-shore: impianti eolici off-shore floating, ovvero, impianti eolici offshore su fondazioni fisse con distanza minima dalla costa pari a 12 miglia nautiche;
- impianti fotovoltaici off-shore floating e impianti fotovoltaici floating su acque interne.

Previsto dalla Direttiva Europea RED II e dalla norma italiana di recepimento D.Lgs. 199/2021 nasce il Decreto FER-X, la cui bozza oggi è al vaglio della Unione Europea, nell'ottica di perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, in particolare per il sostegno della produzione elettrica di impianti rinnovabili con costi vicino alla competitività di mercato.

I meccanismi incentivanti delineati dal Decreto FER-X sono dedicati alle seguenti quattro tipologie impiantistiche: impianti solari fotovoltaici; impianti eolici; impianti idroelettrici; impianti di trattamento di gas residuati dai processi di depurazione.

Tali impianti possono accedere agli incentivi indipendentemente dalla loro potenza; questi, infatti, possono essere sia di piccola taglia (con potenza  $\leq 1\text{MW}$ ) sia di grande taglia (con potenza  $> 1\text{MW}$ ).

La potenza dei progetti incide sulle modalità di accesso ai meccanismi di sostegno: mentre gli impianti di piccola taglia possono accedere direttamente alle tariffe incentivanti (e quindi in modo semplificato), i progetti di grande taglia devono prendere parte a procedure competitive indette dal GSE.

In merito a questo, sulla base di quanto prescritto dall'attuale bozza del Decreto FER-X, devono essere indette almeno due procedure all'anno.

La bozza di Decreto FER-X presenta una struttura per molti tratti analoga a quella del Decreto FER-1 ma vi sono alcuni elementi di novità:

- le tariffe saranno aggiornate periodicamente basandosi sul tasso di variazione annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevati dall'ISTAT (Istituto nazionale di statistica). L'indicizzazione sarà completa (100%) per tenere conto dell'inflazione tra la procedura competitiva e l'entrata in esercizio dell'impianto e parziale durante il contratto, proporzionata ai costi di O&M (Operazioni e Manutenzione) secondo la tecnologia usata.
- è garantito il pagamento delle tariffe in base all'energia producibile, non solo a quella immessa in rete, in caso di fermate dovute a vincoli di rete, cause di forza maggiore o prezzi zionali nulli o negativi sul Mercato del Giorno Prima.
- Terna e il GSE dovranno proporre progressioni temporali per i contingenti nei prossimi cinque anni e suggerire coefficienti per le offerte di riduzione del prezzo di esercizio. Questi contingenti e coefficienti considereranno l'evoluzione della domanda di energia elettrica, la ripartizione degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili, i profili di produzione delle diverse tecnologie e le richieste di autorizzazione.

In linea con le recenti modifiche legislative è prevista una estensione delle tariffe incentivanti: gli impianti fotovoltaici con moduli a terra in aree agricole, indipendentemente dalla loro potenza, potranno accedere ai meccanismi di sostegno previsti dal Decreto.

Il Decreto FER-X potrebbe rappresentare un importante driver per le decisioni di investimento, potenzialmente rilanciando l'interesse per i ricavi regolamentati come alternativa ai Power Purchase Agreements (PPA). Tuttavia, essendo ancora una bozza preliminare, è prematuro trarre conclusioni definitive, in attesa delle

valutazioni della Commissione Europea, dell'ARERA e della Conferenza Unificata (21).

## SCAMBIO SUL POSTO

Il servizio di Scambio sul Posto è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione. Si tratta di un'agevolazione prevista dallo Stato, in cui l'impianto fotovoltaico con scambio sul posto permette di compensare le fasi in cui non si può generare energia fotovoltaica, per esempio di notte, con l'obiettivo di sostenere concretamente il meccanismo di autoconsumo.

Nello Scambio sul Posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata: l'energia non viene immagazzinata fisicamente, ma viene sfruttata dal sistema elettrico e poi scambiata, in un momento successivo, con un meccanismo di compensazione.

Condizione necessaria per l'erogazione del servizio è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica.

Dal D.Lgs. 199/2021 possono accedere allo scambio sul posto due tipologie di clienti:

- il cliente finale che è all'interno di un Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC) e che è anche produttore di energia elettrica nell'ambito degli impianti di produzione che costituiscono l'ASSPC stesso,
- il cliente finale che è titolare di un insieme di punti di prelievo e immissione ed è anche produttore di energia elettrica, in relazione a impianti di produzione connessi tramite i punti stessi.

Non può richiedere il servizio chi ha usufruito del Superbonus del 110%. Inoltre, con la fine del 2024 lo scambio sul posto cesserà in modo retroattivo, prevedendo meccanismi di tutela degli investimenti già avviati e introducendone nuovi volti a premiare l'autoconsumo istantaneo e la condivisione dell'energia nell'ambito di configurazioni di autoconsumo multiplo, che rappresentano una valida alternativa allo scambio sul posto, come l'autoconsumo collettivo e le Comunità energetiche rinnovabili (22).

## RITIRO DEDICATO

Il Ritiro Dedicato è una modalità a disposizione dei produttori proprietari di un impianto fotovoltaico per la commercializzazione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete attiva dal 1° gennaio 2008. Si tratta di un sistema che mette in contatto produttore e GSE, rispettivamente come venditore e acquirente di energia elettrica. Si cede dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che vi possono accedere, su richiesta del produttore, in alternativa al libero mercato e allo scambio sul posto, e applicando condizioni economiche di mercato.

Il GSE corrisponde al produttore un determinato prezzo per ogni kWh immesso in rete. I ricavi derivanti ai produttori dalla vendita al GSE dell'energia elettrica si sommano a quelli conseguiti dagli eventuali meccanismi di incentivazione, a eccezione del caso in cui si applichino prezzi fissi onnicomprensivi, inclusivi dell'incentivo, per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete. Il proprietario di un impianto fotovoltaico non solo può risparmiare grazie al consumo di energia autoprodotta ma ha la possibilità di ottenere un ulteriore beneficio dalla vendita dell'energia in eccesso immessa in rete.

Lo scopo del Ritiro Dedicato è semplificare le procedure di commercializzazione dell'energia elettrica.

Possono richiedere l'accesso al Ritiro Dedicato gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e non rinnovabili che rispondano alle seguenti condizioni:

- potenza inferiore a 10MW per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e non rinnovabili;
- potenza qualsiasi nel caso si produca energia elettrica dalle seguenti fonti rinnovabili: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, mareomotrice, idraulica;
- potenza uguale o superiore a 10MW se si scelgono fonti rinnovabili diverse dalle fonti rinnovabili citate in precedenza;
- potenza apparente nominale inferiore a 10MW nel caso in cui siano alimentati da fonti non rinnovabili, compresa la produzione non imputabile delle centrali ibride.

Non possono accedere gli impianti fotovoltaici incentivati dal D.M. 05/07/2012 (V Conto Energia) o D.M. 05/05/2011 (IV Conto Energia per i soli impianti con Tariffa Onnicomprensiva), e gli impianti alimentati a fonti rinnovabili (non fotovoltaici) incentivati dal D.M. 18/12/2008, dal D.M. 06/07/2012 e dal D.M.

23/06/2016. Il Ritiro Dedicato non è compatibile con il servizio di Scambio sul Posto.

Il contratto di Ritiro Dedicato ha la durata di un anno solare ed è tacitamente rinnovabile e il produttore può decidere di recedere il contratto in qualunque momento senza alcun tipo di vincolo.

Ci sono due regimi a cui aderire nel caso di ritiro dedicato:

- Prezzo Zonale Orario (PO). È un compenso al kWh determinato dal mercato elettrico che cambia in base al momento della giornata in cui l'energia viene immessa in rete e al territorio in cui si trova l'impianto. È compito del gestore di rete trasmettere al GSE le misurazioni dell'energia immessa per consentire il pagamento del corrispettivo corretto.
- Prezzi Minimi Garantiti (PMG). È un compenso al kWh stabilito ogni anno dall'ARERA, che si differenzia per fonte e per quantità di energia ritirata annualmente. Il tariffario viene pubblicato ogni anno sul sito ufficiale. Possono essere richiesti per impianti:
  - alimentati da una fonte rinnovabile e di potenza fino a 1MW, non incentivati da altri meccanismi;
  - fotovoltaici di potenza fino a 100kW e incentivati;
  - idroelettrici di potenza fino a 500kW e incentivati.

A partire dal 2015 è stata introdotta una tariffa annuale da corrispondere al GSE per gli oneri di gestione, verifica e controllo per sistema. Questa varia a seconda della fonte di alimentazione e viene calcolata considerando la potenza dell'impianto.

## AUTOCONSUMO DIFFUSO E CONDIVISIONE DELL'ENERGIA RINNOVABILE

L'autoconsumo è il consumo di energia elettrica contestuale alla sua produzione e può avvenire in forma fisica o virtuale. L'autoconsumo è fisico quando gli impianti di produzione di energia sono collegati alle utenze di consumo, virtuale invece quando utilizza la rete di distribuzione per bilanciare i consumi e la produzione di energia sottesi a una stessa porzione della rete elettrica ma senza coincidenza tra il punto di immissione in rete dell'impianto rinnovabile e il punto di prelievo (23).

L'autoconsumo virtuale è alla base delle configurazioni dell'autoconsumo diffuso e i soggetti che ne fanno parte, in una qualunque delle sue forme, rappresentano un nuovo modello di economia, basato sulla produzione di energia elettrica con le

risorse rinnovabili del territorio in cui viene consumata e sull'utilizzo della rete per condividerla.

Condividere l'energia elettrica prodotta con i soggetti appartenenti a una configurazione permette di concorrere a un modello virtuoso di produzione e consumo a livello territoriale.

Il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 7/12/2023, n. 414 (Decreto CACER), in vigore dal 24/01/2024, ha definito le modalità di concessione di incentivi, volti a promuovere la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di comunità energetiche, gruppi di auto-consumatori e auto-consumatore a distanza. Il Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso (TIAD), allegato alla Delibera 727/2022/R/eel dell'ARERA, regola il meccanismo di funzionamento e i contributi di valorizzazione che spettano all'energia autoconsumata nell'ambito delle configurazioni ammesse.

Il TIAD definisce sette differenti tipi di configurazioni possibili per l'autoconsumo diffuso:

1. gruppi di auto-consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente;
2. gruppi di clienti attivi che agiscono collettivamente;
3. comunità energetiche rinnovabili (CER);
4. comunità energetiche dei cittadini (CEC);
5. auto-consumatore individuale di energia rinnovabile a distanza che utilizza la rete di distribuzione;
6. cliente attivo a distanza che utilizza la rete di distribuzione;
7. auto-consumatore individuale di energia rinnovabile a distanza con linea diretta.

Il Decreto CACER prevede due misure:

1. una tariffa incentivante (contributo in conto esercizio) sulla quota di energia condivisa incentivabile per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia. La tariffa può essere richiesta fino al trentesimo giorno successivo alla data di raggiungimento di un contingente di potenza incentivata pari a 5 GW, e comunque non oltre il 31 dicembre 2027. Le tipologie di configurazione che accedono alla tariffa incentivante sono le seguenti:
  - auto-consumatore a distanza;
  - gruppo di auto-consumatori;

- CER.
2. Un contributo in conto capitale a valere sulle risorse del PNRR, fino al 40% dei costi ammissibili, per lo sviluppo delle comunità energetiche e delle configurazioni di autoconsumo collettivo, i cui impianti sono collocati nei comuni con popolazione inferiore ai 5.000 abitanti. Le richieste di accesso al contributo devono essere inviate entro e non oltre il 31 marzo 2025 e tutti gli impianti ammessi al contributo dovranno entrare in esercizio entro 18 mesi a partire dalla data di ammissione al contributo e comunque non oltre il 30 giugno 2026. Le tipologie di configurazione ammesse ai benefici della misura PNRR sono le seguenti:
- gruppo di auto-consumatori;
  - CER.

Per accedere agli incentivi previsti dal Decreto CACER gli impianti a fonti rinnovabili devono rispettare i seguenti requisiti:

- appartenere a configurazioni di CER, Gruppi di auto-consumatori o di Auto-consumatore a distanza;
- essere sottesi alla stessa cabina primaria di riferimento;
- essere stati realizzati tramite intervento di nuova costruzione o di potenziamento di impianti esistenti;
- avere potenza massima di 1MW;
- essere entrati in esercizio a partire dal 16 dicembre 2021, per le sole CER, dopo la regolare costituzione della Comunità;
- non essere finalizzati alla realizzazione di progetti relativi all'idrogeno che comportino emissioni di gas a effetto serra superiori a 3 tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente per tonnellata di H<sub>2</sub>;
- rispettare i requisiti previsti dal principio DNSH (Do No Significant Harm);
- nel caso di impianti alimentati a biogas o biomassa rispettare i criteri definiti nelle Regole;
- essere realizzati esclusivamente con componenti di nuova costruzione se fotovoltaici, mentre per gli impianti diversi dai fotovoltaici è previsto l'uso anche di componenti rigenerati.

In caso di impianti di potenza superiore a 1MW sarà riconosciuto solamente il contributo di valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata. È verificato il principio del divieto di artato frazionamento: nel caso di più impianti per i quali sia fatta richiesta di inserimento in una medesima configurazione o anche in più configurazioni di CER, Gruppo di auto-consumatori o auto-consumatore a distanza, siano alimentati dalla stessa fonte, localizzati nella medesima particella

catastale o su particelle catastali contigue e nella disponibilità del medesimo produttore o riconducibili a un unico produttore, saranno considerati, ai fini dell'ammissione agli incentivi e della determinazione delle tariffe incentivanti, come un unico impianto di potenza pari alla somma di tutti gli impianti.

Viene definito il soggetto referente, che è la persona fisica o giuridica a cui viene demandata la gestione tecnica e amministrativa della richiesta di accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso, responsabile del trattamento dei dati e controparte del contratto con il GSE per l'ottenimento dei benefici previsti dal servizio. Il Soggetto Referente deve aver ricevuto apposito mandato per svolgere questo ruolo.

### *Gruppi di auto-consumatori*

Un gruppo di auto-consumatori è un insieme di almeno due soggetti distinti, facenti parte della configurazione in qualità di clienti finali e/o produttori appartenenti al gruppo (ovvero sottoscrittori di un contratto di diritto privato) e di almeno due punti di connessione distinti a cui siano collegati rispettivamente un'utenza di consumo e un impianto di produzione.

Il ruolo di Referente può essere svolto da uno degli auto-consumatori facenti parte del gruppo, scelto dal medesimo gruppo, a cui dovrà essere conferito apposito mandato senza rappresentanza da parte di tutti i membri; l'amministratore di condominio se presente, individuato come Referente tramite verbale di assemblea condominiale o, nel caso di assenza di amministratore, il rappresentante legale del condominio; il rappresentante legale dell'edificio; un produttore "terzo" di un impianto la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione, che risulti essere una ESCO (Energy Service Company - Società che forniscono servizi energetici) certificata UNI 11352, a cui dovrà essere conferito apposito mandato senza rappresentanza da parte di tutti i membri.

Qualunque soggetto titolare di un punto di connessione può partecipare a un gruppo di auto-consumatori, in qualità di produttore e/o cliente finale, fatta eccezione per alcune tipologie di imprese private (non possono associarsi le imprese la cui attività prevalente è classificata nel sistema ATECO come 35.11.00 e 35.14.00).

Un gruppo di auto-consumatori non necessita della intermediazione di un soggetto giuridico, in quanto i rapporti tra i soggetti appartenenti al gruppo vengono regolati da un contratto di diritto privato, perfezionato prima della richiesta al GSE di accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso. Nel caso di condomini, i rapporti

possono essere regolati attraverso un verbale di delibera assembleare firmato dai condòmini che aderiscono al gruppo di auto-consumatori.

I punti di connessione dei clienti finali di un gruppo di auto-consumatori devono essere ubicati nell'area afferente al medesimo edificio o condominio. Gli impianti possono essere situati nell'edificio o condominio o anche presso altri siti nella piena disponibilità di uno o più clienti finali del gruppo, ma sempre nell'ambito dell'area afferente alla medesima cabina primaria.

Possono essere inseriti nelle configurazioni più impianti o potenziamenti di impianto a fonte rinnovabile, anche dotati di sistemi di accumulo.

Gli impianti di produzione della configurazione possono essere di proprietà di un soggetto terzo e/o gestiti da un produttore terzo, purché soggetto alle istruzioni del gruppo di auto-consumatori.

I gruppi di auto-consumatori accedono ai contributi economici previsti previa richiesta di accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso da presentare al GSE.

I contributi economici spettanti sono riconosciuti in relazione a ciascun impianto di produzione la cui energia elettrica rilevi per la configurazione del Gruppo di auto-consumatori, e sono:

- il corrispettivo di valorizzazione, definito dall'ARERA a rimborso di alcune componenti tariffarie, riconosciuto sull'energia elettrica autoconsumata,
- la tariffa premio riconosciuta sull'energia condivisa incentivabile.

I produttori degli impianti possono inoltre valorizzare tutta l'energia immessa in rete vendendola a mercato o richiedendone il ritiro al GSE tramite il servizio del Ritiro Dedicato (RID).

I soggetti facenti parte della configurazione di gruppo di auto-consumatori devono essere clienti finali e/o produttori che possiedono i seguenti requisiti:

- essere titolari di punti di connessione ubicati nel medesimo edificio o condominio,
- nel caso di imprese private, la partecipazione alla configurazione non può costituire l'attività commerciale e industriale principale,
- aver sottoscritto un contratto di diritto privato avente i requisiti descritti nelle Regole operative,
- aver dato mandato al Referente, ove previsto.

I rapporti tra i soggetti appartenenti al gruppo di auto-consumatori devono essere regolati da un contratto di diritto privato che:

- preveda il mantenimento dei diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore;
- individui univocamente un soggetto delegato responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa a cui i soggetti possono, inoltre, demandare la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso le società di vendita e il GSE;
- consenta ai soggetti di recedere in ogni momento e uscire dalla configurazione, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, che devono comunque risultare equi e proporzionati;
- preveda che l'eventuale importo della tariffa premio eccedentario, rispetto a quello determinato in applicazione del valore soglia di energia condivisa espresso in percentuale sia destinato ai soli consumatori diversi dalle imprese e/o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti per la condivisione (24).

### *Comunità energetica rinnovabile*

Una comunità energetica rinnovabile (CER) è un soggetto giuridico i cui soci o membri con potere di controllo all'interno della CER possono essere cittadini, piccole e medie imprese (per le quali la partecipazione non costituisca l'attività commerciale e industriale principale), enti territoriali e autorità locali, incluse le amministrazioni comunali, le associazioni con personalità giuridica di diritto privato, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale, che condividono, tramite i loro consumi, l'energia elettrica rinnovabile prodotta da impianti a fonte rinnovabile. Non possono essere membri o soci amministrazioni centrali, grandi imprese ed imprese private con codice ATECO prevalente 35.11.00 e 35.14.00.

È possibile inserire all'interno di una CER un sistema di accumulo e anche infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici. L'energia accumulata e l'energia assorbita per la ricarica di autoveicolo vengono considerati come energia condivisa.

Le configurazioni di CER devono prevedere la presenza di almeno due membri/soci della CER stessa, facenti parte della configurazione in qualità di clienti finali e/o produttori, e di almeno due punti di connessione distinti a cui siano collegati rispettivamente un'utenza di consumo e un impianto di produzione.

L'obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera.

Il ruolo di Referente per una CER può essere svolto dalla stessa Comunità nella persona fisica che, per statuto o atto costitutivo, ne ha la rappresentanza legale. In alternativa può essere svolto da un produttore, da un cliente finale o da un produttore terzo ESCO la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione.

In una CER l'energia elettrica rinnovabile viene condivisa tra i diversi soggetti produttori e consumatori, connessi alla medesima cabina primaria, grazie all'impiego della rete nazionale di distribuzione di energia elettrica, che rende possibile la condivisione virtuale di tale energia.

La CER può gestire una o più configurazioni di autoconsumo. Tutti i punti di prelievo e immissione degli impianti nel perimetro della singola configurazione devono essere localizzati nell'area afferente alla stessa cabina primaria. Possono essere inseriti nelle configurazioni più impianti o potenziamenti di impianto a fonte rinnovabile, anche dotati di sistemi di accumulo. Gli impianti possono essere messi a disposizione anche da un produttore terzo, non socio o membro della CER. In ogni caso tutti gli impianti della configurazione devono essere nella disponibilità e sotto il controllo della CER.

Le CER possono accedere ai contributi economici previsti facendo richiesta di accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso al GSE.

I contributi economici spettanti sono riconosciuti in relazione a ciascun impianto di produzione/UP la cui energia elettrica rilevi per la configurazione di CER, e sono:

- il corrispettivo di valorizzazione, definito dall'ARERA a rimborso di alcune componenti tariffarie, riconosciuto sull'energia elettrica autoconsumata,
- la tariffa premio riconosciuta sull'energia condivisa incentivata.

I produttori degli impianti possono inoltre valorizzare tutta l'energia immessa in rete vendendola a mercato o richiedendone il ritiro al GSE tramite il servizio del Ritiro Dedicato (RID).

Lo statuto o l'atto costitutivo di una CER deve definire come obiettivo principale il fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello comunitario, escludendo il fine di ottenere profitti finanziari. I membri con poteri di controllo devono essere persone fisiche, PMI (Piccole e Medie Imprese), associazioni private con personalità giuridica, enti territoriali o autorità locali, incluse le amministrazioni pubbliche definite dall'ISTAT e presenti nei comuni dove operano gli impianti della CER. La comunità deve mantenere un carattere

autonomo e garantire una partecipazione aperta e volontaria, limitata alle PMI che non hanno come principale attività il business energetico. I membri conservano tutti i diritti di cliente finale, incluso quello di scegliere il proprio venditore e di poter uscire dalla comunità in qualsiasi momento, seppur con possibili corrispettivi per gli investimenti sostenuti. È inoltre previsto un responsabile per il riparto dell'energia condivisa e gli eventuali premi eccedenti saranno destinati a consumatori non imprenditori o a finalità sociali nei territori dove si trovano gli impianti (25).

#### *Auto-consumatore a distanza*

La configurazione di auto-consumatore individuale a distanza che utilizza la rete di distribuzione prevede la presenza di un solo cliente finale che condivide l'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili ubicati in aree nella sua piena disponibilità per autoconsumarla virtualmente nei punti di prelievo dei quali è titolare.

Questa configurazione deve prevedere almeno la presenza di due punti di connessione di cui uno che alimenti un'utenza di consumo e un altro a cui è collegato un impianto di produzione.

Il ruolo di Referente può essere svolto dal medesimo auto-consumatore oppure da un produttore di un impianto la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione, che risulti essere una ESCO certificata UNI 11352, a cui dovrà essere conferito apposito mandato senza rappresentanza.

Un auto-consumatore a distanza può inserire nella configurazione i punti di prelievo dei quali è titolare purché siano ubicati nell'area afferente alla medesima cabina primaria. Possono essere inseriti nella configurazione più impianti o potenziamenti di impianto a fonte rinnovabile, anche dotati di sistemi di accumulo, ubicati nell'area afferente alla medesima cabina primaria dei punti di prelievo e localizzati in siti nella piena disponibilità del cliente finale. Gli impianti di produzione della configurazione possono essere di proprietà di un soggetto terzo e/o gestiti da un produttore terzo, purché soggetto alle istruzioni dell'auto-consumatore a distanza.

I contributi economici spettanti, previa richiesta di accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso da presentare al GSE, sono riconosciuti in relazione a ciascun impianto di produzione la cui energia elettrica rilevi per la configurazione di Auto-consumatore a distanza, e sono:

- il corrispettivo di valorizzazione, definito dall'ARERA a rimborso di alcune componenti tariffarie, riconosciuto sull'energia elettrica autoconsumata;
- la tariffa premio riconosciuta sull'energia condivisa incentivabile.

I produttori degli impianti possono inoltre valorizzare tutta l'energia immessa in rete vendendola a mercato o richiedendone il ritiro al GSE tramite il servizio del Ritiro Dedicato (RID).

Gli impianti inseriti in configurazioni di auto-consumatori a distanza, anche se ubicati in Comuni con una popolazione inferiore a 5.000 abitanti, non sono ammessi ai contributi PNRR (26).

### *Gruppi di clienti attivi*

La configurazione di un gruppo di clienti attivi deve comprendere almeno due soggetti distinti (clienti finali o produttori) con due punti di connessione separati: uno per l'utenza di consumo e uno per l'impianto di produzione. I membri del gruppo devono soddisfare questi requisiti:

- devono essere titolari di punti di connessione nello stesso edificio o condominio. Se si tratta di imprese, la partecipazione non deve essere la loro principale attività commerciale o industriale (codici ATECO diversi da 35.11.00 e 35.14.00).
- Devono aver sottoscritto un contratto di diritto privato con i requisiti previsti nelle Regole Operative, incluso il mantenimento dei diritti di cliente finale, la possibilità di scegliere il proprio venditore e il diritto di recedere in qualsiasi momento (con eventuali corrispettivi equi e proporzionati).
- Devono delegare un Referente, se previsto, per la gestione della configurazione e per ottenere i benefici dal GSE relativi all'autoconsumo diffuso.

Nei condomini, i rapporti tra i clienti finali possono essere regolati tramite il verbale di delibera assembleare firmato dai condomini aderenti. Il ruolo di Referente può essere svolto da uno dei clienti attivi, dall'amministratore di condominio, dal rappresentante legale del condominio o da un produttore terzo, come una ESCO certificata UNI 11352, scelta e delegata dal gruppo. Gli impianti di produzione devono essere situati nell'edificio o condominio a cui la configurazione si riferisce, o in aree di piena disponibilità di uno o più clienti attivi (27).

### *Comunità energetica di cittadini*

Le configurazioni delle Comunità Energetiche dei Cittadini (CEC) devono includere almeno due membri che siano clienti finali e/o produttori, con almeno due punti di connessione distinti: uno per il consumo e uno per la produzione, tutti sottesi alla stessa cabina primaria.

Elementi essenziali dello statuto o atto costitutivo della CEC:

- Obiettivo sociale: fornire benefici ambientali, economici o sociali alla comunità e alle aree locali, piuttosto che perseguire profitti finanziari.
- Membri con poteri di controllo. Possono essere persone fisiche, piccole imprese, autorità locali (inclusi comuni, enti di ricerca e formazione, enti del terzo settore, enti di protezione ambientale, enti religiosi), nonché amministrazioni locali incluse nell'elenco ISTAT.
- Partecipazione aperta e volontaria. La partecipazione deve essere aperta e volontaria, a condizione che per le imprese private questa non sia l'attività commerciale o industriale principale (codici ATECO diversi da 35.11.00 e 35.14.00).
- Diritti dei membri. I membri mantengono i diritti di cliente finale, incluso il diritto di scegliere il proprio venditore e di poter uscire dalla configurazione in qualsiasi momento, con eventuali corrispettivi equi e proporzionati per gli investimenti sostenuti.
- Gestione dell'energia condivisa. La comunità stessa è responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa e deve possedere o avere la disponibilità e il controllo degli impianti di produzione.

Il ruolo di Referente può essere ricoperto da:

- la persona fisica che rappresenta legalmente la comunità secondo lo statuto,
- un produttore o cliente finale membro della CEC,
- un produttore "terzo" (ESCO certificata UNI 11352) di un impianto incluso nella configurazione.

Il Referente, scelto come da statuto, riceve un mandato senza rappresentanza di durata annuale, rinnovabile tacitamente e revocabile in ogni momento.

Al contrario delle CER, che sono gruppi di cittadini che beneficiano dell'energia prodotta da impianti rinnovabili situati in prossimità della loro abitazione, le CEC possono attuare solo politiche di gestione dell'elettricità non necessariamente prodotte con fonti rinnovabili (27).

### *Cliente attivo a distanza*

La configurazione di cliente attivo a distanza richiede almeno due punti di connessione: uno per un'utenza di consumo e l'altro per un impianto di produzione. Solo un cliente finale può far parte di questa configurazione ed esso deve avere piena disponibilità degli edifici o siti dove sono situati gli impianti di produzione. Gli impianti di produzione possono essere di proprietà o gestiti da un soggetto terzo, ma questo deve operare sotto le istruzioni del cliente attivo. Sia i punti di connessione del cliente che gli impianti di produzione da fonti rinnovabili devono essere collegati alla stessa cabina primaria.

Il ruolo di Referente può essere ricoperto dal cliente attivo stesso o da un produttore (come una ESCO certificata UNI 11352), che riceve un mandato senza rappresentanza. I clienti con codice ATECO 35.11.00 o 35.14.00 non possono formare una configurazione di cliente attivo a distanza (27).

### *Corrispettivi e tariffa*

I contributi economici spettanti alle configurazioni ammesse al servizio per l'autoconsumo diffuso sono riconosciuti in relazione a ciascun impianto di produzione la cui energia elettrica rilevi per la configurazione per la durata di 20 anni.

I contributi possono essere di tre tipologie:

- valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata, mediante la restituzione delle componenti tariffarie previste dalla Delibera 727/2022/R/eel dell'ARERA;
- incentivazione elettrica condivisa ai sensi del Decreto CER;
- corrispettivo per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete da parte del GSE, ove richiesto.

Il corrispettivo di valorizzazione si applica alla energia elettrica autoconsumata. L'energia elettrica autoconsumata è l'energia elettrica condivisa afferente ai punti di connessione ubicati nell'area sottesa alla medesima cabina primaria ed è definita pari al valore minimo, su base oraria, tra l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione e l'energia elettrica prelevata dai consumatori della configurazione.

La tariffa premio si applica alla energia elettrica incentivata. L'energia elettrica incentivata è l'energia autoconsumata riferita agli impianti che rispettano i requisiti di ammissione agli incentivi.

Il corrispettivo a copertura dei costi gestionali ed operativi dovuto al GSE è stabilito dal Decreto MASE n.106 del 15/03/2024. La tariffa da corrispondere è composta da un corrispettivo fisso e da un corrispettivo variabile sulla base della potenza del singolo impianto/unità di produzione facente parte della configurazione, richiesto ai soggetti ammessi alle tariffe incentivanti come riportato nella tabella sottostante. Le tariffe sono dovute su base annua e riconosciute al GSE mediante compensazione delle somme erogate (Tabella 1).

*Tabella 1: Corrispettivi richiesti per l'accesso ai benefici previsti dal decreto 7 dicembre 2023 - Incentivi per la condivisione dell'energia (28).*

<b>Potenza kW</b>	<b>Corrispettivo fisso €/anno</b>	<b>Corrispettivo variabile €/kW</b>
<b><math>P \leq 3</math></b>	0	0
<b><math>3 &lt; P \leq 20</math></b>	15	0
<b><math>20 &lt; P \leq 1000</math></b>	15	1

Il meccanismo di incentivazione è così strutturato:

- **Acconto Mensile.** Durante l'anno viene erogato un acconto mensile. Questo acconto è calcolato in base a una stima dell'energia elettrica condivisa incentivabile e della tariffa premio prevista.
- **Conguaglio.** A partire dall'anno successivo a quello di riferimento, viene riconosciuto mensilmente il contributo economico di incentivazione effettivamente dovuto. Questo viene determinato in base alle misurazioni di energia trasmesse al GSE dai gestori di rete durante l'anno in corso.

La valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata avviene su base mensile, la pubblicazione del corrispettivo avviene entro il 25 del mese M+1, dove M è il mese di validazione della misura.

Nei casi in cui il Referente ha richiesto anche il servizio di ritiro dell'energia immessa in rete per tutti gli impianti di produzione, ovvero per tutte le unità di produzione la cui energia elettrica rileva per la configurazione, il GSE regola anche le condizioni economiche relative al ritiro dedicato per i suddetti impianti. Il GSE procede alla pubblicazione del corrispettivo di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete entro il 25 del mese M+1.

Il GSE eroga su base mensile, entro il mese successivo alla pubblicazione dei contributi gli importi spettanti al raggiungimento della soglia minima di importo pari a 50 €.

La tariffa premio si compone di una parte fissa più una parte variabile. La parte fissa è stabilita in funzione della taglia dell'impianto, la parte variabile varia in funzione del prezzo di mercato dell'energia ed oscilla tra 0 ed al massimo 40€/MWh. La tariffa premio aumenta al diminuire della potenza degli impianti e al diminuire del prezzo di mercato dell'energia. È prevista inoltre una maggiorazione tariffaria per gli impianti fotovoltaici ubicati nelle Regioni del Centro e Nord Italia (Tabella 2).

Tabella 2 Tariffa premio spettante da applicare all'energia condivisa - Calcolo della tariffa premio (29) (FTV: fotovoltaico).

Potenza nominale kW	Tariffa TIP €/MWh	Tariffa max impianti non FTV €/MWh	Tariffa max impianti FTV €/MWh		
			Sud	Centro	Nord
<b>P ≤ 200</b>	80+max(0;180-PZ)	120	120	124	130
<b>200 &lt; P ≤ 600</b>	70+max(0;180-PZ)	110	110	114	120
<b>P &gt; 600</b>	60+max(0;180-PZ)	100	100	104	110

È possibile cumulare la tariffa premio con contributi in conto capitale nella misura massima del 40%. In tal caso la tariffa premio sarà ridotta con un fattore proporzionale al contributo già ricevuto.

Il Decreto prevede che le CACER assicurino che l'eventuale importo della tariffa premio eccedentario, rispetto a quello determinato in applicazione del valore soglia dell'energia oggetto di incentivazione (pari al 55% o al 45% nel caso di contributo in conto capitale), sia destinato ai soli consumatori diversi dalle imprese e/o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti per la condivisione. La verifica del superamento del valore soglia è effettuata dal GSE su base annuale.

Il GSE provvederà a erogare gli importi spettanti specificandone la natura contabile e fornendo al soggetto Referente tutte le informazioni necessarie al fine di adempiere agli obblighi previsti dal Decreto CACER.

Il GSE, per ciascuna CER, sulla base della quantità di energia elettrica autoconsumata, determina il corrispettivo di valorizzazione ARERA da riconoscere a ciascuna CER. Tale corrispettivo varia ogni anno in funzione dei corrispettivi determinati da ARERA per l'energia elettrica condivisa (nel 2023 era pari a 8,48€/MWh) (Tabella 3).

Tabella 3: Contributo di valorizzazione (30).

	<b>gruppi di auto-consumatori e gruppi di clienti attivi</b>	<b>CER, CEC, auto-consumatore a distanza, cliente attivo a distanza</b>
<b>Contributo di valorizzazione</b>	Tariffa di trasmissione in BT (10,57 €/MWh per il 2024) + valore massimo componente variabile distribuzione BT-AU (0,65 €/MWh per il 2024) + perdite di rete (varia a seconda del livello di tensione e del prezzo zonale di mercato)	Tariffa di trasmissione in BT (10,57 €/MWh per il 2024)

La tariffa incentivante può essere cumulata con:

- Contributo PNRR del Decreto CACER. La tariffa è ridotta in base all'entità del contributo ottenuto secondo quanto previsto dalle Regole.
- Altri contributi in conto capitale (non PNRR). Se l'intensità del contributo è al massimo del 40%, la tariffa è ridotta in base all'entità del contributo.
- Altre forme di sostegno pubblico (regime di aiuto di Stato diverso dal conto capitale). Il contributo deve essere massimo al 40% del costo di investimento di riferimento per kW. Anche in questo caso, la tariffa viene ridotta in base all'entità del contributo.
- Contributi per studi di prefattibilità e spese preliminari. Non è prevista alcuna decurtazione.
- Detrazioni fiscali con aliquote ordinarie. Non viene applicata nessuna decurtazione.
- Altre forme di sostegno pubblico (non regime di aiuto di Stato e non in conto capitale). Senza decurtazione.

La tariffa incentivante non è cumulabile con:

- altre forme di incentivo in conto esercizio;
- superbonus;
- contributi in conto capitale superiori al 40% dei costi di investimento ammissibili;
- altre forme di sostegno pubblico (aiuto di Stato diverso dal conto capitale) superiori al 40% dei costi di investimento ammissibili.

Inoltre, i contributi per l'energia elettrica condivisa nelle configurazioni ammesse sono alternativi al meccanismo dello Scambio sul Posto.

La tariffa premio non si applica sull'energia elettrica autoconsumata attribuibile alla quota di potenza realizzata per adempiere all'obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici (comma 4, art.11 del D.Lgs 28/2011) (30).

### *Misura PNNR*

La missione 2, Componente 2, Investimento 1.2 del PNRR mira a promuovere l'uso di fonti rinnovabili tramite comunità energetiche e l'autoconsumo, stanziando 2,2 miliardi di euro fino al 30 giugno 2026. L'obiettivo è realizzare una potenza complessiva di almeno 2GW e una produzione indicativa di 2.500 GWh/anno.

La misura prevede un contributo in conto capitale per impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, fino al 40% delle spese ammissibili.

Gli impianti devono essere parti di CER o Gruppi di auto-consumatori, situati in Comuni con meno di 5.000 abitanti. L'impianto deve essere di nuova costruzione o rappresentare un potenziamento di un impianto esistente, con una potenza che non superi 1MW.

Dal punto di vista della configurazione tecnica, l'impianto deve essere ubicato nell'area sottesa alla stessa cabina primaria a cui fa riferimento CER o il Gruppo di auto-consumatori cui l'impianto è destinato a far parte. È essenziale che l'impianto rispetti i requisiti ambientali, inclusi quelli del principio DNSH ("Do No Significant Harm") e del tagging climatico. Infine, una volta realizzato, l'impianto deve essere inserito in una configurazione di Comunità Energetiche Rinnovabili o Gruppi di auto-consumatori che abbiano un contratto attivo per l'erogazione della tariffa incentivante.

Il Decreto CACER specifica i criteri e le modalità di concessione dei contributi.

Per impianti con potenza pari o inferiore a 200kW, il beneficiario ha due opzioni: richiedere un'anticipazione fino al 10% del valore massimo del contributo, seguito dal saldo della quota residua, o richiedere direttamente il saldo del 100% del contributo spettante.

Per impianti con potenza tra 200kW e 1000kW, le opzioni disponibili sono: un'anticipazione fino al 10% del contributo massimo, seguita dal saldo della quota residua; oppure, l'erogazione del 40% del contributo massimo (quota intermedia), seguita dal saldo; o infine, il saldo del 100% del contributo in conto capitale spettante. È importante notare che il saldo potrà essere erogato solo dopo la conclusione dell'istruttoria e la stipula del contratto per l'accesso al servizio di

autoconsumo diffuso, relativo alla configurazione in cui l'impianto è inserito per la richiesta del contributo PNRR.

Sono ammissibili le voci di spesa:

- realizzazione di impianti a fonti rinnovabili;
- fornitura e posa in opera dei sistemi di accumulo;
- acquisto e installazione macchinari, impianti e attrezzature hardware e software, comprese le spese per la loro installazione e messa in esercizio;
- opere edili strettamente necessarie alla realizzazione dell'intervento;
- connessione alla rete elettrica nazionale.

Sono finanziabili in misura non superiore al 10% dell'importo ammesso a finanziamento:

- studi di prefattibilità e spese necessarie per attività preliminari;
- progettazioni, indagini geologiche e geotecniche;
- direzioni lavori, sicurezza;
- collaudi tecnici e/o tecnico-amministrativi, consulenze e/o supporto tecnico-amministrativo essenziali all'attuazione del progetto.

I massimali di spesa previsti dal Decreto CACER (sono Tabella 4):

*Tabella 4: Massimali di spesa previsti dal Decreto CACER (31).*

<b>Potenza impianto kW</b>	<b>Massimale €/kW</b>
<b>P≤20</b>	1500
<b>20&lt;P≤200</b>	1200
<b>200&lt;P≤600</b>	1100
<b>600&lt;P≤1000</b>	1050

La determinazione del contributo in conto capitale massimo erogabile verrà, effettuata considerando il minimo tra la spesa ammissibile dichiarata e il massimale di spesa stabilito dal Decreto CACER. L'ammontare del contributo in conto capitale spettante sarà rideterminato al momento dell'erogazione a saldo, sulla base delle spese ammissibili effettivamente sostenute e non potrà essere superiore a quanto previsto nell'atto di concessione.

Il soggetto beneficiario è tenuto a corrispondere al GSE un contributo a copertura delle spese di istruttoria: 50 euro per impianti fino a 20kW; 450€ per impianti di potenza superiore a 20kW e fino a 20 kW; 1.300€ per impianti di potenza superiore a 200kW e fino a 600kW; 2.300€ per impianti di potenza superiore a 600kW e fino a 1.000kW.

Il contributo PNRR è cumulabile altri contributi in conto capitale diversi da quelli sostenuti da altri programmi e strumenti dell'Unione Europea, di intensità non superiore al 40%; i contributi erogati a copertura dei soli costi sostenuti per gli studi di prefattibilità e le spese necessarie per attività preliminari allo sviluppo dei progetti, ivi incluse le spese necessarie alla costituzione delle configurazioni; la tariffa incentivante ai sensi del Decreto CACER decurtata (31).

## SISTEMI DI ACCUMULO

Un Sistema di accumulo è un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo).

I sistemi di accumulo possono essere installati su:

- impianti solari fotovoltaici incentivati;
- impianti solari termodinamici incentivati o che chiedono il riconoscimento degli incentivi;
- impianti alimentati da fonte rinnovabile diversi dai fotovoltaici incentivati o che chiedono il riconoscimento degli incentivi, anche in sostituzione al regime incentivante dei Certificati Verdi;
- impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore costituiti da unità per le quali viene richiesto il riconoscimento del funzionamento come Cogenerazione ad Alto Rendimento e/o il riconoscimento dei Certificati Bianchi;
- impianti alimentati da fonte rinnovabile che accedono, nell'ambito del Ritiro Dedicato, ai prezzi minimi garantiti nel caso in cui l'energia elettrica è ritirata dal GSE o è commercializzata sul libero mercato;
- impianti di produzione che accedono allo Scambio sul Posto;
- impianti alimentati da fonte rinnovabile per i quali è richiesta l'emissione di Garanzie d'Origine.

Non rientrano nella definizione di Sistema di accumulo i sistemi utilizzati in condizioni di emergenza (UPS) che entrano in funzione solo in corrispondenza dell'interruzione dell'alimentazione dalla rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà del soggetto che ne ha la disponibilità.

Il Sistema di accumulo può essere installato sull'impianto di produzione secondo tre diverse configurazioni che si differenziano in base alla modalità di carica e al posizionamento elettrico dello stesso:

1. monodirezionale lato produzione;
2. bidirezionale lato produzione;
3. bidirezionale post-produzione.

La determinazione dell'energia che ha diritto agli incentivi e ai prezzi minimi garantiti nell'ambito del ritiro dedicato o alle garanzie di origine viene realizzata tramite degli algoritmi che variano in base alla configurazione.

L'erogazione degli incentivi e dei benefici agli impianti di produzione gestiti dal GSE che installano Sistemi di accumulo è subordinata all'esito dell'istruttoria del GSE, che viene effettuata a partire dalla ricezione della comunicazione di avvenuta installazione e all'adozione di un provvedimento espresso di accoglimento dell'intervento.

Il Soggetto Responsabile è tenuto a corrispondere al GSE un contributo per le spese di istruttoria relativo alle modifiche impiantistiche apportate. L'importo del contributo dipende dalla tipologia di fonte (fotovoltaico o FER non fotovoltaici) e dalla potenza dell'impianto come specificato nelle modalità operative nel D.M. 24/12/2014:

- Impianti fotovoltaici. Il corrispettivo è costituito da una quota fissa pari a 50€ e da una quota variabile pari a 2€ per ciascun kW di potenza fino a 20 kW e pari a 1€ per ciascun kW di potenza eccedente i primi 20kW.
- Impianti FER non fotovoltaici. Il corrispettivo corrisponde ad un contributo proporzionale ai kW soggetti a modifica secondo il seguente schema:
  - da 0 a 50kW: 50€ a impianto;
  - da 50 a 200kW: 90€ a impianto;
  - da 200 a 1.000kW: 300€ a impianto;
  - a 1.000 a 5.000kW: 710€ a impianto;
  - maggiore di 5.000kW: 1.150€ a impianto (32).

## INFRASTRUTTURE DI RICARICA

La misura del PNRR intitolata "Installazione di infrastrutture di ricarica elettrica" si inserisce nella Missione 2, Componente 2, Investimento 4.3, e mira a promuovere gli investimenti per lo sviluppo di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici all'interno dei centri urbani. L'obiettivo fissato è di installare, entro il 2025, oltre 21.000 infrastrutture di ricarica, sia lungo le strade extraurbane che nei

centri urbani, attraverso l'applicazione di due decreti ministeriali: il D.M. n.10 del 12/01/2023 e il D.M. n.110 del 18/03/2024. Il D.M. n.110 del 18/03/2024 sostituisce completamente il decreto precedente, pur mantenendo la validità per le procedure già iniziate con esito positivo.

I decreti autorizzano l'accesso ai finanziamenti del PNRR per realizzare almeno 13.755 infrastrutture di ricarica veloci nei centri urbani e 7.500 infrastrutture di ricarica super-veloci sulle strade extraurbane, con un sostegno finanziario pari al 40% delle spese ammissibili.

Sono ammessi al contributo le imprese o gli RTI (raggruppamento temporaneo di imprese), costituiti o costituendi, che, alla data di presentazione dell'istanza dimostrino di aver gestito stazioni di ricarica operative sul territorio dell'Unione europea, in un numero almeno pari al 5% del numero di stazioni di ricarica riferito all'ambito per il quale è proposta istanza al beneficio.

Nel decreto si suddivide il territorio italiano attraverso la definizione di 58 ambiti regionali per centri abitati e 81 per le extraurbane, in modo tale da ottenere una massima diffusione e capillarità delle infrastrutture e vengono indicati i requisiti minimi tecnici.

Il GSE si occupa di formare una graduatoria per ciascun ambito secondo i criteri di selezione indicati nel decreto assegnando fino ad un massimale di 100 punti per ogni progetto ammesso. Il contributo è concesso ai soli soggetti beneficiari risultati primi nelle graduatorie (33).

## 3. FOTOVOLTAICO

### INTRODUZIONE

Il fotovoltaico è oggi uno dei driver principali per la transizione energetica e lo sviluppo sostenibile a livello globale. Questa tecnologia è il frutto di quasi due secoli di ricerca e sviluppo che hanno permesso di porre le basi per la costruzione dello scenario energetico futuro.

Nel 1839 il fisico francese Alexandre Edmond Becquerel scoprì l'effetto fotovoltaico effettuando esperimenti su elettrodi immersi in una soluzione conduttrice. Questo effetto consiste nella capacità di alcuni materiali di produrre corrente elettrica quando esposti alla luce del Sole.

Nel 1876 gli scienziati Smith, Adams ed Evans concentrarono le loro ricerche sull'effetto della luce sul selenio, materiale impiegato nei cavi del telegrafo, che, se illuminato, era in grado di emettere una leggera scarica di energia. Questa scoperta permise all'americano Charles Fritts di creare, nel 1879, una cella fotovoltaica composta da uno strato di selenio rivestito da una sottile pellicola d'oro. L'anno successivo Fritts combinò alcune di queste celle, formando il primo pannello fotovoltaico della storia.

Nel 1921 A. Einstein ricevette il premio Nobel per la fisica grazie alle sue ricerche sull'effetto fotoelettrico, la teoria fisica dell'effetto fotovoltaico, grazie alla quale si iniziò a definire la luce come un flusso di "pacchetti di energia".

Il primo impianto fotovoltaico fu costruito nel 1954 nei Bell Laboratories negli USA, grazie al lavoro degli scienziati Gerald Pearson, Daryl Chapin e Calvin Fuller che realizzarono la prima cella solare al silicio, capace di generare una quantità di energia elettrica sufficiente ad alimentare una piccola ricetrasmittente. Da quel momento in poi, grazie alla sua maggiore efficienza e accessibilità rispetto al selenio, il silicio fu il materiale principale utilizzato per la tecnologia fotovoltaica e si moltiplicarono le sue applicazioni pratiche.

Nel 1958 i pannelli solari furono montati su un satellite mandato in orbita. Nelle prime fasi di sviluppo, il fotovoltaico era principalmente utilizzato in applicazioni spaziali, in particolare per alimentare i satelliti artificiali.

Il 1963 segnò l'inizio della commercializzazione di questa tecnologia negli Stati Uniti che, anche a causa la crisi energetica degli anni '70, si diffuse molto rapidamente. L'uso di materiali semiconduttori come il silicio consentì di migliorare l'efficienza delle celle solari, rendendo i pannelli fotovoltaici più

accessibili e convenienti per il pubblico. Grazie a incentivi governativi e alla crescente consapevolezza ambientale, sempre più famiglie hanno iniziato ad installare i pannelli fotovoltaici per generare elettricità pulita autonomamente.

In Italia, il primo impianto fotovoltaico venne installato nel 1979 al Passo della Mandriola, tra gli Appennini del Cesenate. Nel 1992, l'Italia introdusse i primi incentivi per la produzione di energia da fonti rinnovabili, tra cui il fotovoltaico. Da allora l'energia solare fotovoltaica ha conosciuto una crescita significativa, diventando una delle principali fonti di produzione di energia rinnovabile nel Paese (34) (35).

## ENERGIA SOLARE

L'energia solare deriva dalla radiazione solare. Considerando la distanza con il pianeta Terra, la potenza solare che raggiunge il nostro pianeta è circa  $1370\text{W/m}^2$ , definita come costante solare (3).

Durante il passaggio attraverso l'atmosfera, l'intensità della radiazione solare si riduce per vari motivi: una parte viene riflessa verso lo spazio, un'altra diffusa dalle molecole dei gas e del vapore acqueo e un'altra ancora assorbita. Questa attenuazione dipende quindi dagli elementi atmosferici e dallo spessore di atmosfera attraversata e viene misurata attraverso la "massa d'aria" (AM). Questa grandezza è il rapporto tra la lunghezza del percorso dei raggi solari nell'atmosfera e lo spessore dell'atmosfera stessa.  $AM=0$  rappresenta la radiazione extra-terrestre, mentre lo standard CEI EN 60904-3 utilizza la curva AM1.5 come riferimento per la valutazione dei pannelli fotovoltaici (Figura 13).

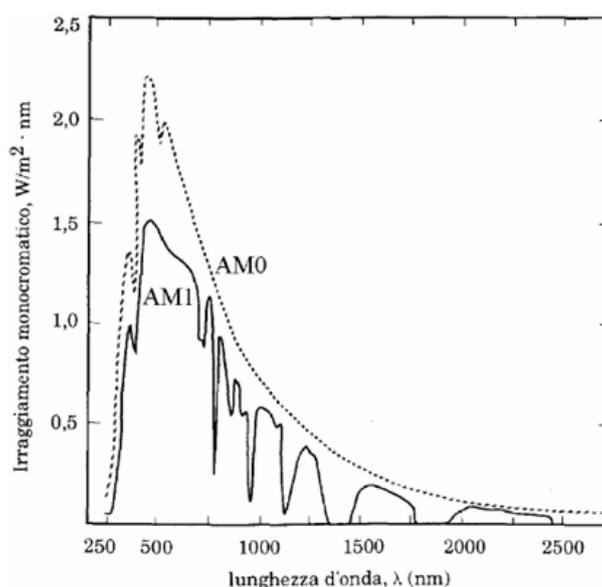


Figura 13: Spettro radiazione solare (3).

La radiazione solare sulla Terra è misurata e fornita in base alla latitudine del sito (in Italia, tra 36° e 47° di latitudine Nord). Per valutare la posizione del sole rispetto al sito, vengono definite grandezze come il tempo solare apparente e l'equazione del tempo.

## LA CELLA ED IL MODULO FOTOVOLTAICO

Una cella fotovoltaica è un dispositivo elettrico/elettronico a stato solido che converte l'energia della luce solare incidente in elettricità tramite l'effetto fotovoltaico. Rappresenta l'elemento costitutivo dei moduli fotovoltaici.

L'effetto fotovoltaico è il fenomeno fisico di interazione radiazione-materia che si realizza quando un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale passa alla banda di conduzione a causa dell'assorbimento di un fotone sufficientemente energetico incidente sul materiale.

La tipica cella fotovoltaica prodotta industrialmente è costituita da una sottile fetta di silicio mono o policristallino, di spessore variabile fra 0,08 e 0,3mm. Nello spessore della cella si distinguono due strati semiconduttori: quello superiore esposto alla radiazione solare, molto sottile, di tipo N, ed un secondo strato, di tipo P, in cui avviene l'assorbimento della luce incidente. Questi strati si ottengono tramite drogaggio di Boro e Fosforo. La luce genera all'interno della cella le coppie elettrone-lacuna, che migrano verso gli elettrodi sotto l'azione del campo elettrico presente alla giunzione p-n: gli elettroni vengono raccolti dall'elettrodo superiore e le lacune da quello inferiore, creando un generatore di corrente (Figura 14) (3).

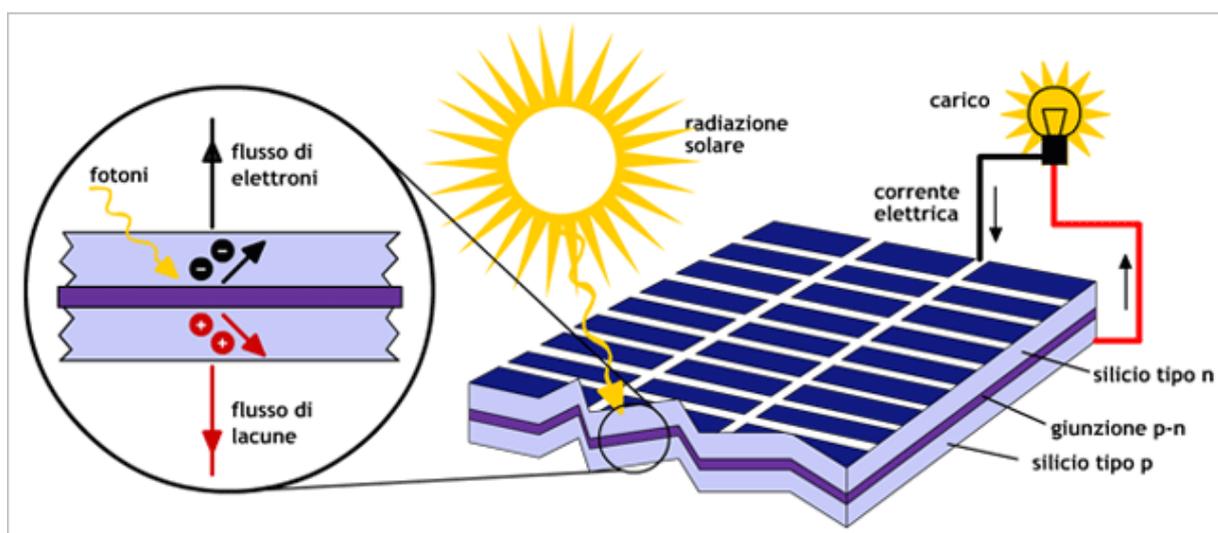


Figura 14: Cella fotovoltaica (36).

Le celle fotovoltaiche sono caratterizzate da una curva tensione – corrente (V-I), dalla quale è possibile determinare le prestazioni elettriche. Questa curva è definita Curva Caratteristica (Figura 15) e da questa è possibile ricavare le grandezze:

- corrente di corto circuito ( $I_{SC}$ ), la corrente erogata dalla cella quando a questa viene applicato un carico con resistenza nulla;
- tensione a circuito aperto ( $V_{OC}$ ), la tensione ai morsetti della cella quando a questa viene applicato un carico a resistenza infinita;
- potenza Massima (PM), il punto in cui il prodotto tensione corrente della cella è massimo ( $I=I_M$  e  $V=V_M$ ).

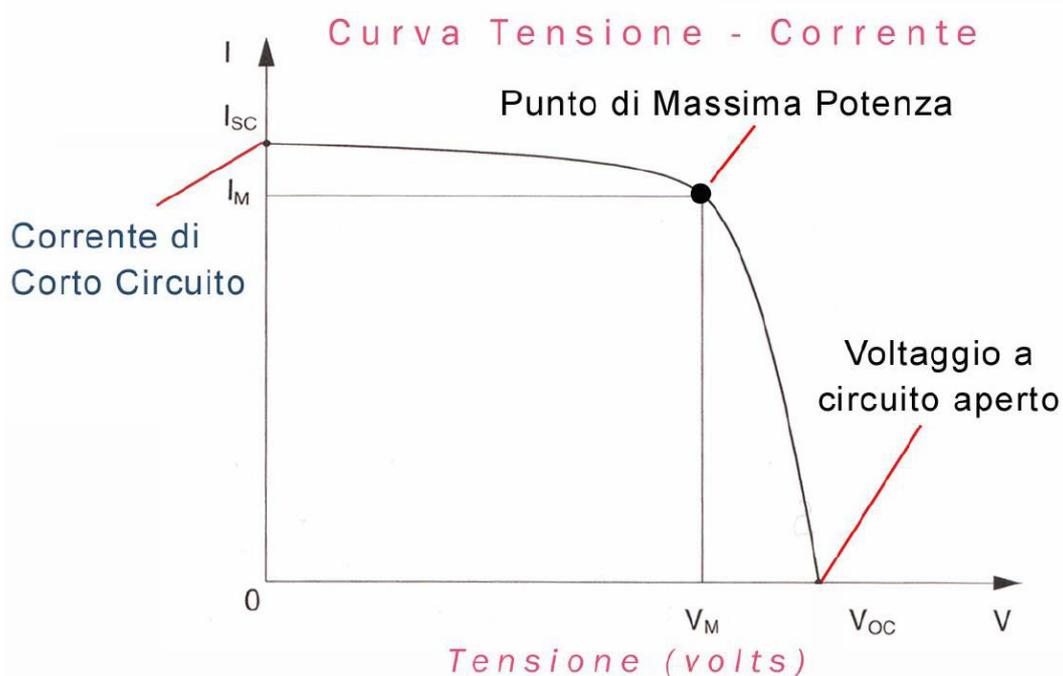


Figura 15: Curva Tensione-Corrente (3).

A parità di condizioni di irraggiamento le prestazioni di una cella possono variare sensibilmente al modificarsi delle sue proprietà intrinseche. Per valutare le prestazioni di una cella o di un modulo fotovoltaico è necessario che si faccia riferimento ad una distribuzione spettrale della radiazione solare incidente che sia di riferimento. Sono quindi definite le condizioni standard di test (STC) che stabiliscono tre condizioni:

- distribuzione spettrale al suolo chiamato AM1.5;
- valore di Irraggiamento per unità di superficie di  $1000\text{W}/\text{m}^2$ ;
- temperatura della cella di  $25^\circ\text{C}$ .

Si definisce quindi anche il rendimento energetico della cella, chiamata Efficienza nominale, definito come:

$$\eta_{cella} = \frac{P_{STC}}{I_{STC} \cdot A_{CELLA}}$$

- $P_{stc}$ : Potenza elettrica massima della cella in STC
- $I_{stc}$ : Irraggiamento solare in STC
- $A_{cella}$ : Superficie della cella

Altre grandezze importanti sono la Potenza Elettrica (P) ed il Fill Factor (FF), che sono calcolate come segue:

$$P = V \cdot I$$
$$FF = \frac{V_M \cdot I_M}{V_{OC} \cdot I_{SC}}$$

La cella migliore è quella che riesce ad erogare una corrente costante al variare del voltaggio. Ciò non è possibile e l'allontanamento dalla situazione "ideale" viene quantificato mediante il Fill Factor (3).

Nel silicio amorfo il FF assume valori bassi, fino a 0.5, sale a circa 0.65 nei moduli a film sottile per arrivare a 0.7-0.8 nei moduli in silicio policristallino e silicio monocristallino.

Operativamente le condizioni STC non si verificano mai. È importante conoscere come le caratteristiche elettriche della cella si modificano al variare della temperatura e della irradiazione solare incidente (Figura 16).

## Influenza della potenza radiante

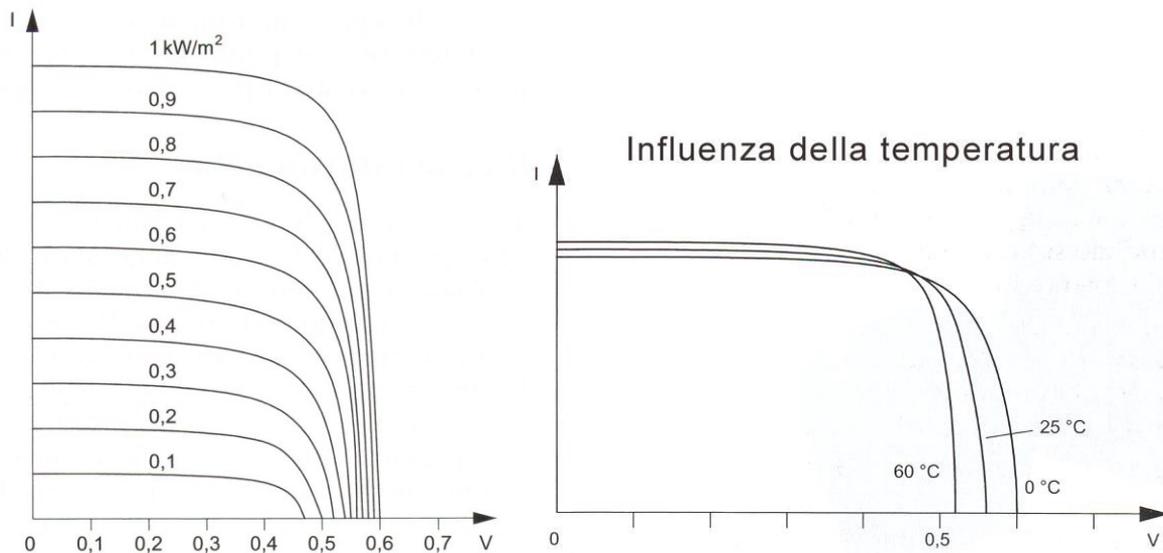


Figura 16: Influenza della temperatura e irradiazione solare (3).

Al diminuire della potenza radiante si ha una decisa riduzione della  $I_{SC}$ , di contro  $V_{OC}$  non varia considerevolmente; si avrà quindi una forte diminuzione della potenza massima erogabile. La temperatura invece gioca un ruolo differente modificando il  $V_{OC}$  e operando una moderata influenza su  $I_{SC}$ ; quindi, l'influenza sul valore di potenza massima risulta meno marcata.

La temperatura di lavoro della cella gioca un ruolo fondamentale. Il costruttore fornisce un valore nominale (NOCT) che rappresenta la temperatura raggiunta dalla cella quando sottoposta ad un irraggiamento di  $800\text{W}/\text{m}^2$ , con una temperatura dell'aria di  $20^\circ\text{C}$ , una velocità del vento di  $1\text{m}/\text{s}$  ed uno spettro di radiazione AM1.5. Tanto più piccolo è il NOCT tanto migliore è la qualità della cella mi indica una buona capacità di conversione energetica ed un buon smaltimento del calore. La norma CEI 82-25 mi fornisce le indicazioni su come calcolare la temperatura cella  $T_{cell}$  e di  $V_{OC}$  del modulo al variare delle condizioni di funzionamento, e sono:

$$T_{cell} = T_a + G_p \cdot \frac{NOCT - 20}{800}$$

$$V_{OC}(T) = V_{OC,STC} - N_s \cdot \beta \cdot (25 - T_{cell})$$

- $T_a$ : temperatura ambiente di lavoro
- $G_p$ : radiazione incidente sul piano dei moduli
- $N_s$ : numero di celle in serie nel modulo
- $\beta$ : coefficiente termico di  $V_{OC}$ .

La potenza nominale  $P_n$  della cella viene modificata al variare della temperatura cella e della temperatura dell'ambiente di lavoro. La norma fornisce indicazioni per la stima della variazione della potenza nominale  $\Delta P_n$  qualora si conosca la temperatura ambiente o la temperatura della cella. È possibile definire un rendimento termico di lavoro del pannello  $\eta_T$  e calcolare la Potenza nominale Effettiva di lavoro  $P_{n,eff}$ .

$$\Delta P_n = \frac{CT}{100} \cdot \left( T_a - 25 + G_p \cdot \frac{NOCT - 20}{800} \right)$$

$$\Delta P_n = \frac{CT}{100} \cdot (T_{cell} - 25)$$

$$P_{n,eff} = (1 + \Delta P - 0.08) \cdot P_n$$

➤ CT: coefficiente di tensione

Il calcolo dell'Energia elettrica prodotta dal pannello nel corso dell'anno sarà valutabile come:

$$E_{el}(\Delta t) = P_{n,eff} \cdot \frac{E_{sol}(\Delta t)}{1000} \cdot K$$

- $E_{sol}$ : energia solare incidente sul pannello
- K: coefficiente che tiene conto dell'ombreggiamento (0,9÷0,98)
- $\Delta t$ : periodo di tempo per il quale si valuta la produzione.

Nella produzione di dispositivi fotovoltaici le principali esigenze sono quelle di elevati valori di efficienza e costi di produzione contenuti. Il materiale più utilizzato per la produzione di celle e di conseguenza di moduli fotovoltaici è il silicio. Oggi il silicio è largamente utilizzato soprattutto nell'industria elettronica, questo ha agevolato lo sviluppo di tecnologie e metodi di raffinazione e lavorazione.

Le tecnologie oggi disponibili sono essenzialmente di due tipi. Si hanno i moduli fotovoltaici classici, composti di wafers di silicio cristallino e che rappresentano l'85% del mercato mondiale attuale, ripartito tra silicio monocristallino (39%) e silicio policristallino (43%), più un piccolo spazio occupato dal silicio in nastro (3%). Il restante 15% del mercato è occupato dai film sottili. Quasi tutto il mercato dei film sottili è occupato dal silicio amorfo (13%), il resto da tecnologia ancora in fase di sperimentazione.

La maggior efficienza delle celle fotovoltaiche si ha con l'utilizzo del silicio monocristallino. I componenti commerciali presentano attualmente rendimenti tipici intorno al 16%.

Le celle al silicio policristallino sono le più diffuse sul mercato grazie ai bassi costi di produzione. Invece di utilizzare un unico grande cristallo di silicio, questa tecnologia sfrutta un agglomerato di piccoli cristalli, la cui produzione è decisamente meno delicata e di conseguenza meno costosa. Il minor costo delle celle al silicio policristallino rispetto a quelle monocristallino è ripagato dal loro rendimento che è intorno al 14%.

Nel silicio amorfo gli atomi non sono legati come nel silicio cristallino, ma si possono avere diverse configurazioni strutturali caratterizzate dalla presenza di legami liberi. Uno degli aspetti che rendono interessante il silicio amorfo è quello di poterlo depositare su superfici di qualsiasi forma geometrica, anche curve e persino su strati flessibili. In questo caso non si presentano i problemi di fragilità riscontrati con il silicio cristallino, ma la stabilità delle prestazioni elettriche nel costo della vita utile è minore. I moduli di silicio amorfo sono riconoscibili da un caratteristico colore scuro e dall'omogeneità della superficie. Questo tipo di cella ha un rendimento che per quelle commerciali è di circa il 7% (37).

La cella fotovoltaica è generalmente di forma quadrata, ha una superficie pari a circa  $100 \text{ cm}^2$  e non presenta tensioni e correnti idonee ad essere utilizzata per fini energetici: produce nelle condizioni di soleggiamento standard una corrente di 3A con una tensione di 0.5V quindi una potenza di 1.5 W. È indispensabile unire elettricamente più celle per dare luogo ad un modulo, all'interno del quale le celle sono combinate in serie, in parallelo o in serie/parallelo. Il collegamento di serie consente di incrementare il voltaggio complessivo del modulo, senza incrementarne la corrente diversamente, il collegamento in parallelo incrementa la corrente di uscita senza modificare il voltaggio complessivo.

Il modulo è formato da un numero di celle che assumono generalmente valori standard: 36, 64, 72 cui corrispondono dimensioni di circa di  $1 \times 0,5 \text{ m}$ ,  $0,8 \times 0,8 \text{ m}$ ,  $1 \times 1 \text{ m}$ . Le celle sono ricoperte anteriormente con un vetro temprato, di circa 4mm di spessore, che assolve la funzione di permettere il passaggio della luce e di proteggere la parte attiva. I collegamenti elettrici con l'esterno avvengono nella maggior parte dei casi all'interno delle cassette di terminazione applicate con gomma siliconata sul retro dei moduli. Nelle cassette sono disponibili la polarità positiva e negativa ed i diodi di by-pass, il cui scopo è di impedire gli squilibri di tensione tra i moduli stessi.

## L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

I moduli fotovoltaici possono essere usati sia singolarmente sia collegati tra loro in serie e in parallelo, così da formare dei pannelli, delle stringhe e dei campi fotovoltaici. Più moduli vengono collegati a formare un pannello, più pannelli vengono collegati in serie a formare una stringa al fine di raggiungere la tensione nominale. Più stringhe sono collegate tra loro in parallelo, fino a raggiungere la potenza che si desidera installare nell'intero campo fotovoltaico, costituito da tutti i moduli e tutte le loro strutture e connessioni che fanno capo ad un singolo impianto. L'insieme di tutti i campi viene chiamato generatore fotovoltaico che, nel caso di un solo campo, viene a coincidere con quest'ultimo.

Possono verificarsi delle anomalie che rendono più complesso il progetto dell'impianto. L'interconnessione delle celle in un impianto fotovoltaico può causare problemi, soprattutto se una cella viene oscurata. In questo caso, la cella smette di funzionare come generatore e agisce come un diodo polarizzato inversamente, bloccando la corrente e azzerando l'energia prodotta dall'intero modulo. Anche un'ombreggiatura parziale riduce la corrente del modulo alla quantità prodotta dalla cella meno esposta, causando una diminuzione dell'energia prodotta più che proporzionale. Se moduli con prestazioni diverse sono collegati in serie, l'efficienza complessiva sarà limitata dal modulo con le prestazioni più basse. Inoltre, l'ombreggiatura di una cella in una serie può causare il fenomeno dell'hot-spot, dove la cella oscurata dissipa la potenza delle altre, portando a un aumento della temperatura che può danneggiarla irreparabilmente.

Per risolvere i problemi di malfunzionamento nei moduli fotovoltaici, vengono installati diodi nella morsettiera della cassetta di terminazione. Un diodo di by-pass viene inserito in parallelo ai moduli per cortocircuitare e isolare un modulo in caso di contro-polarizzazione, evitando così la formazione di hot-spot. Questo diodo deve essere dimensionato per la corrente dell'intero gruppo di celle. I diodi di by-pass riducono anche il problema del mismatch, cioè le disomogeneità tra le celle che limitano la corrente del modulo alla cella con prestazioni inferiori.

Un altro diodo, chiamato diodo di blocco, viene collegato in serie alla stringa per bloccare la corrente inversa che farebbe funzionare le celle come carico invece che come generatore. Tuttavia, questo collegamento comporta una caduta di tensione sul diodo di blocco, riducendo la potenza utile. Il diodo di blocco deve essere dimensionato tenendo conto della tensione inversa a cui è soggetto, assicurandosi che la sua tensione di break-down sia superiore alla tensione inversa

applicata. Il collegamento elettrico è garantito da cavi speciali detti cavi solari (Figura 17).

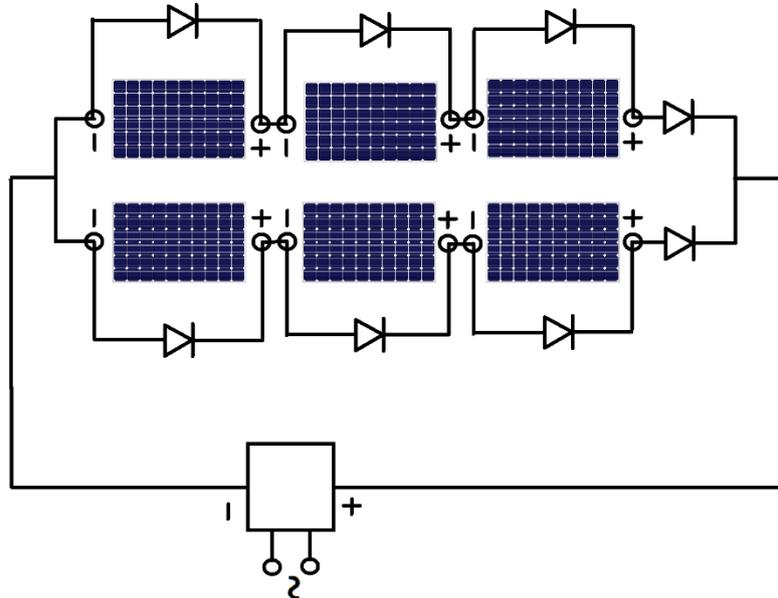


Figura 17: Un esempio di collegamento: un diodo di blocco è posizionato in serie con ciascuna stringa di moduli, mentre i diodi di bypass sono posizionati in parallelo ai moduli (38).

Possiamo riassumere le specifiche tecniche di un pannello fotovoltaico:

- dimensioni della cella e numero (36, 48, 50, 54, 60, 72, 80, 96);
- forma e colore (preudo-quadrata, quadrata, ottagonale, etc);
- potenza di picco  $W_p$  (potenza massima in condizioni standard) e tolleranza;
- efficienza del modulo;
- corrente e tensione nel punto di massima potenza ( $V_M$  e  $I_M$ );
- corrente di corto circuito e tensione a vuoto ( $I_{SC}$  e  $V_{OC}$ );
- temperatura nominale della cella NOCT;
- tensione massima di sistema;
- coefficiente di tensione;
- tensione a vuoto a  $-10^\circ\text{C}$  e tensione al punto di massima potenza a  $70^\circ\text{C}$ ;
- configurazione elettrica;
- diodi di bypas;
- sistema di connessione;
- lunghezza, larghezza, spessore e peso del pannello;
- garanzia prodotto e certificazioni.

L'insieme del generatore fotovoltaico e del sistema di controllo e condizionamento della potenza costituisce il sistema fotovoltaico.

È possibile avere varie tipologie progettuali per realizzare un impianto fotovoltaico. Le categorie in cui si possono classificare sono due, il primo è in base al tipo di connessione con la rete e si hanno:

- sistemi isolati. Questo tipo d'impianto alimenta uno o più carichi elettrici isolati dalla rete elettrica. Sono impiegati principalmente per dare alimentazione ai carichi in casi di zone isolate come baite di montagna, zone dei paesi in via di sviluppo e tutte quelle zone non facilmente elettrificabili. Per garantire la continuità d'alimentazione al carico si realizza l'immagazzinamento dell'energia.
- Sistemi connessi in rete. Forniscono l'energia elettrica generata dal processo fotovoltaico direttamente alla rete pubblica di distribuzione dell'energia. Questi tipi d'impianto generalmente non richiedono sistemi d'accumulo dell'energia, perché la presenza della rete elettrica garantisce l'alimentazione delle utenze in qualsiasi condizione, sia di produzione sia di carico.

Il secondo tipo di caratterizzazione degli impianti si basa sulla tipologia dei movimenti permessi ai moduli:

- sistemi ad inclinazione fissa. Al sistema di pannelli è dato un posizionamento che rimane tale nel tempo. È il più economico ed il più diffuso: non necessita di manutenzione e perciò è più facile gestirlo.
- Sistemi ad inseguimento attivo. Il movimento del pannello è realizzato con l'ausilio di motori elettrici comandati attraverso circuiti elettronici di controllo. Si possono avere sistemi d'inseguimento i cui movimenti interessano uno o entrambi gli assi di rotazione, quello orizzontale e quello verticale. La logica di funzionamento è quella di individuare la posizione del sole, con l'ausilio di un sensore dedicato, e di posizionare il pannello ortogonale rispetto ai raggi. Il sistema necessita di un opportuno condizionamento che è realizzato con porte logiche, circuiti comparatori, trigger secondo le diverse necessità. Una volta realizzato il condizionamento, il segnale è inviato alla unità logica che elabora il segnale in ingresso e genera gli opportuni comandi dei motori. Con l'utilizzo di questi sistemi di inseguimento è possibile sfruttare al massimo la componente indiretta della radiazione solare.
- Sistemi ad inseguimento passivo. Il movimento è generato dall'espansione di un liquido riscaldato dal sole, che aumenta di volume e crea pressione in un pistone pneumatico, producendo un movimento meccanico, questo permette ai pannelli solari di seguire la traiettoria del sole senza l'uso di motori elettrici.

Questo movimento ruota il supporto dei pannelli, mantenendoli perpendicolari ai raggi solari. Durante la notte, il peso del pannello riposiziona l'inseguitore al punto di partenza. In questo tipo di sistemi d'inseguimento il movimento interessa un solo asse, quello di rotazione est-ovest.

Dove è necessario un valore costante disponibile verso l'utenza si utilizzano opportuni regolatori di tensione o circuiti di tipo chopper. L'impiego di questi circuiti presenta inoltre il vantaggio di poter massimizzare le prestazioni del campo fotovoltaico facendolo lavorare con valori di tensione e corrente ottimali. Dispositivi di questo genere si chiamano inseguitori del punto di massima potenza (MPPT - Maximum Power Point Tracker).

Se è necessario disporre di energia elettrica sotto forma di corrente alternata monofase o trifase è necessario l'utilizzo di convertitori statici (inverter). I moderni inverter uniscono alla conversione da continua in alternata altre importanti funzioni quali la protezione dei carichi della rete a valle, ed integrano sistemi di gestione MPPT.

## INVERTER: TIPOLOGIE DI SISTEMI E TECNOLOGIA MPPT

### *Sistema centralizzato con bassa tensione nominale*

Si parla della tensione lato continua. La bassa tensione ( $V_{cc} \leq 120V$ ) si ottiene connettendo pochi moduli in serie a formare una stringa. Uno dei vantaggi di stringhe così corte è dato dalla minimizzazione dell'effetto di riduzione della potenza complessiva in caso di ombreggiamento. Lo svantaggio principale è l'elevato valore delle correnti a causa del parallelo tra un maggior numero di stringhe nel quadro di campo. Il limite dei 120V<sub>cc</sub> o dei 50V<sub>ac</sub> corrisponde alla "tensione di contatto limite convenzionale" entro la quale è possibile realizzare sistemi a bassissima tensione di sicurezza o a bassissima tensione di per i quali non è richiesta una protezione contro i contatti indiretti. Si ricorda che in un sistema SELV (safety extra-low voltage) o PELV (protected extra-low voltage) viene richiesta la presenza di un trasformatore di sicurezza verso la rete oppure uno schermo collegato a terra nei PELV.

### *Sistema centralizzato con tensione nominale medio-alta*

Il vantaggio di queste configurazioni sta nella possibilità di utilizzare cavi di sezione ridotta, grazie alla presenza di correnti di entità contenuta. Lo svantaggio, legato al maggior numero di moduli da connettere in serie, risiede nelle maggiori

perdite di energia nel caso di ombreggiamento parziale di un modulo. Ovviamente l'adozione di un sistema Mono Inverter richiede l'utilizzo di moduli fotovoltaici dello stesso tipo altrimenti sarebbe impossibile fare operare il sistema in condizioni di massima potenza (Figura 18).

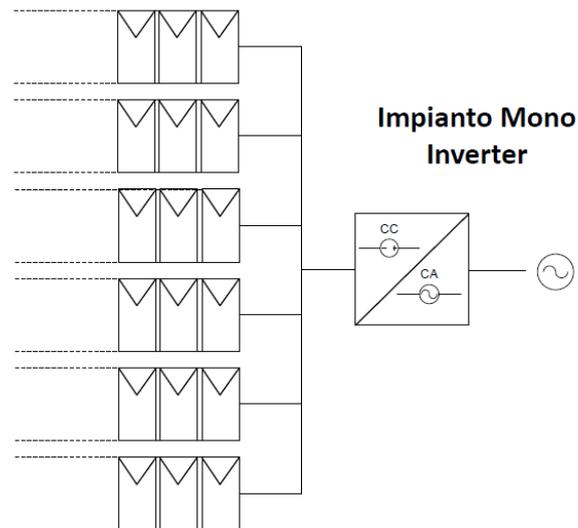


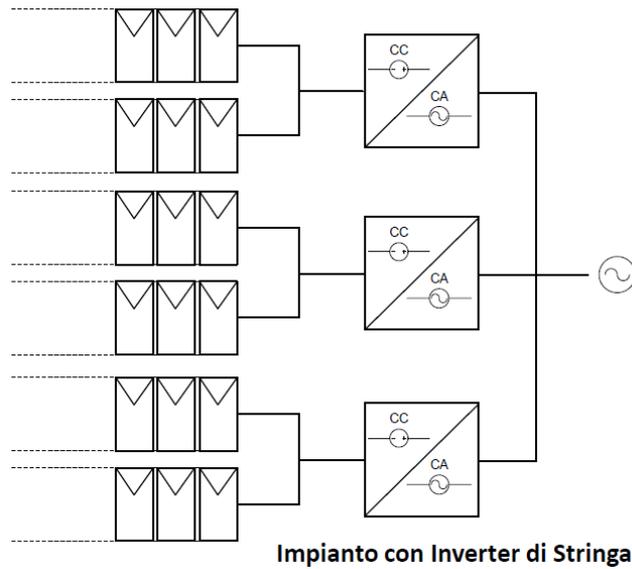
Figura 18: Impianto mono-inverter (3).

#### *Sistema multi-inverter con connessione con modalità “Master – Slave”*

Impianti di taglia superiore spesso utilizzano due o tre inverter che si ripartiscono la potenza prodotta. Uno di essi è il “master” ossia l'elemento al quale è assegnata la priorità e che funziona da solo in caso di basso irraggiamento. Quando cresce la radiazione incidente, fino al punto in cui la potenza prodotta supera quella massima dell'inverter master, entra in gioco automaticamente l'inverter successivo. Al fine di suddividere equamente il carico di lavoro, il ruolo di master viene assegnato alternativamente ai diversi inverter, secondo cicli specifici. Il vantaggio di questa configurazione sta nel fatto che il gruppo di conversione lavora con efficienza elevata.

#### *Sistema multi-inverter con conversione di sottocampo e di stringa*

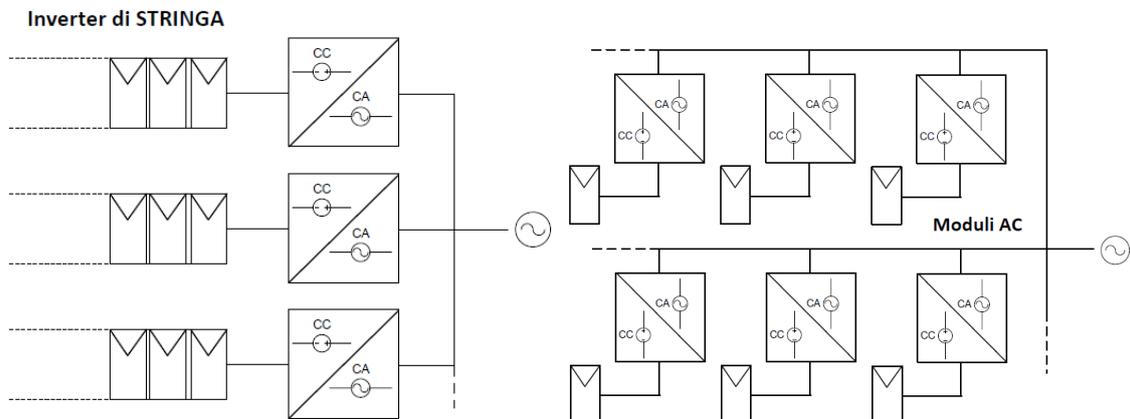
Nel caso in cui il sistema sia composto da sottocampi o da stringhe con diverse inclinazioni e/o con diversi profili di ombreggiamento e/o con diversi orientamenti si utilizza un inverter “dedicato” per ognuna di tali configurazioni, in questo modo si ottengono rese superiori rispetto ad un inverter centralizzato. Il costo di impianto aumenta (Figura 19).



*Figura 19: Impianto con inverter di stringa (3).*

*Sistema multi-inverter con moduli con inverter dedicato*

La situazione ottimale per ottenere un'elevata efficienza dalla conversione realizzata con l'accoppiamento tra modulo fotovoltaico e inverter è quella di far lavorare ogni modulo continuamente al suo punto di massima potenza. Questo si ottiene accoppiando un inverter ad ogni modulo ottenendo delle unità "modulo-inverter" anche chiamate "moduli in corrente alternata". Un altro vantaggio di questa configurazione è la semplicità con cui il sistema può essere ampliato in una fase successiva a quella di installazione. Questa soluzione ha, al momento, i difetti del costo più elevato e della minore efficienza nella conversione del segnale (Figura 20).



*Figura 20: Inverter dedicati (3).*

Un altro problema risolto dall'utilizzo di moduli con inverter dedicato è quello del mismatching, Questo fenomeno che mi va a ridurre la producibilità dell'impianto avviene quando i moduli fotovoltaici, collegati in serie, non hanno le medesime proprietà elettriche oppure quando questi sono esposti a diverse condizioni ambientali. Il mismatching può verificarsi nelle seguenti situazioni:

- ombreggiamento parziale e differenti esposizioni alla luce;
- sporcizia (comporta una riduzione dell'area illuminata sui moduli);
- cambiamenti dinamici (es il passaggio delle nuvole);
- differenti temperature;
- invecchiamento del modulo fotovoltaico.

### *Inverter MPPT*

MPPT sta per "Maximum Power Point Tracking" (inseguitore del punto di massima potenza) ed è un sistema intelligente progettato per estrarre la massima energia possibile da un pannello impianto fotovoltaico. A differenza degli inverter tradizionali, che funzionano a tensione fissa, gli inverter MPPT si adattano alle variazioni di irraggiamento solare e temperatura per ottimizzare la produzione di energia.

L'inverter MPPT tramite degli algoritmi monitora l'output del pannello solare e regola la tensione e la corrente in modo da mantenere il sistema sempre al punto di massima potenza. Indipendentemente dalle condizioni atmosferiche o dell'angolazione dei pannelli, l'inverter MPPT garantisce il massimo rendimento. Il cuore del sistema è il regolatore MPPT e solitamente è in un modulo separato oppure è integrato nell'inverter.

Tutti gli inverter disponibili oggi sul mercato offrono una resa superiore al 90%, mentre un inverter di alta qualità ha un rendimento superiore al 98%. La temperatura nell'involucro dell'inverter influisce sul grado di rendimento. Se sale troppo, l'inverter deve ridurre la sua potenza. In alcune circostanze non è possibile utilizzare appieno la potenza di modulo attualmente disponibile, è quindi particolarmente importante un raffreddamento efficiente e affidabile dell'involucro. La temperatura dipende da un lato dal luogo di installazione e dall'altro dal funzionamento dell'inverter: anche con un grado di rendimento pari a 98%, le perdite che sotto forma di calore sono comunque pari a un 2%.

## **UTILIZZO E VANTAGGI DEL FOTOVOLTAICO**

Il fotovoltaico italiano è quasi interamente fondato sul silicio. Complessivamente, il 72,5% dei pannelli installati sono realizzati in silicio policristallino e il 21,5% è

in silicio monocristallino. Il restante 6%, invece, è costituito da film sottili o da altri materiali alternativi e più performanti. Fa eccezione la Sicilia, in cui ben l'11% della potenza installata non è né in silicio cristallino né policristallino, ma in silicio amorfo (39).

In Italia, la radiazione solare al suolo diretta normalmente media giornaliera annua varia considerevolmente da regione a regione, passando dai 3,9kWh/m<sup>2</sup> del nord ai 4,2kWh/m<sup>2</sup> del centro e ai 4,7kWh/m<sup>2</sup> del sud. I valori annui variano tra 1018kWh/m<sup>2</sup> ed i 1921kWh/m<sup>2</sup> (40).

Alcuni dei vantaggi dell'energia solare sono comuni a tante altre fonti rinnovabili, quelle che la contraddistinguono sono:

- il sole rappresenta una fonte di energia immutabile ed inesauribile
- il solare è una fonte di energia che può essere sfruttata in qualunque luogo del pianeta e arriva anche laddove mancano infrastrutture e allacciamenti.
- nonostante i pannelli fotovoltaici vadano incontro a una progressiva perdita di efficienza, con una vita utile di 20-25 anni la manutenzione risulta piuttosto ridotta.
- i pannelli fotovoltaici garantiscono una grande praticità non solo in fase di installazione, ma anche in manutenzione. I materiali che costituiscono i pannelli possono essere recuperati, riciclati e riutilizzati nuovamente.
- il fotovoltaico è una tecnologia matura: l'affidabilità, la durata e le prestazioni degli impianti sono più che soddisfacenti.

## **FUTURI SVILUPPI**

L'Italia è uno dei paesi più virtuosi in Europa e nel mondo per la produzione di energie rinnovabili. Il fotovoltaico corrisponde a un quinto del totale dell'energia rinnovabile prodotta e ad una quota compresa tra il 7% e l'8% del fabbisogno energetico complessivo nazionale (dati riferiti al 2019) (39).

Dal punto di vista della produzione, nel 2013 si è toccata quota 21.589GWh/anno, arrivati nel 2017 a 24.378 e a quasi 25.000 nel 2020. La produzione è concentrata nei mesi estivi, con giugno e luglio appena sotto quota 3.000GWh e altri cinque mesi piazzati sopra quota 2.000: marzo, aprile, maggio, agosto e settembre (39).

Tra le tipologie di impianti più promettenti abbiamo l'agri-voltaico che è un sistema costituito da un impianto fotovoltaico posizionato su un terreno che viene utilizzato allo stesso tempo per attività agricole o per l'allevamento. Questa compresenza di agricoltura e pannelli solari garantisce un uso efficiente e inclusivo del suolo, promuovendo al contempo il recupero di terreni abbandonati.

In questo circolo virtuoso la produttività del terreno non viene in alcun modo intaccata e lo stesso suolo viene sfruttato per due scopi differenti e complementari. Il numero di questi impianti è progressivamente cresciuto di anno in anno, fino al punto che oggi si ritiene siano una delle chiavi fondamentali per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Altra tipologia di impianto su cui gli ultimi decreti pubblicati stanno puntando è il fotovoltaico floating su acque interne e a mare: il sistema non occupa terreno ma sfrutta le aree inutilizzate dei bacini idrici artificiali o naturali e ha un impatto ambientale molto limitato. Inoltre, la presenza di acqua consente l'implementazione di un sistema di raffreddamento, aumentato vita utile e efficienza dei pannelli. Infine, l'accoppiamento con impianti idroelettrici è particolarmente vantaggioso in quanto sfrutta la connessione di rete già esistente

Oggi la potenza complessiva degli impianti solari installati in Italia è di circa 25GW, un numero che secondo il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) dovremmo più che raddoppiare entro il 2030, arrivando almeno a 52GW (41).

## 4. IDROGENO

### COS'È L'IDROGENO

L'idrogeno è il primo elemento chimico della tavola periodica. Tra i tanti elementi che compongono la materia, l'idrogeno è il più leggero e il più abbondante: costituisce quasi il 90% della massa visibile dell'universo, per la maggior parte nella sua forma gassosa. In una atmosfera ricca di ossigeno brucia in modo molto simile al metano: tra i combustibili convenzionali è quello con il massimo contenuto di energia per unità di peso, tre volte superiore a quello della benzina, ma allo stesso tempo ha scarsa densità energetica volumetrica, richiedendo quindi serbatoi di maggiori dimensioni per il suo deposito.

Quando parliamo di idrogeno intendiamo la sua formula molecolare  $H_2$  che in natura non esiste e va quindi prodotta. L'idrogeno è possibile trovarlo solo legato ad altri elementi, come ad esempio nell'acqua o negli idrocarburi. Per separarlo è necessario fornire dell'energia che favorisca il processo di separazione e sostenendo un costo economico e spesso anche ambientale. L'idrogeno è quindi considerato un vettore energetico e non una fonte energetica, in quanto non presente in natura.

Uno dei primi usi che si fece dell'idrogeno fu come gas di riempimento per aerostati e successivamente per altri tipi di aeronavi. Famosa è la tragedia del dirigibile Hindenburg, che ebbe luogo nonostante gli ingegneri avessero rivestito la struttura dell'aeronave in modo da non causare scintille, dato che si conosceva l'inflammabilità del gas. Quello fu un caso particolare di impiego, dato che non era disponibile l'elio, gas quasi altrettanto leggero, ma inerte. Al tempo l'idrogeno molecolare si otteneva per la reazione dell'acido solforico con il ferro.

Oggi il consumo globale di idrogeno ammonta a circa 75 milioni di tonnellate all'anno, secondo il rapporto dell'International Energy Agency del 2020 (Agenzia Internazionale dell'Energia, IEA). Oltre il 90% proviene da materie prime fossili e in particolare dal gas naturale. I maggiori produttori dell'idrogeno sono le industrie dei fertilizzanti e del petrolio (42) (43). L'idrogeno è utilizzato in un ampio ventaglio di cicli produttivi e applicazioni:

- è usato nella produzione di ammoniaca;
- è utilizzato nell'idrogenazione degli oli vegetali;
- viene impiegato in aeronautica (in passato nei dirigibili) come combustibile;
- è utilizzato come riserva di energia nelle pile a combustibile;

- è una fonte di energia per l'autotrazione come combustibile nei mezzi di trasporto.

La produzione di idrogeno viene realizzata con diverse tecnologie dalle quali nascono le diverse denominazioni (Figura 21):

- idrogeno nero/marrone, è prodotto tramite gassificazione del carbone. Si tratta della versione più dannosa per l'ambiente dal momento che il processo rilascia sia CO<sub>2</sub> che monossido di carbonio.
- Idrogeno grigio, è l'idrogeno prodotto da combustibili fossili, generalmente viene estratto dalle fonti fossili attraverso la tecnica dello steam reforming.
- Idrogeno turchese, è estratto dal metano tramite pirolisi. Il processo prevede di riscaldare il gas in assenza di ossigeno per rompere termicamente i legami chimici e ottenere idrogeno e carbonio solido. Il processo in sé non produce emissioni dirette di CO<sub>2</sub> ma considerando l'intero ciclo di vita è legato a significativi livelli di gas serra.
- Idrogeno blu, è anche lui prodotto analogamente all'idrogeno grigio ma la CO<sub>2</sub> è stoccata attraverso sistemi di cattura del carbonio. In questo caso c'è un problema di sostenibilità, sia economico, perché i costi di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub> sono ancora proibitivi, sia ambientale, perché il ciclo produttivo non è in grado di catturare tutta la CO<sub>2</sub> prodotta.
- Idrogeno bianco, generato da un processo geochimico naturale nelle profondità della crosta terrestre. La sua catena del valore è simile a quella di produzione di gas naturale, comprende quindi la prospezione, la selezione dei siti, la perforazione, l'estrazione e la separazione dei prodotti. Durante la sua produzione, vengono create poche emissioni di carbonio, ma potrebbe possedere altri impatti ambientali.
- Idrogeno rosa/viola, il cui colore identifica la produzione da elettrolisi alimentata da energia nucleare. Sebbene ci siano poche emissioni di carbonio, non si possono escludere altri impatti ambientali come la produzione di scorie nucleari radioattive.
- Idrogeno verde, è l'unico sostenibile e si ottiene attraverso l'elettrolisi dell'acqua, da elettricità prodotta da fonti rinnovabili. Se l'energia elettrica fornita proviene da fonti rinnovabili, la produzione d'idrogeno avviene in modo completamente pulito, senza emissioni inquinanti in atmosfera.
- Idrogeno giallo, in questo caso il vettore è generato da elettrolisi con elettricità della rete.

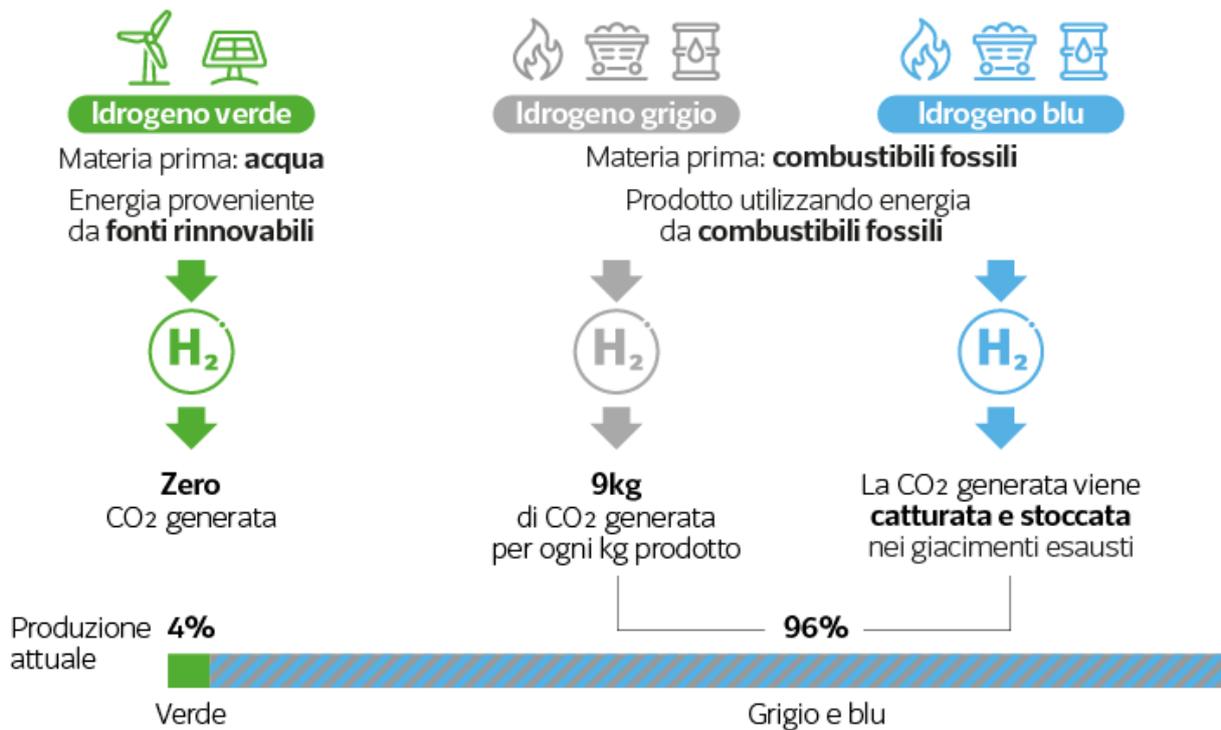


Figura 21: Tipologie di idrogeno (44).

## PRODUZIONE DELL'IDROGENO

La produzione mondiale annua di idrogeno è di circa 600 miliardi di Nm<sup>3</sup>, equivalenti a 50 milioni di tonnellate, ottenuti:

- per il 50% da reforming del gas naturale,
- per il 30% dal cracking di idrocarburi più pesanti (petrolio),
- per il 16% dalla gassificazione del carbone.

Il rendimento di questi processi è molto basso, dal momento che viene perso il 30-50% dell'energia contenuta nel combustibile primario, senza contare che rilasciano notevoli quantitativi di CO<sub>2</sub>. La produzione da acqua tramite elettrolisi ha un migliore bilancio energetico, ma rappresenta soltanto il 4% della produzione attuale ed è destinata unicamente ad applicazioni che richiedono un elevato livello di purezza.

Esistono diverse tecnologie per la produzione di idrogeno, che possono essere utilizzate a seconda dei requisiti specifici e delle risorse disponibili. Generalmente vengono classificati in base alla fonte di origine e tecnologia od in base ai principi fisici dietro il processo di produzione, che possono essere termo-chimici oppure elettrici o fotobiotici.

I processi termochimici utilizzano reazioni chimiche e termodinamiche per ottenere idrogeno da materiali organici come combustibili fossili e biomassa:

- natural gas reforming (detto anche reforming con metano a vapore o SMR);
- gasificazione del carbone;
- gasificazione della biomassa;
- reforming di liquidi derivati da biomassa;
- idrogeno termico solare (Solar thermochemical hydrogen - STCH).

L'acqua ( $H_2O$ ) può essere suddivisa in idrogeno ( $H_2$ ) e ossigeno ( $O_2$ ) mediante elettrolisi o energia solare:

- elettrolisi dell'acqua;
- fotoelettrochimici (PEC);
- fotobiologici.

Microrganismi come batteri e alghe possono produrre idrogeno attraverso processi biologici:

- conversione microbiologica della biomassa;
- fotobiologici.

Gli idrocarburi sono la fonte che attualmente rappresenta il modo più economico per produrre l'idrogeno: circa il 97% dell'idrogeno prodotto è ottenuto dai combustibili fossili. I processi più utilizzati sono il gas reforming e la gassificazione del carbone.

Dall'acqua invece il metodo più utilizzato è l'elettrolisi. Mediamente per produrre un kg di idrogeno occorrono dai 50 ai 65kWh di energia con il metodo classico. Un elettrolizzatore ad acqua ideale con un'efficienza del 100% consumerebbe circa 150 litri di acqua dolce e 39,4 kWh per kg di idrogeno (45).

#### *Riformazione del vapore del gas naturale (steam reforming)*

Il modo più comune e meno costoso per produrre idrogeno è attraverso il reforming del gas naturale. Si tratta della tecnologia attualmente più utilizzata per la produzione di idrogeno. In questo processo il gas naturale, composto principalmente da metano, viene riscaldato fino a temperature elevate, di circa 700-1.100°C, con vapore acqueo in presenza di un catalizzatore. In questo processo il metano presente nel gas naturale reagisce con il vapore acqueo, producendo idrogeno ( $H_2$ ) e monossido di carbonio (CO). Questo processo è poco costoso, ma presenta anche degli svantaggi. Come sottoprodotto viene rilasciata anidride carbonica, che ha un impatto sull'ambiente (Figura 22).

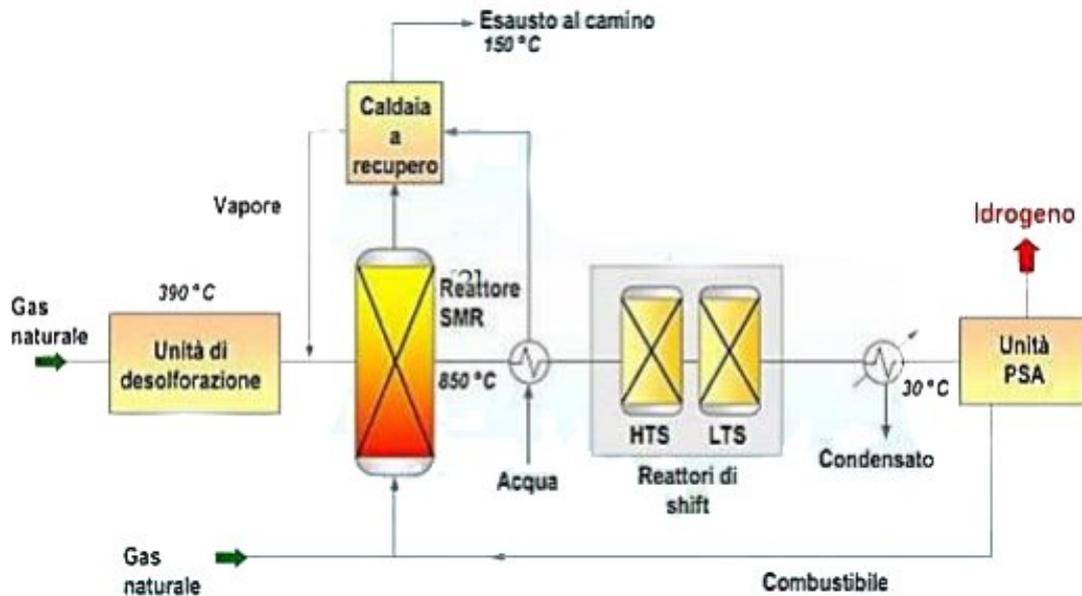


Figura 22: Schema steam reforming (46).

### Gassificazione

I gassificatori sono impianti che realizzano processi di combustione in regime di scarsità di ossigeno. Diversamente dalla normale combustione, con la gassificazione si innesca un particolare processo detto di pirolisi, cioè di decomposizione termochimica della materia utilizzata (carbone, rifiuti, biomasse), che porta alla scissione dei legami chimici originari e alla formazione di gas di sintesi (syngas) ricco, tra l'altro, di idrogeno. È compito poi di opportuni reattori chimici, posti a valle del gassificatore, trasformare il syngas in idrogeno della purezza desiderata (Figura 23).

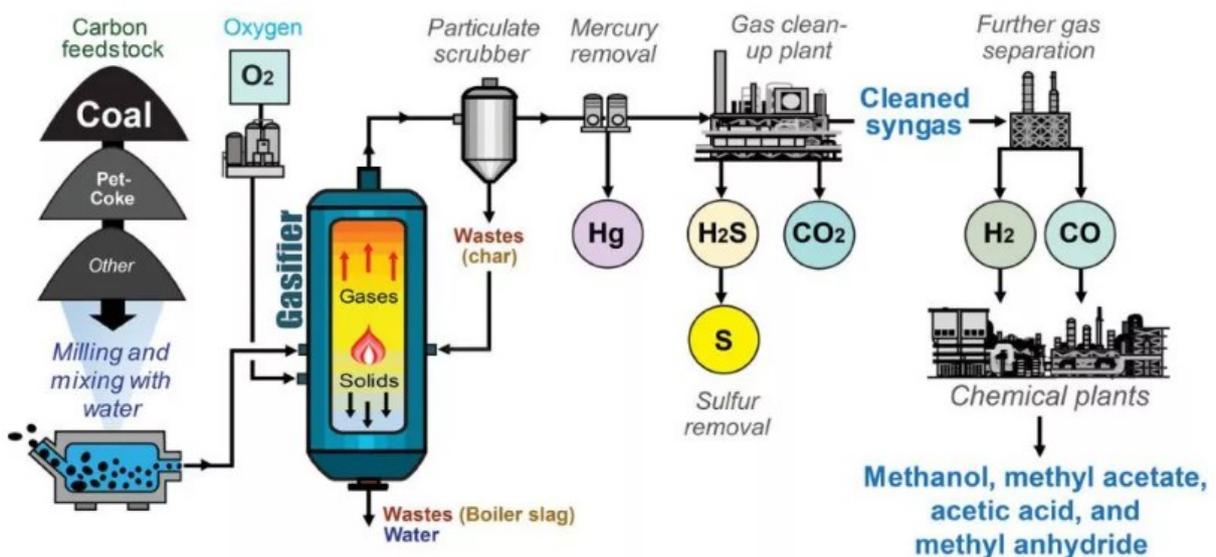


Figura 23: schema gassificazione (47).

## Elettrolisi

Nell'elettrolisi l'acqua viene scissa in idrogeno e ossigeno con l'aiuto di una corrente elettrica. Per fare ciò, le apparecchiature chiamate elettrolizzatori eseguono il processo di elettrolisi.

L'acqua viene posta a contatto con due elettrodi, un anodo a carica positiva e un catodo a carica negativa. La corrente elettrica dissocia le molecole in ioni idrogeno  $H^+$  e ioni idrossido  $OH^-$ . Al catodo gli ioni idrogeno acquisiscono elettroni in una reazione di riduzione e diventano idrogeno gassoso. All'anodo gli ioni idrossido cedono elettroni in una reazione di ossidazione, portando alla formazione di ossigeno (Figura 24).

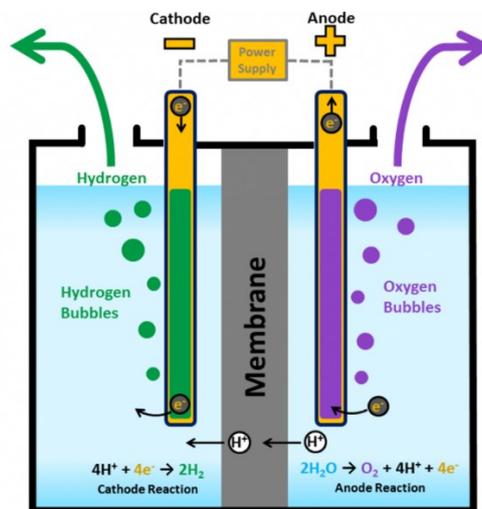


Figura 24: Elettrolisi dell'acqua (48).

Se la cella elettrolitica è posta in prossimità di un impianto da fonti rinnovabili, parte della produzione di elettricità, per esempio quella in eccesso rispetto alla capacità di trasporto della rete, può essere impiegata per alimentarla. In questo modo l'idrogeno prodotto svolge la funzione di uno "stoccaggio" chimico, che può essere utilizzato successivamente, quando serve.

## Idrogeno termico solare

Con questo metodo l'energia solare viene utilizzata al posto di quella elettrica per realizzare il processo di elettrolisi. Ciò può avvenire sia attraverso la luce solare diretta sia concentrando la radiazione solare con l'aiuto di specchi o collettori solari. Questa nuova tecnologia potrebbe essere utilizzata nei paesi in cui è disponibile una quantità sufficiente di sole e permettere di produrre idrogeno in modo particolarmente economico (Figura 25).

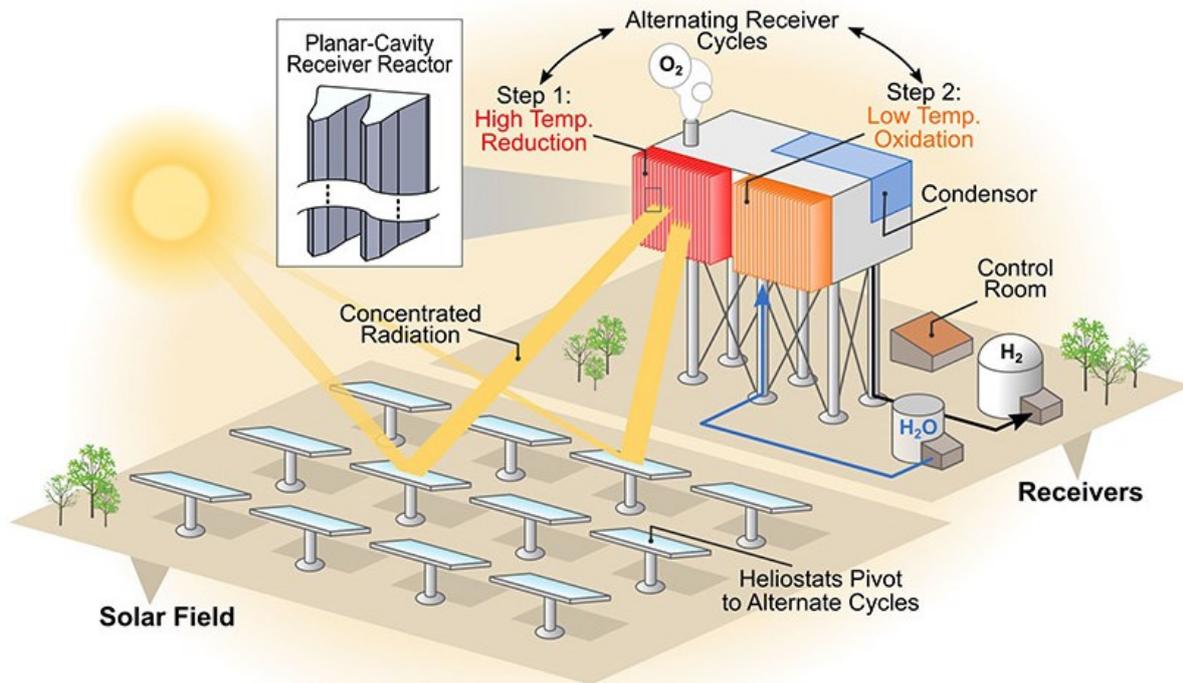


Figura 25: Piattaforma concettuale per la produzione di idrogeno termico solare (49).

### Fotobiologica

Alcuni microrganismi possono produrre idrogeno attraverso la fermentazione o la fotosintesi. Alcune alghe e batteri sono in grado di produrre idrogeno sotto specifiche condizioni. I pigmenti delle alghe assorbono l'energia solare e gli enzimi nella cellula agiscono da catalizzatori per scindere l'acqua nei suoi componenti di idrogeno e ossigeno. Questo metodo ha un potenziale come fonte di idrogeno sostenibile ed ecologica, ma è ancora in fase di sviluppo.

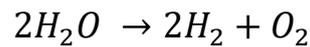
## IDROGENO VERDE: TECNICA E TECNOLOGIA

Per trasformare l'elettricità in idrogeno si utilizza l'elettrolisi. L'elettrolisi è il processo più promettente da un punto di vista di impatto ambientale e di sostenibilità. Il processo di elettrolisi consente di produrre idrogeno in modo ecologico, soprattutto se l'elettricità utilizzata proviene da fonti di energia rinnovabili. Queste tecnologie svolgono un ruolo importante nel consentire all'idrogeno pulito di emergere come vettore energetico sostenibile per diverse applicazioni.

I principali vantaggi dell'elettrolisi dell'acqua sono l'assenza di emissioni di CO<sub>2</sub> e una purezza dell'idrogeno superiore rispetto ad altre tecnologie. Tuttavia, gli elettrolizzatori hanno generalmente un costo elevato e l'efficienza nella produzione di idrogeno è bassa. Pertanto, per favorire lo sviluppo dell'elettrolisi

alimentata da elettricità rinnovabile, come quella generata da pannelli fotovoltaici, turbine eoliche o energia idroelettrica, è necessario sviluppare tecnologie avanzate che riducano i costi dell'idrogeno e migliorino l'efficienza degli elettrolizzatori.

L'elettrolisi dell'acqua comporta la rottura della molecola dell'acqua per formare 2 moli di idrogeno e una di ossigeno allo stato gassoso.



L'acqua in ingresso viene demineralizzata a monte del sistema di elettrolisi. Ciò avviene tramite l'osmosi inversa e la raccolta in un serbatoio, che funge da riserva per alimentare l'elettrolizzatore.

Quest'ultimo è un apposito dispositivo che permette di effettuare l'elettrolisi. In media un elettrolizzatore ha un'efficienza di 5kWh/Nm<sup>3</sup>. (Nm<sup>3</sup>: Normal metro cubo).

Il principio fisico di una cella elettrolitica è uguale per qualsiasi tecnologia:

- l'acqua viene pompata sulla superficie di un elettrodo;
- grazie all'apporto di energia elettrica la molecola viene divisa in ioni ed elettroni;
- gli elettroni fluiscono attraverso un circuito esterno, mentre gli ioni attraverso l'elettrolita;
- sull'elettrodo opposto avviene una nuova reazione per la formazione della sostanza riducente.

## TIPOLOGIE DI ELETTROLIZZATORI

Non tutti gli elettrolizzatori sono uguali: esistono quattro tecnologie principali. La scelta dell'elettrolizzatore dipende da qual è la applicazione. Di seguito una breve un'analisi dei quattro diversi tipi di elettrolizzatori e cosa li distingue.

### *Elettrolisi alcalina (AEL - Alkaline Electrolyser)*

Si tratta della tipologia di elettrolizzatori industriali più datati e sono in circolazione da molti anni. Nell'elettrolisi alcalina, l'acqua viene scissa in idrogeno e ossigeno utilizzando un elettrolita alcalino, in genere una soluzione acquosa di idrossido di potassio. In questo caso, gli ioni idrossido vengono trasportati attraverso l'elettrolita (soluzione alcalina) da un catodo a un anodo. In questo modo si produce idrogeno (Figura 26).

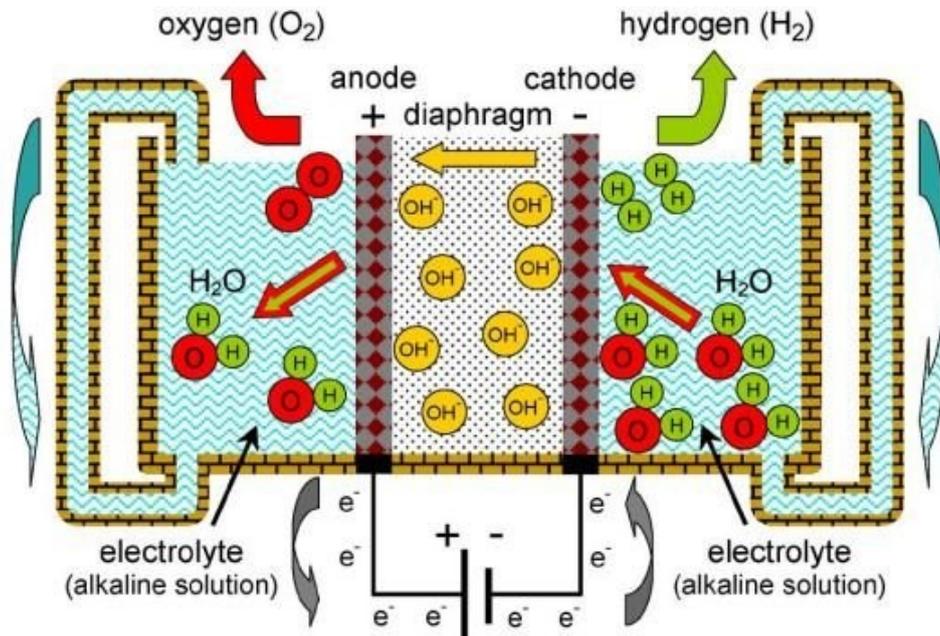


Figura 26: Diagramma di una cella ad elettrolisi alcalina (50).

Vantaggi:

- non richiede metalli rari;
- buona efficienza, 55-65% (on LHV);
- resistente agli elementi contaminanti presenti nell'acqua;
- vita di esercizio prolungata (circa 40.000-80.000 ore di funzionamento);
- massimo livello di maturità tecnologica (TRL 8-9).

Svantaggi:

- velocità di reazione più lenta rispetto all'elettrolisi PEM;
- temperature di esercizio elevate (70-100°C): maggiore consumo energetico;
- densità di corrente bassa (0,5A/cm<sup>2</sup>), con dimensioni maggiori dell'impianto a parità di idrogeno prodotto rispetto ad un'altra tecnologia;
- mancanza di membrana, possibilità di crossover dei gas, ottenendo una purezza dell'idrogeno limitata;
- carico parziale limitato (40%-100% max), con efficienze troppo basse e bassa reattività. Reagisce lentamente alle fluttuazioni di carico, per cui non si presta all'accoppiamento con le fonti rinnovabili.
- pressioni operative limitate dall'elettrolita liquido; la maggiore pressione favorisce i fenomeni di crossover.

*Membrana elettrolitica polimerica (PEM- Polymer electrolyte membrane)*

L'elettrolisi PEM, nota anche come elettrolisi tramite membrana a scambio protonico, utilizza una membrana polimerica che è responsabile per la conduzione dei protoni, separazione dei gas prodotti ed isolamento elettrico degli elettrodi (Figura 27).

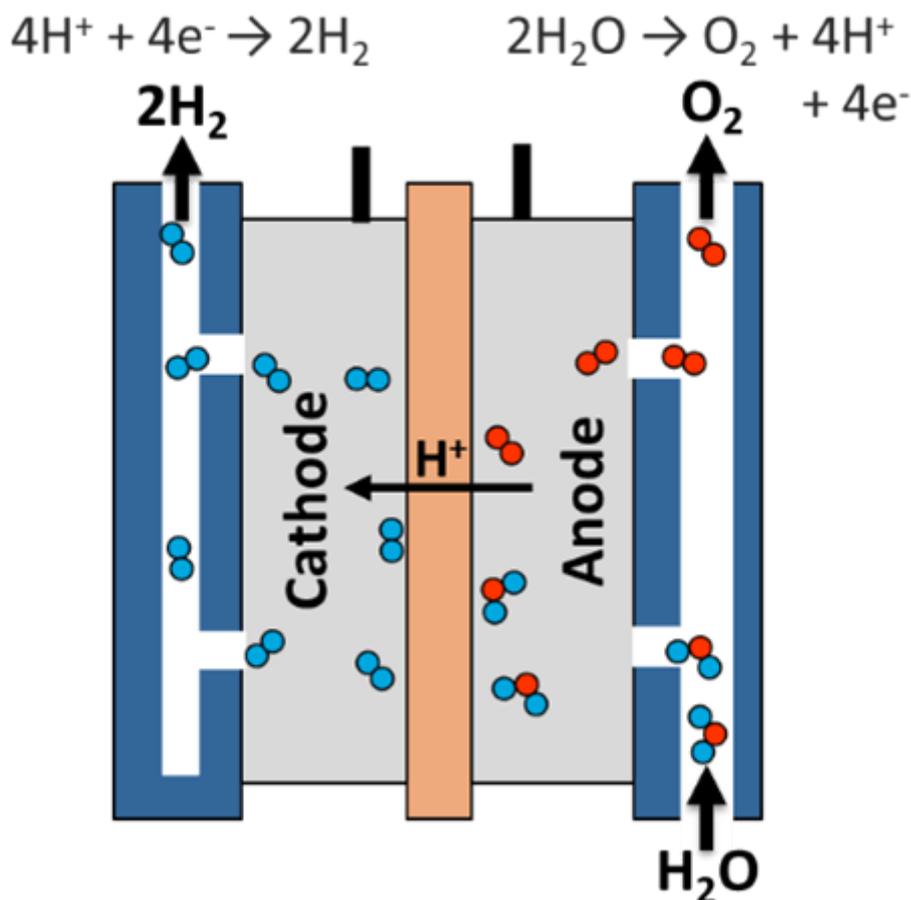


Figura 27: Diagramma di una cella PEM (51).

Uno dei vantaggi principali è la capacità di funzionare a densità di corrente elevate. Questo si può tradurre in costi operativi minori, specialmente in sistemi accoppiati con fonti di energia dinamiche come solare ed eolico, dove i picchi di energia in ingresso si tradurrebbero altrimenti in energia non utilizzata. La capacità dell'elettrolizzatore PEM di funzionare non solo in condizioni altamente dinamiche ma anche in condizioni di carico parziale e di sovraccarico è uno dei motivi del recente rinnovato interesse per questa tecnologia.

L'elettrolita polimerico permette all'elettrolizzatore di lavorare con pressioni elevate nonostante lo spessore ridotto della membrana, e quindi con perdite resistive minime, e, grazie alla sua struttura solida, presenta un basso tasso di

crossover dell'idrogeno ottenendo in uscita un idrogeno già compresso e una purezza molto elevata (52).

Vantaggi:

- avvio rapido e adattamento veloce ai carichi variabili;
- alta efficienza: 60 – 70 % (on LHV), anche a carico parziale (20%-100%);
- bassa temperatura di esercizio (50-80°C);
- buon trasporto di massa, con efficienze maggiori grazie all'elettrolita solido;
- alta densità di corrente, con una produzione di idrogeno maggiore a parità di superficie impiegata, e quindi dimensioni compatte;
- alta qualità dell'idrogeno;
- permette di lavorare a pressioni elevate;
- alto livello di maturità tecnologica (TRL 7-8).

Svantaggi:

- sensibile alle impurità presenti nell'acqua, richiede un pretrattamento dell'acqua;
- vita di esercizio limitata delle celle a combustibile PEM (circa 10.000 ore di funzionamento), moderato coefficiente di degradazione;
- alto costo di investimento;
- utilizzo di metalli rari come platino e iridio, la cui estrazione ha ancora un alto impatto ambientale;
- bassa riciclabilità dei componenti.

*Elettrolizzatore a ossido solido (SEOC - Solid Oxide Electrolysis Cell)*

Questi elettrolizzatori utilizzano un materiale ceramico solido come elettrolita e generano idrogeno in modo diverso. Utilizzando temperature elevate, l'elettrolita conduce ioni di ossigeno con carica negativa (Figura 28).

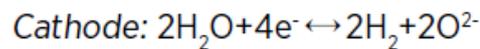
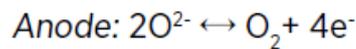
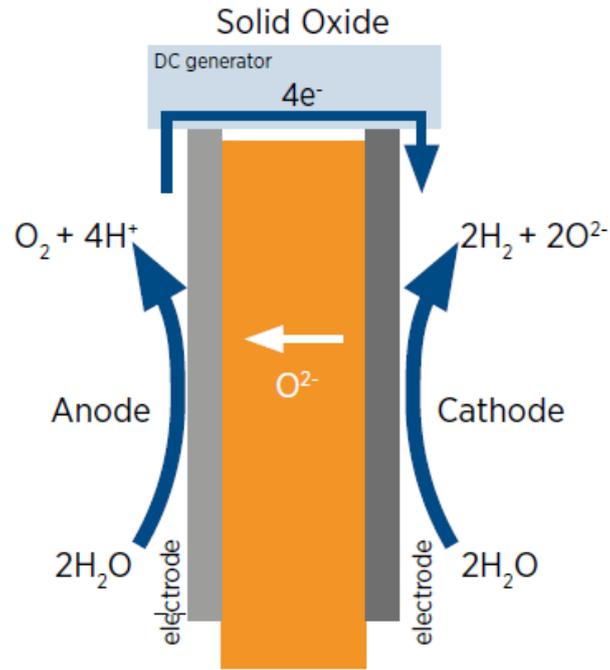


Figura 28: Diagramma SOEC (53)

Vantaggi:

- altissime efficienze (80%-90% on LHV);
- alta efficienza e recupero di calore grazie alle elevate temperature di esercizio (800-1.000°C);
- flessibilità nell'utilizzo di diversi fluidi, anche diversi dall'acqua (ad esempio vapore, CO<sub>2</sub>);
- possibilità di lavorare anche a funzione inversa, come fuel cell.

Svantaggi:

- operazioni ad alte temperature: richiedono materiali costosi e un isolamento termico speciale
- lento avvio e poca flessibilità di adattamento ai carichi variabili
- dimensioni maggiori e integrazione di sistemi complessi
- scarsa esperienza operativa su larga scala
- costi ancora molto elevati ma con prospettive di forte calo nei prossimi anni

*Membrana a scambio anionico (AEM - Anion Exchange Membrane)*

Questa tecnologia emergente funziona in modo simile all'elettrolisi alcalina. A differenza dell'elettrolisi PEM, non richiede l'uso di costosi metalli preziosi. AEM è l'acronimo di Anion Exchange Membrane (membrana a scambio anionico) e si riferisce a una tecnologia per l'elettrolisi che utilizza una membrana speciale che permette la permeabilità agli ioni con carica negativa e scinde l'acqua in idrogeno e ossigeno utilizzando la corrente elettrica (Figura 29).

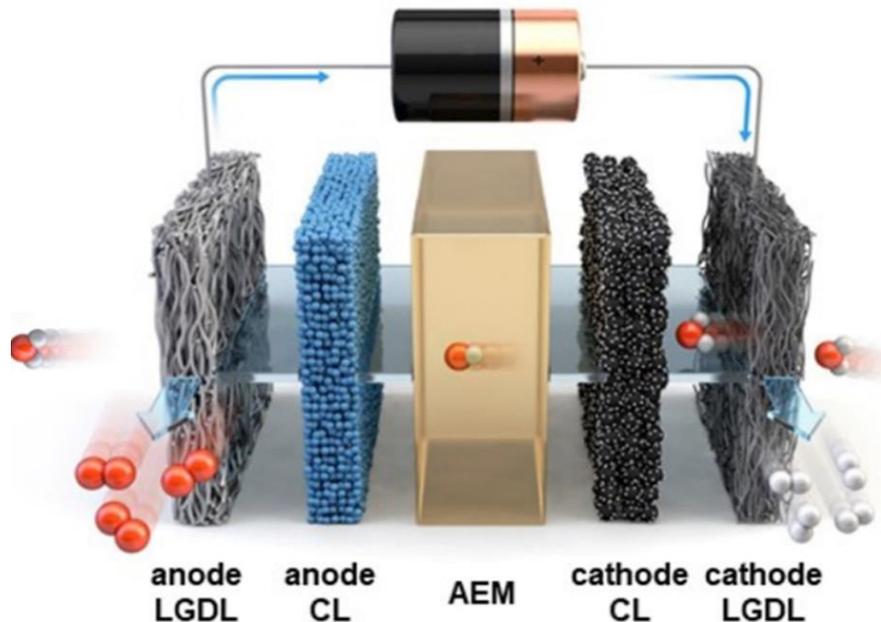


Figura 29: Diagramma AEM (53)

Vantaggi:

- resistente agli elementi contaminanti presenti nell'acqua;
- funzionamento a temperature inferiori (circa 60-80°C);
- buona efficienza: 50%-70% (on LHV);
- elettrolita meno corrosivo rispetto alla tecnologia alcalina;
- non utilizza metalli nobili: ciò consente minori costi di produzione, un prezzo più accessibile e minor impatto ambientale;
- minore acidità della soluzione elettrolitica;
- possibilità di lavorare a carichi parziali (20%-100% o intervalli maggiori) con alta reattività, ottimi accoppiati con le rinnovabili;
- possibilità di lavorare ad alte pressioni e con buona purezza.

Svantaggi:

- potenziali sfide alla stabilità a lungo termine della membrana;
- non sono disponibili installazioni su larga scala. Ridotta maturità tecnologica;

- densità di corrente bassa ( $1\text{A}/\text{cm}^2$ ), con dimensioni e costi maggiori a parità di idrogeno prodotto rispetto ad un'altra tecnologia;
- alto coefficiente di degradazione delle celle.

### *Confronto tra le quattro tecnologie e stato dell'arte*

Ogni tecnologia di produzione dell'idrogeno presenta un proprio intervallo ottimale. Questo consente di identificare le applicazioni in cui ciascuna tecnologia può essere utilizzata nel modo più efficiente.

Alcalina: si tratta di una tecnologia consolidata, ideale per applicazioni da 10-20MW.

PEM: il suo rapido tempo di risposta la rende un'ottima scelta per gli impianti più piccoli. Sebbene sia più costosa, è anche adatta a una gamma più ampia di applicazioni (da 10 a 40MW). Con efficienza pari a 56-60%, per produrre 1 kg di idrogeno occorrono circa 55-60kWh (al netto dell'energia necessaria per la compressione) di energia elettrica.

Ossido solido: questa tecnologia richiede vapore, quindi è un'ottima scelta per tutte le operazioni che generano vapore industriale. Si tratta di una tecnologia piuttosto recente ed è l'ideale per applicazioni da 5-20 MW.

AEM: in termini di applicazioni, è simile all'opzione PEM. Questa tecnologia è ancora in fase di perfezionamento ed è l'ideale per applicazioni da 10-40MW.

Attualmente, solo gli elettrolizzatori alcalini e PEM sono disponibili sul mercato, mentre altri quali SOEC e AEM sono ancora oggetto di studio in quanto non abbastanza maturi per essere impiegati al livello pratico (54).

## **UTILIZZO E VANTAGGI DELL'IDROGENO**

Tra i vari usi dell'idrogeno vi è quello di possibile fonte di energia per l'autotrazione. L'idrogeno usato come combustibile nei mezzi di trasporto, reagendo con  $\text{O}_2$ , produrrebbe come unico prodotto di scarto l'acqua, eliminando completamente le emissioni di  $\text{CO}_2$  e i problemi climatico-ambientali a esse associate. Lo svantaggio principale dell'idrogeno sarebbe nella densità di energia che, allo stato liquido o gassoso (a pressione utilizzabile), è significativamente inferiore rispetto ai tradizionali combustibili e quindi necessita di essere compresso a pressioni più elevate in fase di stoccaggio.

Stante l'attuale sviluppo tecnologico, l'idrogeno può essere effettivamente utilizzato a fini energetici come combustibile nei motori a combustione interna

utilizzati su alcuni prototipi di auto. Le pile a combustibile, attualmente in via di sviluppo, sono poi un modo alternativo per ottenere energia sotto forma di elettricità dall'ossidazione dell'idrogeno senza passare dalla combustione diretta, ottenendo una maggiore efficienza in un futuro in cui la produzione di idrogeno potrebbe avvenire da fonti rinnovabili e non più combustibili fossili.

Queste due tecnologie, oltre a risolvere il problema energetico, sarebbero in grado di offrire un'alternativa pulita agli attuali motori a combustione interna alimentati da fonti fossili. Il problema è a monte: l'idrogeno atomico e molecolare è assai scarso in natura e si trova combinato assieme ad altri elementi in vari composti e deve quindi essere prodotto artificialmente spendendo energia a partire da fonti energetiche primarie. Il ciclo di produzione/utilizzo sarebbe inefficiente dal punto di vista termodinamico poiché la sua produzione richiederebbe in genere un'energia maggiore di quella che poi si renderebbe disponibile attraverso la sua combustione. Una soluzione a tale problema è stata adottata ricorrendo alle fonti rinnovabili: durante il giorno l'energia prodotta viene interamente utilizzata per la produzione di idrogeno, che viene immagazzinato e utilizzato per alimentare autobus a idrogeno.

Un altro utilizzo intelligente dell'idrogeno è nell'industria pesante per rendere sostenibili i settori cosiddetti HTA. Per esempio nel comparto siderurgico, dove l'idrogeno verde può rimpiazzare il carbone per ridurre gli ossidi metallici e separarli dall'ossigeno oppure per ottenere ghisa, ferro e acciai.

Altro modo in cui l'idrogeno potrebbe venire utilizzato efficacemente come fonte di energia, a prescindere da qualsiasi processo di produzione, è quello della fusione nucleare con un reattore alimentato da deuterio o trizio, una tecnologia che al 2022 è ancora in via di sviluppo nel reattore sperimentale ITER. La grande quantità di energia prodotta sarebbe forse in grado di risolvere i problemi energetici mondiali, ma si tratta di un processo tecnologicamente complicato da gestire e tuttora oggetto di intensa ricerca.

Ricapitolando, esistono quattro forme di utilizzazione dell'idrogeno per la produzione di energia:

- combinando chimicamente  $H_2$  con  $O_2$  dell'aria attraverso bruciatori convenzionali e con processi catalitici (es. motori a combustione interna) permettendo anche un'ampia applicazione nell'ambito domestico ed industriale.

- Combinando elettro-chimicamente  $H_2$  con  $O_2$  senza la generazione di fiamme per produrre direttamente elettricità in un reattore conosciuto con il nome di cella (o pila) a combustibile.
- Unendo i nuclei di idrogeno in un reattore denominato Tokamak, durante il processo conosciuto con il nome di fusione nucleare.
- Combinando chimicamente  $H_2$  con  $O_2$  in un mezzo acquoso in una caldaia non convenzionale per produrre vapore motrice, nel ciclo conosciuto come Chan K'iin.

Altri problemi che si hanno con l'idrogeno sono il suo stoccaggio e il trasporto. Il trasporto può avvenire in bombole di gas compresso liquefatto oppure attraverso reti dedicate come avviene attualmente per il metano. Si può avere stoccaggio sotto pressione in bombole da 200bar fino a 700bar. In forma liquida richiede invece temperature di  $-253\text{ }^\circ\text{C}$  in bombole perfettamente isolate. Altra forma di stoccaggio consiste nella reazione chimica reversibile con diverse sostanze formando idruri metallici oppure allo stato liquido sotto forma di ammoniaca  $NH_3$  alla temperatura di  $-33,4\text{ }^\circ\text{C}$ .

Le caratteristiche di solubilità e adsorbimento dell'idrogeno con vari metalli sono molto importanti nella metallurgia (alcuni metalli possono essere indeboliti dall'idrogeno) e nello sviluppo di forme sicure di immagazzinamento per un utilizzo come combustibile. L'idrogeno è altamente solubile in molti composti formati da lantanoidi e metalli del blocco d, e può sciogliersi nei metalli cristallini e in quelli amorfi. La solubilità dell'idrogeno nei metalli è influenzata dalle distorsioni locali e dalle impurezze del reticolo cristallino del metallo.

Lo stoccaggio dell'idrogeno oggi può avvenire quindi in diverse forme:

- gas a pressione. L'idrogeno può essere immagazzinato come gas a pressione. È il metodo più comune, perché economico, ma il volume che occupa l'idrogeno è elevato, ragion per cui sono necessari contenitori e serbatoi di grandi dimensioni.
- Gas liquefatto. L'idrogeno può essere trasportato anche allo stadio liquido, ma è più costoso da immagazzinare a causa della bassa temperatura. Una volta liquido, è molto pericoloso da trasportare, per questo motivo i contenitori per lo stoccaggio e il trasporto devono avere requisiti di isolamento termico molto severi.
- Idruri chimici. Per superare le difficoltà di trasporto dell'idrogeno liquido o a gas si possono sfruttare anche i composti chimici ricchi di idrogeno, come l'ammoniaca, il metilcicloesano, il sodio boroidruro, ecc. Tali composti sono

detti idruri chimici e possono cedere e riacquistare idrogeno in modo reversibile.

- Idruri metallici Esistono dei metalli e delle leghe metalliche che trattengono idrogeno attraverso un processo reversibile. Una volta stoccato, l'idrogeno viene rilasciato a temperature e pressioni differenti a seconda della lega utilizzata.

Oggi la produzione dell'idrogeno sta avendo un notevole successo grazie ai numerosi finanziamenti erogati per la ricerca sulle automobili ad idrogeno. L'utilizzo di questo elemento come combustibile è fortemente interessante per il mercato automobilistico sia perché è più efficiente rispetto agli altri combustibili utilizzati sia perché l'idrogeno ha un basso impatto ambientale. Oggi le case automobilistiche sembrano preferire l'utilizzo di idrogeno gassoso, ma non mancano veicoli studiati per l'alimentazione a idrogeno liquido. Al momento non è ancora chiaro quale sarà la scelta vincente e quindi ancora per qualche tempo si assisterà a una coesistenza delle due alternative. Anche i primi distributori a idrogeno saranno probabilmente studiati per offrire idrogeno sia in forma liquida che gassosa.

In questo ambito sono state quindi condotte rilevanti ricerche in merito alla produzione, allo stoccaggio e al trasporto dell'idrogeno, che hanno prodotto interessanti risultati, tra cui:

- Nanotubi. Sono delle micro-sferule in carbonio oppure in silicio, con cui si può trasportare l'idrogeno. I nanotubi di carbonio assorbono il 4,2% in peso di idrogeno e hanno la peculiarità di rilasciare idrogeno a temperatura ambiente, mentre quelli in silicio possono immagazzinare quantità più elevate di idrogeno ma sono ancora in fase di sperimentazione.
- Materiali adsorbenti. L'adsorbimento è la capacità di un materiale di trattenere sulla propria superficie molecole, atomi o ioni di altre sostanze a contatto con la superficie stessa. Una delle strade tracciate dalla ricerca è quella di utilizzare materiali adsorbenti per lo stoccaggio dell'idrogeno. Questa scelta avrebbe dei vantaggi rispetto agli idruri metallici perché i materiali adsorbenti hanno una densità più contenuta.

Esistono diverse alternative per il trasporto dell'idrogeno:

- via tubo (idrogeno gassoso). Si può ipotizzare che l'idrogeno in futuro verrà trasportato sulle lunghe distanze attraverso appositi idrogenodotti, analogamente al gas naturale. Si tratta di condutture simili, ma modificate per adattarsi alla minor densità energetica tipica dell'idrogeno gassoso. Condutture per il trasporto dell'idrogeno già esistono in aree industriali di Stati Uniti,

Canada, ed Europa. Uno dei più grandi problemi da risolvere nella creazione degli idrogenodotti è l'elevato costo di realizzazione, che incide notevolmente sul prezzo dell'idrogeno stesso. Questi però necessitano di distanze inferiori rispetto a quelle dei gasdotti: l'idrogeno può essere prodotto vicino al luogo di utilizzo, nell'ottica della generazione distribuita di energia.

- Via gomma (idrogeno liquido e gassoso). Di questa metodologia esistono due modalità: autocarri criogenici (idrogeno liquido) e carri bombolai (idrogeno gassoso). Mentre un serbatoio criogenico per tir può trasportare circa 3,5 tonnellate di idrogeno, un carro bombolaio arriva a poco più di 500kg. Nel trasporto via terra l'idrogeno gassoso è particolarmente svantaggiato: facendo un confronto con la benzina, risulta che sarebbe necessario un traffico di autobotti 16 volte superiore; per l'idrogeno liquido, invece, con un aumento di 2,5 volte del traffico di autobotti. Se il trasporto via gomma dell'idrogeno liquido sembra essere una strada percorribile, lo stesso non si può dire per quello gassoso.
- Via treno e via nave (idrogeno liquido). Il trasporto su rotaia di grandi quantità di idrogeno liquido è già oggi una soluzione praticata, soprattutto negli Stati Uniti. Ancora in fase di studio la possibilità di realizzare grandi navi in grado di trasportare idrogeno liquido, in modo simile a quanto avviene con le navi metaniere che trasportano gas naturale liquefatto (GNL).

## **FUTURI SVILUPPI**

La produzione dell'idrogeno attualmente è costosa e non può competere con le fonti di energia convenzionali. I costi dell'idrogeno grigio sono i più bassi, per lo più compresi tra 0.8-2.1€/kg di prodotto. L'idrogeno blu potrebbe essere significativamente più alto rispetto all'idrogeno grigio a causa dei costi aggiuntivi per la cattura e lo stoccaggio del carbonio. Tuttavia, attualmente i costi più elevati per l'idrogeno si registrano nel caso in cui l'idrogeno venga prodotto in un elettrolizzatore utilizzando l'energia elettrica da fonti rinnovabili. Il range di costo varia da 2.2-8.2€/kg. Per promuovere l'adozione di questa innovazione, l'idrogeno richiede un sostegno significativo da parte delle istituzioni italiane ed europee tramite misure regolamentari e politiche, nonché incentivi finanziari.

La futura competitività dei costi nella produzione di idrogeno rinnovabile potrebbe aumentare grazie alla diminuzione attuale dei prezzi delle fonti di energia rinnovabile e alle prestazioni migliorate degli elettrolizzatori. Il supporto all'innovazione dell'idrogeno è fondamentale per raggiungere l'obiettivo di

abbassare i costi di produzione dell'idrogeno rinnovabile al fine di renderlo competitivo.

Oggi il nostro Paese, insieme al resto dell'Europa, ha evidenziato l'importanza di costruire un sistema economico resiliente, orientato verso modelli più sostenibili.

La Commissione Europea ha espresso per anni un forte impegno a favore della necessità di raggiungere un'economia europea completamente decarbonizzata entro il 2050, impegno che è culminato nel Green Deal lanciato lo scorso dicembre 2019. L'idrogeno rappresenta un elemento cruciale per la sostenibilità e l'efficienza dei futuri sistemi energetici decarbonizzati. Lo sviluppo dell'idrogeno rinnovabile è attualmente una priorità assoluta per l'UE, ma richiede misure intermedie distinte con il supporto di altre forme di idrogeno a basse emissioni di carbonio. Questa transizione incoraggerà l'uso dell'idrogeno prodotto attraverso gas e la messa in atto delle tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio.

La Commissione Europea ha lanciato la strategia europea per l'idrogeno, un piano con un duplice obiettivo: da un lato, mira ad estendere l'uso dell'idrogeno in sostituzione ai combustibili fossili, e dall'altro a decarbonizzare la produzione, ponendosi l'obiettivo di installare almeno 40 GW di elettrolizzatori e produrre 10 milioni di tonnellate di idrogeno verde entro il 2030.

A livello mondiale gli scenari di penetrazione stimano al 2050 un peso dell'idrogeno che potrà raggiungere un quarto della domanda finale di energia, una quota che trova corrispondenza anche a livello europeo, per cui la percentuale di penetrazione varia tra il 18% e il 24%.

L'Italia non ha ancora realizzato una strategia per questo promettente vettore energetico, in grado di generare benefici sia dal punto di vista ambientale che industriale. L'attuale obiettivo definito nel PNIEC risulta limitato sia per quanto riguarda la quota di idrogeno prevista nel trasporto (1%) sia per quanto riguarda i potenziali settori di utilizzo. L'idrogeno ha un grande potenziale di sviluppo anche nel nostro Paese al 2050. In particolare, è possibile prevedere il raggiungimento di un livello di penetrazione fino al 23% dell'idrogeno al 2050.

Tale scenario si focalizza sull'utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico negli utilizzi finali, senza includere stime rispetto all'utilizzo dell'idrogeno per gestire lo stoccaggio e il trasporto di crescenti quote di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili come il sole e il vento. A queste stime si rende quindi necessario aggiungere i volumi previsti relativi all'utilizzo dell'idrogeno per applicazioni hydrogen-to-power che consentono di produrre energia elettrica

dalla trasformazione elettrochimica dell'idrogeno attraverso fuel-cell per la successiva immissione nelle reti elettriche. Il settore che più beneficerà dell'introduzione dell'idrogeno sarà il settore dei trasporti, che si prevede utilizzerà il 39% dell'intera domanda di idrogeno al 2050. Complessivamente, si può stimare che tale aumento della quota di idrogeno nei consumi energetici finali permetterebbe all'Italia di ridurre le emissioni di 97,5 milioni di tonnellate di CO<sub>2eq</sub>, corrispondente ad una riduzione di circa il 28% rispetto alle emissioni climalteranti italiane del 2018 (55).

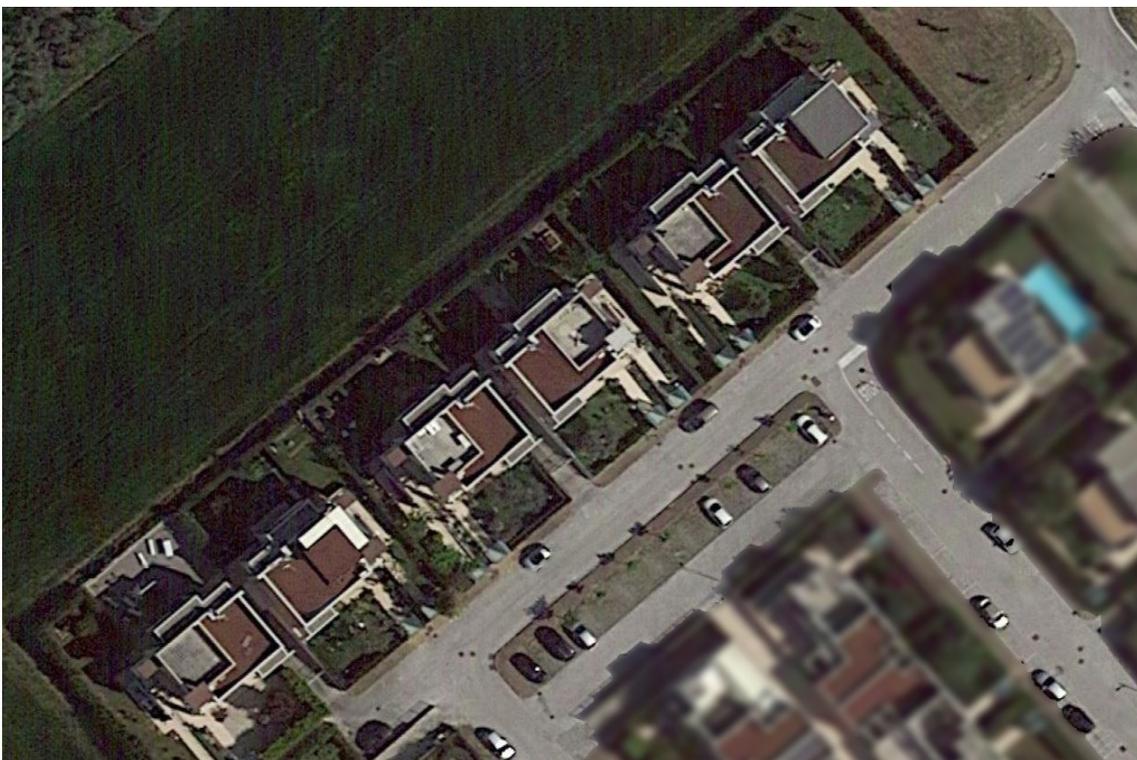
## 5. PROGETTO

### DESCRIZIONE DEL PROGETTO

#### INTRODUZIONE

Il progetto della tesi consiste nella valutazione economica e di incentivazione di uno o più impianti fotovoltaici in un complesso residenziale. Quando si parla di complesso residenziale o supercondominio si identifica una pluralità di edifici (quindi un'organizzazione più complessa del condominio ordinario) caratterizzati da aree, impianti e servizi comuni che necessitano di una regolamentazione specifica. Gli impianti o servizi comuni possono essere costituiti per esempio da zone verdi, viali d'accesso ed impianti di illuminazione. La condizione essenziale per parlare di complesso residenziale o supercondominio è che vi siano più edifici tra loro connessi. Le parti comuni risultano, quindi, collegate da un vincolo di accessorietà necessaria a ciascuno degli edifici.

Si prende in considerazione a titolo di esempio un complesso residenziale costituito da sei palazzine, realizzato nella provincia di Ancona. Ciascuna palazzina è costituita da 12 appartamenti, per un totale di 72 utenze residenziali (Figura 30).



*Figura 30: Foto d'esempio dell'agglomerato.*

In base al decreto CACER che definisce le modalità di concessione degli incentivi volti a promuovere la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, descritto precedentemente nel capitolo “2. Legislazione e meccanismi incentivanti - Meccanismi di incentivazione”, possiamo identificare la struttura così descritta nella configurazione di Gruppo di auto-consumatori. Di seguito si riportano le principali caratteristiche e vantaggi.

## CONFIGURAZIONE ED INCENTIVAZIONE

Un gruppo di auto-consumatori è formato da almeno due soggetti distinti, che possono essere clienti finali e/o produttori, e da almeno due punti di connessione separati: uno per il consumo e uno per la produzione di energia. I punti di connessione devono trovarsi nello stesso edificio o condominio. Gli impianti di produzione possono essere nello stesso edificio o in altre proprietà dei membri del gruppo, ma devono comunque rimanere nell'area servita dalla stessa cabina primaria.

Ogni impianto di produzione riceve contributi economici per l'energia prodotta, che sono:

- il corrispettivo di valorizzazione, stabilito da ARERA, per alcune componenti tariffarie sull'energia autoconsumata,
- una tariffa premio per l'energia condivisa incentivabile.

I produttori degli impianti possono inoltre valorizzare tutta l'energia immessa in rete vendendola a mercato o richiedendone il ritiro al GSE tramite il servizio del Ritiro Dedicato.

Il gruppo permette di realizzare due tipi diversi di auto-consumo:

- Fisico. L'energia auto-consumata dall'impianto condominiale genera un risparmio sul punto di prelievo POD (Point Of Delivery) condominiale e l'energia non direttamente consumata viene condivisa in rete e genera un ricavo in base al prezzo di mercato.
- Virtuale. L'energia auto-consumata in contemporanea a quella prodotta e condivisa in rete viene remunerata attraverso un incentivo.

Per la realizzazione del gruppo di auto-consumo è necessario passare tramite un verbale di assemblea condominiale attraverso cui si costituisce una Comunità Energetica Condominiale e se ne definiscono le regole di funzionamento e gestione per i 20 anni di durata della tariffa premio e attraverso cui nominare un responsabile del gruppo, chiamato Referente, che solitamente è l'amministratore di condominio. Non è necessario che partecipino tutti i condomini.

Dal punto di vista del singolo utente, ogni partecipante al gruppo avrà accesso a dei vantaggi:

- Risparmio sull'energia acquistata per il POD condominiale i cui consumi saranno ammortizzati dalla produzione dell'impianto fotovoltaico. Il vantaggio sarà a beneficio di tutti i condomini, anche quelli non aderenti al gruppo.
- L'energia non consumata verrà immessa in rete e remunerata secondo il ritiro dedicato.
- L'energia del singolo condominio prodotta e autoconsumata in modalità virtuale verrà remunerata secondo una tariffa incentivante premio.
- la possibilità di poter accedere alla detrazione fiscale del 50% per i singoli condomini che partecipano alla spesa.

### *Realizzare una configurazione*

A titolo di esempio si descrivono i passaggi necessari alla realizzazione di una configurazione e le buone pratiche per la realizzazione di un impianto:

- realizzazione di un progetto ed offerta preliminare da parte di una azienda appaltatrice,
- sopralluogo tecnico del condominio da parte della azienda appaltatrice,
- realizzazione del progetto definitivo e del piano economico di dettaglio,
- contratto di diritto privato o verbale di assemblea con costituzione del gruppo di autoconsumo in cui:
  - viene nominato il referente, che solitamente è l'amministratore di condominio. Il referente per la vendita dell'energia sarà necessariamente il titolare del POD dove verrà connesso l'impianto fotovoltaico;
  - viene definita la ripartizione degli incentivi;
  - si definisce la vendita dell'energia e il risparmio del POD condominiale;
- stipulazione di un regolamento condominiale per la gestione del gruppo e regolamentare le entrate ed uscite da esso;
- realizzazione della offerta definitiva, con raccolta di tutti i dati riguardanti la configurazione ed i suoi membri;
- stipulazione opzionale di un contratto di manutenzione ordinaria con l'azienda;
- realizzazione dell'impianto fotovoltaico;
- connessione alla rete dell'impianto;
- avvio del gruppo di auto-consumatori;
- rendicontazione del gruppo di auto-consumo.

- In 20 anni si rientra nell'investimento iniziale grazie all'auto-consumo, alla vendita ed alla tariffa incentivante premiante.

## FABBISOGNO ENERGETICO DEL CONDOMINIO

Come precedentemente indicato, si prende come esempio un complesso residenziale costituito da sei palazzine, realizzato nella provincia di Ancona. Ciascuna palazzina è costituita da 12 appartamenti, per un totale di 72 utenze residenziali.

La fornitura elettrica, quindi, sarà costituita da un contatore a servizio dell'intero compresso condominiale, da sei contatori a servizio delle singole palazzine ciascuna costituita da 12 appartamenti, quindi 72 forniture residenziali. Si stimano i fabbisogni elettrici annuali di tutte le utenze, divise per le tre fasce orarie definite da Arera:

- fascia F1: da lunedì a venerdì, dalle 8.00 alle 19.00, escluse le festività nazionali;
- fascia F2: da lunedì a venerdì, dalle 7.00 alle 8.00 e dalle 19.00 alle 23.00, escluse le festività nazionali; sabato, dalle 7.00 alle 23.00, escluse le festività nazionali;
- fascia F3: da lunedì a sabato, dalle 00.00 alle 7.00 e dalle 23.00 alle 24.00; domenica e festivi, tutte le ore della giornata).

Di seguito si riporta la tabella con le stime dei fabbisogni annui per ciascun POD (Tabella 5):

*Tabella 5: Stime fabbisogno complesso residenziale, palazzina e singola utenza.*

Descrizione	Numero di POD	Fabbisogno F1 (kWh)	Fabbisogno F2 (kWh)	Fabbisogno F3 (kWh)	Fabbisogno Totale (kWh)
Parti comuni del complesso residenziale	1	158	504	1.335	1.997
Palazzina	6	849	746	1.346	2.941
Utenza	72	1.000	750	750	2.500

Per la valutazione del fabbisogno energetico complessivo, si considera il fabbisogno riferito alla fascia F1: vengono sommati il fabbisogno delle parti comuni del complesso residenziale, delle 6 palazzine e di tutte le 72 utenze presenti come riportato di seguito (Tabella 6):

*Tabella 6: Fabbisogno complessivo.*

	Stima consumi F1 POD parti comuni del complesso residenziale (kWh)	Stima consumi F1 POD delle 6 palazzine (kWh)	Stima consumi F1 POD delle 72 utenze (kWh)	Fabbisogno impianto (kWh)
Totale	158	5.094	72.000	77.252

Nel progetto, le cui specifiche verranno indicate nel successivo paragrafo, è prevista la realizzazione di 6 impianti installati sul tetto di ciascuna palazzina; risulta quindi necessario valutare il fabbisogno medio diurno di ciascuna palazzina che risulta pari a circa 12.875kWh.

## SPECIFICHE IMPIANTO

L'impianto, come precedentemente indicato, è costituito da n° 6 impianti fotovoltaici con stesse caratteristiche installati sul tetto di ciascuna palazzina del complesso residenziale oggetto di intervento.

Gli elementi principali di cui è composto l'impianto sono:

- i pannelli solari, che contenenti le celle fotovoltaiche composte di silicio, assorbono la luce solare e la convertono in elettricità. Importante è la inclinazione e l'esposizione dei moduli.
- Strutture di supporto dei pannelli. Sono strutture generalmente in alluminio che permettono di ottenere la migliore combinazione esposizione – inclinazione in modo da ottimizzare la produzione di energia.
- Inverter. È il dispositivo elettronico che trasforma l'energia elettrica prodotta dai moduli in energia utilizzabile dalle utenze residenziali.
- Cavi elettrici. Sono i cavi che trasporteranno l'energia alle utenze.

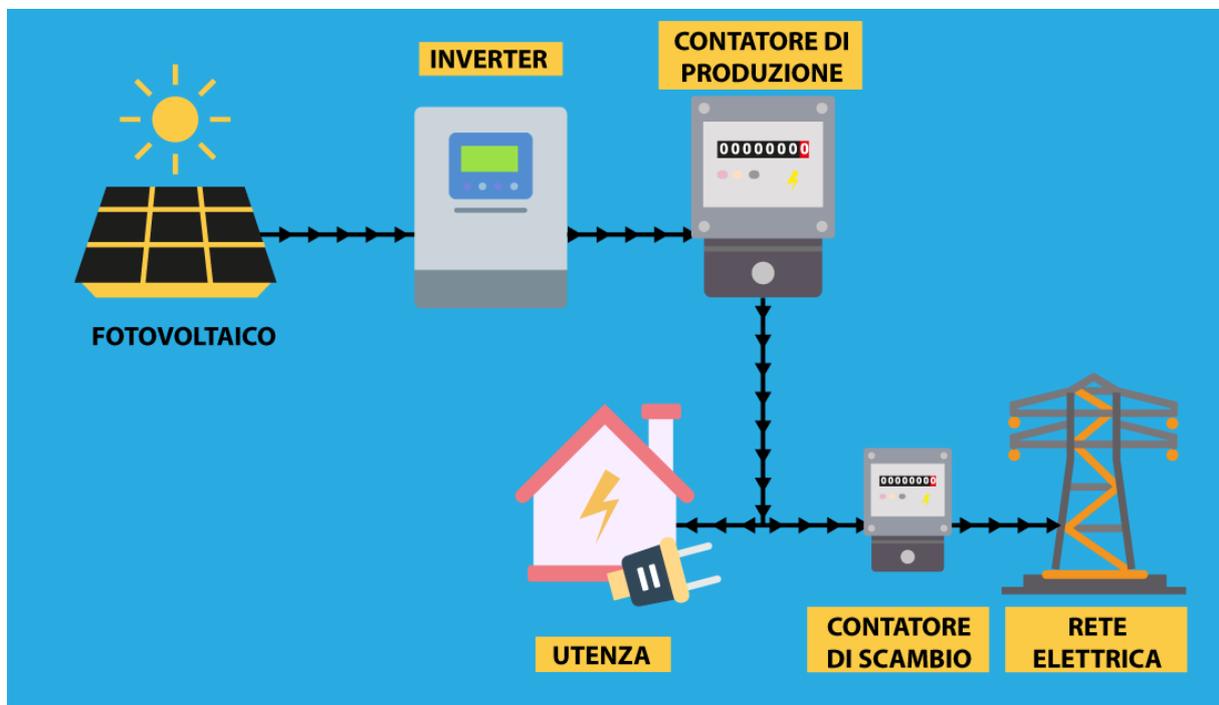


Figura 31: Schema di impianto fotovoltaico (56).

Su ciascuna copertura di pertinenza delle 6 palazzine presenti è prevista l'installazione di 28 moduli fotovoltaici, per un totale di 168 rappresentanti una potenza per ciascuno di 430Wp. I pannelli sono disposti sulla copertura in aderenza seguendo l'inclinazione della copertura stessa e la migliore esposizione solare. È stata valutata l'opzione di utilizzare moduli fotovoltaici monocristallini ad alta efficienza (>25%), con una garanzia maggiore di 20 anni sulla produzione. I moduli saranno collegati agli inverter, posizionati a fianco dei rispettivi quadri, per la conversione da corrente continua a corrente alternata (DC/AC).

Di seguito si riportano le caratteristiche tecniche dell'impianto (Tabella 7):

Tabella 7: Specifiche impianto FV.

<b>impianto fotovoltaico 12kWp</b>	
Potenza singolo modulo FV	430Wp
Tecnologia modulo FV	Monocristallino
Numero moduli FV	28
Potenza impianto fotovoltaico	12,04kWp
Potenza inverter	11kW
Produzione attesa annua	13.540kWh

La produzione annua complessiva dei 6 impianti previsti viene stimata pari a 81.240kWh; tale produzione risulta, quindi, in grado di soddisfare l'intero fabbisogno del complesso residenziale in oggetto di studio valutato del valore di 77.252kWh.

## VALUTAZIONE DEL PROGETTO

### STIMA DEI COSTI

Pe la valutazione economica della realizzazione dell'impianto fotovoltaico sono stati presi in considerazione i costi relativi alla messa in opera dell'impianto, alla sua manutenzione annuale e al servizio di gestione amministrativa relativamente al sistema di incentivazione che si ipotizza verrà eseguita dalla stessa azienda appaltatrice (Tabella 8).

Tabella 8: Stima dei costi.

<b>Attività</b>	<b>Imponibile stimato</b>
Acquisto 6 impianti da 12,04kWp	128.000,00€
Manutenzione annua sei impianti	4.200,00€
Servizio di gestione del gruppo di auto-consumo	50€ cad. per aderente.

Generalmente l'azienda appaltatrice prevede la possibilità anticipare il capitale per acquisto e l'installazione e di saldare il debito in rate annuali oppure mensili

in un periodo concordato, generalmente dieci anni. I partecipanti al gruppo di auto-consumatori ossia i condomini inizieranno la restituzione del debito a partire dal primo anno successivo alla installazione e messa in opera dell'impianto. In ultimo i condomini del complesso residenziale stipuleranno un contratto con l'azienda appaltatrice che definisce sia la modalità di rateizzazione che la manutenzione ordinaria e di gestione del gruppo di auto-consumo collettivo.

## PIANO DI RIENTRO DALL'INVESTIMENTO

Il rientro dall'investimento complessivo dell'impianto, come mostrato in tabella (Tabella 9), è possibile realizzarlo in 5 anni, generando poi profitti per gli ulteriori 15 anni considerando l'intero periodo di incentivazione previsto dal decreto.

Tabella 9: Piano dell'investimento.

Progressivo	0	1		4	5		20
Anno	2024	2025		2028	2029		2044
<b>Impianto</b>	- 128.000,00 €	- €		- €	- €		- €
<b>Manutenzione</b>	- €	- 4.200,00 €		- 4.200,00 €	- 4.200,00 €		- 4.200,00 €
<b>Gestione gruppo</b>	- €	- 3.600,00 €		- 3.600,00 €	- 3.600,00 €		- 3.600,00 €
<b>Tariffa incentivante</b>	- €	47.547,46 €		47.547,46 €	47.547,46 €		47.547,46 €
<b>tariffa premio eccedentaria</b>	- €	- 13.206,92 €	...	- 13.206,92 €	- 13.206,92 €	...	- 13.206,92 €
<b>Contributo autoconsumo</b>	- €	103,89 €		103,89 €	103,89 €		103,89 €
<b>vendita RID</b>	- €	1.223,63 €		1.223,63 €	1.223,63 €		1.223,63 €
<b>Totale</b>	- 128.000,00 €	27.868,06 €		27.868,06 €	27.868,06 €		27.868,06 €
<b>Totale cumulativo</b>	<b>-128.000,00 €</b>	<b>-100.131,94 €</b>		<b>-16.527,76 €</b>	<b>11.340,30 €</b>		<b>429.361,20 €</b>
Emissioni ton. CO2eq evitate	0,00	19,65		19,65	19,65		19,65
<b>ton. CO2eq cumulativo</b>	<b>0,00</b>	<b>19,65</b>		<b>78,60</b>	<b>98,25</b>		<b>393,00</b>

Ipotizzando l'adesione di tutti i 72 condomini del complesso residenziale al contratto sopramenzionato con l'azienda appaltatrice e ipotizzando, dunque, l'acquisto dell'impianto in modalità dilazionata in 10 anni, con pagamento a frequenza annuale ed un tasso di interesse del 3,65% (tasso di riferimento della Banca centrale europea), è stata valutata la singola rata per ciascun condominio come indicato in tabella (Tabella 10):

Tabella 10: Totale per singolo appartamento.

Progressivo	0	1		10	11		20
Anno	2024	2025		2034	2035		2044
Impianto	- €	215,38 €		- 215,38 €	- €		- €
Manutenzione	- €	58,33 €		- 58,33 €	- 58,33 €		- 58,33 €
Gestione gruppo	- €	50,00 €		- 50,00 €	- 50,00 €		- 50,00 €
Tariffa incentivante	- €	660,38 €		660,38 €	660,38 €		660,38 €
tariffa premio eccedentaria	- €	183,43 €	...	- 183,43 €	- 183,43 €	...	- 183,43 €
Contributo autoconsumo	- €	1,44 €		1,44 €	1,44 €		1,44 €
vendita RID	- €	16,99 €		16,99 €	16,99 €		16,99 €
Totale	- €	171,67 €		171,67 €	387,06 €		387,06 €
Totale cumulativo	- €	171,67 €		1.716,75 €	2.103,80 €		5.587,31 €
Emissioni ton. CO <sub>2</sub> eq evitate	0,00	19,65		19,65	19,65		19,65
ton. CO <sub>2</sub> eq cumulativo	0,00	19,65		196,50	216,15		393,00

Nello studio, inoltre, è stata valutata anche la quantità di tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalenti risparmiate non utilizzando l'energia di rete, ma quella autoprodotta dal gruppo di auto-consumo come visibile nelle tabelle precedenti; il risultato che emerge è un risparmio netto dell'intero complesso residenziale di 393 tonnellate considerando l'intero periodo di incentivazione.

Ai fini del calcolo di entrambe le tabelle sono state prese in considerazione delle semplificazioni. Per esempio, per quanto riguarda la vendita con ritiro dedicato (RID), sono stati considerati i prezzi zonalari relativi all'anno 2024 fino a dove disponibili e i mancanti sono stati stimati sulla base della media annua. La stessa ipotesi è valida anche per il calcolo della tariffa premio incentivante che dipende dal prezzo dell'energia.

In particolare, si analizza la tariffa premio (TIP) già precedentemente descritta, è possibile calcolarla come segue:

$$TIP = \{ \min[CAP; TP_{base} + \max(0; 180 - P_z)] + FC_{zonale} \} * (1 - F)$$

Dove:

- CAP è il valore soglia della tariffa spettante;
- TP<sub>base</sub> è il valore base della tariffa;
- P<sub>z</sub> è il prezzo zonale;
- FC<sub>zonale</sub> è il fattore di correzione della tariffa, che tiene conto dei diversi livelli di insolazione per gli impianti fotovoltaici;
- F è il fattore di riduzione nel caso di investimenti in conto capitale.

Per i rispettivi valori si rimanda al capitolo dedicato "Corrispettivi e tariffa" a pag.50. In base agli impianti ipotizzati, CAP risulta pari a 120€/MWh, TP<sub>base</sub> è pari ad 80€/MWh, FC<sub>zonale</sub> è pari a 4€/MWh mentre F è pari a zero.

Nella seguente figura (Figura 32) è possibile vedere come il come TIP varia tra un massimo di 124€/MWh (circa 0,12€/kWh) e 84€/MWh (circa 0,08€/kWh).

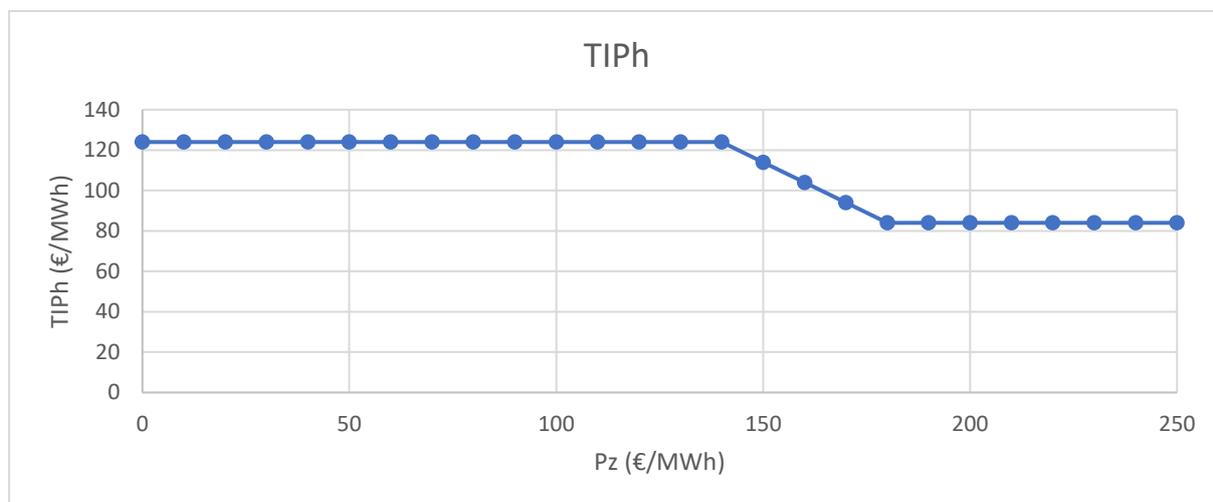


Figura 32: Variazione TIP al variare di Pz.

Se valutiamo l'andamento del TIP al variare dei Pz medi mensili negli ultimi otto anni (57), ad esclusione del periodo 2022, si può ipotizzare che il valore di TIP rimanga stabile a 120 €/MWh anche negli anni a venire.

Altro punto da evidenziare è la tariffa premio eccedentaria. Il Decreto prevede che le CACER assicurino, mediante esplicita previsione statutaria o pattuizione privatistica, che l'eventuale importo della tariffa premio eccedentario, rispetto a quello determinato in applicazione del valore soglia dell'energia oggetto di incentivazione, sia destinato ai soli consumatori diversi dalle imprese e/o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti per la condivisione. Il GSE provvederà a erogare gli importi spettanti, specificandone la natura contabile e fornendo al soggetto Referente tutte le informazioni necessarie al fine di adempiere agli obblighi previsti dal Decreto.

Osservando i valori della Tabella 9 e della Tabella 10, si riscontra come dalla voce di spesa, il valore della tariffa premio eccedentaria viene sottratta dal totale complessivo in quanto tale cifra eccedente deve essere investita a fini sociali.

## 6. CONCLUSIONI

I risultati emersi dal lavoro di tesi hanno evidenziato come l'implementazione delle energie rinnovabili, con particolare enfasi all'utilizzo del fotovoltaico e dell'idrogeno, producono vantaggi ambientali ed economici alla comunità.

Per quanto riguarda l'idrogeno, la tesi ha sottolineato il suo potenziale come vettore energetico, definendolo un elemento chiave per la decarbonizzazione, soprattutto nei settori ad alta intensità energetica e nei trasporti. L'aspetto maggiormente considerato in questa tesi è stata la possibilità di integrare la produzione di idrogeno con la realizzazione di un impianto fotovoltaico includendo al suo interno un sistema di accumulo di energia da utilizzare per la produzione di idrogeno verde.

Per descrivere i vantaggi economici ed ambientale dell'installazione di un impianto fotovoltaico sono stati utilizzati i risultati emersi dall'analisi della realizzazione di un impianto fotovoltaico in un residence condominiale; un primo risultato da sottolineare è la convenienza della possibilità di condividere l'energia prodotta in maniera sostenibile, all'interno della propria comunità, investendo nella comunità stessa. Analizzando il progetto dell'impianto fotovoltaico in maniera dettagliata è stato possibile dimostrare come per un complesso residenziale oltre ad avere la possibilità di soddisfare il proprio fabbisogno energetico è stato possibile beneficiare di vantaggi economici tangibili grazie ai meccanismi di incentivazione descritti nella tesi. La simulazione effettuata sui costi e sui tempi di ritorno dell'investimento ha evidenziato come in un piano di ammortamento di circa dieci anni si ottiene un ritorno economico stabile negli anni successivi grazie alla condivisione e vendita dell'energia in eccesso. Il piano di rientro, invece, elaborato in dettaglio, ha dimostrato come i risparmi energetici ottenibili e gli incentivi nel medio-lungo termine superano ampiamente l'investimento iniziale, contribuendo non solo alla riduzione delle spese per i condomini, ma anche al miglioramento del valore dell'immobile. Dal punto di vista ambientale i vantaggi emersi dalla valutazione dell'impianto fotovoltaico installato sono la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> ed il risparmio energetico, con benefici che permangono anche dopo il periodo di incentivazione continuando a produrre energia senza utilizzo di fonti fossili.

In conclusione, il progetto presentato in questa tesi rappresenta un esempio concreto di come sia possibile sviluppare comunità energetiche efficienti e sostenibili, sottolineando come l'utilizzo del fotovoltaico e dell'idrogeno verde si dimostrano tecnologie centrali per raggiungere l'obiettivo di riduzione delle

emissioni e per migliorare l'efficienza energetica a livello locale. Tuttavia, per realizzare pienamente questo potenziale, è necessario che le politiche di incentivazione continuino a supportare tali iniziative e che vi sia un maggiore sforzo nella diffusione delle informazioni e delle competenze per facilitare l'adozione di queste tecnologie su larga scala.

## BIBLIOGRAFIA

1. **contributori di Wikipedia.** Allargamento dell'Unione europea. *wikipedia.org*. [Online] Wikipedia, L'enciclopedia libera, 12 Maggio 2024. [//it.wikipedia.org/w/index.php?title=Allargamento\\_dell%27Unione\\_europea&ol did=139259537](https://it.wikipedia.org/w/index.php?title=Allargamento_dell%27Unione_europea&ol did=139259537).
2. **Comitato Europeo delle Regioni.** Parere del Comitato delle regioni in merito alla «Comunicazione della Commissione "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili - Libro bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità"». 1998.
3. **Ricci, Renato.** Appunti corso di energetica. 2020.
4. **Commissione Europea.** Libro Verde - Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico. 29 Novembre 2000.
5. **Parlamento europeo, Consiglio dell'Unione europea.** Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009 , sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. *eur-lex.europa.eu*. [Online] 23 Aprile 2009. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/28/oj>.
6. **Commissione europea, Direzione generale dell'Energia.** Clean energy for all Europeans. [Online] 2019. <https://data.europa.eu/doi/10.2833/9937>.
7. **Commissione europea, Direzione generale della Comunicazione.** Green Deal Europeo : raggiungere i nostri obiettivi. 2021.
8. **Commissione Europea.** "Pronti per il 55 %": realizzare l'obiettivo climatico dell'UE per il 2030 lungo il cammino verso la neutralità climat. [Online] 2021. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A52021DC0550>.
9. **Commissione europea, Direzione generale della Comunicazione.** REPowerEU con energia pulita. [Online] 2022. <https://data.europa.eu/doi/10.2775/329035>.
10. **Direzione generale della Comunicazione della Commissione europea.** Realizzare il Green Deal europeo. *ommission.europa.eu*. [Online] 2024. [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal\\_it#realizzare-un-sistema-energetico-pi%C3%B9-pulito](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_it#realizzare-un-sistema-energetico-pi%C3%B9-pulito).

11. **Segretariato generale del Consiglio dell'UE e del Consiglio europeo.** Pronti per il 55%. *consilium.europa.eu*. [Online] 2023. <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/fit-for-55/>.
12. —. Pacchetto Pronti per il 55%: in che modo l'UE intende promuovere le energie rinnovabili. *consilium.europa.eu*. [Online] 2023. <https://www.consilium.europa.eu/it/infographics/fit-for-55-how-the-eu-plans-to-boost-renewable-energy/>.
13. —. Pronti per il 55%: passare dal gas di origine fossile ai gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio. *consilium.europa.eu*. [Online] <https://www.consilium.europa.eu/it/infographics/fit-for-55-hydrogen-and-decarbonised-gas-market-package-explained/>.
14. —. Pronti per il 55%: per trasporti più sostenibili. *consilium.europa.eu*. [Online] 2023. <https://www.consilium.europa.eu/it/infographics/fit-for-55-affirmative-fuels-infrastructure-regulation/>.
15. **Governo Italiano Presidenza del consiglio dei ministri.** Piano per la Transizione Ecologica. *mase.gov.it*. [Online] 14 05 2024. <https://www.mase.gov.it/pagina/piano-la-transizione-ecologica>.
16. **Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.** Piano per la transizione ecologica. *mase.gov.it*. [Online] 2020. <https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/allegati/PTE/PTE-definitivo.pdf>.
17. **Camera dei Deputati.** Missioni e risorse. *temi.camera.it*. [Online] 2023. <https://temi.camera.it/leg19/pnrr/missioni.html>.
18. **Ministero dell'Ambiente e della sicurezza Energetica.** Piano Nazionale integrato per il l'energia e il clima. *mase.gov.it*. [Online] 2024. [https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC\\_2024\\_revfin\\_01072024.pdf](https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024.pdf).
19. **Commissione Europea.** Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra. [Online] 2020. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0301>.
20. **Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.** Energia: MASE, pubblicato il decreto FER2. *mase.gov.it*. [Online] 12 Agosto 2024. <https://www.mase.gov.it/notizie/energia-mase-pubblicato-il-decreto-fer2>.

21. **NEST srls.** Nuovi incentivi per gli impianti fotovoltaici: Il Decreto FER-X. *energianest.com*. [Online] 20 Maggio 2024. <https://energianest.com/nuovi-incentivi-per-gli-impianti-fotovoltaici-il-decreto-fer-x/>.
22. **Enel X Italia S.r.l.** Cos'è lo scambio sul posto? *enelx.com*. [Online] 2024. <https://www.enelx.com/it/it/faq/cos-e-lo-scambio-sul-posto>.
23. **Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A.** Configurazioni per autoconsumo diffuso. *gse.it*. [Online] 2024. <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile>.
24. —. Configurazioni per autoconsumo diffuso. *gse.it*. [Online] 2024. <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/gruppi-di-autoconsumatori>.
25. —. Configurazioni per l'autoconsumo diffuso. *gse.it*. [Online] 2024. <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/comunit%C3%A0-energetiche-rinnovabili>.
26. —. Configurazioni per l'autoconsumo diffuso. *gse.it*. [Online] 2024. <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/autoconsumatori-a-distanza>.
27. —. Configurazioni per l'autoconsumo diffuso. *gse.it*. [Online] 2024. <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/le-altre-configurazioni>.
28. **Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.** Decreto MASE n° 106 del 15 marzo 2024. *gse.it*. [Online] 15 Marzo 2024. [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/AUTOCONSUMO/Altri%20contenuti/m\\_amteMASEREGISTRO%20UFFICIALE/EE005096018-03-2024.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/AUTOCONSUMO/Altri%20contenuti/m_amteMASEREGISTRO%20UFFICIALE/EE005096018-03-2024.pdf).
29. **Il Ministro dell'Ambiente e della sicurezza energetica.** Decreto CACER. *gse.it*. [Online] 07 Dicembre 2023. [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/AUTOCONSUMO/Altri%20contenuti/Decreto%20CER.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/AUTOCONSUMO/Altri%20contenuti/Decreto%20CER.pdf).
30. **Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A.** Configurazioni per l'autoconsumo diffuso - Corrispettivi e tariffe. *gse.it*. [Online] 2024. <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/corrispettivi-e-tariffa>.

31. —. Comunità energetiche rinnovabili e gruppi di autoconsumatori. *gse.it*. [Online] 2024. <https://www.gse.it/servizi-per-te/attuazione-misure-pnrr/comunit%C3%A0-energetiche-5000abitanti/bando>.
32. —. Sistemi di accumulo. *gse.it*. [Online] 2024. <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/sistemi-di-accumulo>.
33. —. Infrastrutture di ricarica centri urbani. *gse.it*. [Online] 2024. <https://www.gse.it/servizi-per-te/attuazione-misure-pnrr/infrastrutture-di-ricarica-centri-urbani>.
34. **GDL SpA**. Storia del fotovoltaico: dalle origini a oggi. *arielenergia.it*. [Online] 03 Luglio 2024. <https://www.arielenergia.it/blog/storia-del-fotovoltaico-dalle-origini-a-oggi>.
35. **Sonnen Italia**. Il fotovoltaico dal 1839 a oggi: la storia di un'importante innovazione. *sonnen.it*. [Online] Agosto 2022. <https://sonnen.it/il-fotovoltaico-dal-1839-a-oggi-la-storia-di-un-importante-innovazione/>.
36. **MR WATT SRL**. Come funziona una cella solare. *mrwatt.eu*. [Online] 2024. <https://www.mrwatt.eu/it/content/come-funziona-una-cella-solare>.
37. **Andrea, Tognoni**. *Pannelli fotovoltaici : tecnologie e sistemi di puntamento*. s.l. : Università degli studi di Pisa Facoltà di Ingegneria Dipartimento di Sistemi Elettrici e Automazione, 2005.
38. **contributors, Wikipedia**. Solar panel. *Wikipedia.com*. [Online] Wikipedia, The Free Encyclopedia., 06 2024. [https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Solar\\_panel&oldid=1228839770](https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Solar_panel&oldid=1228839770).
39. **Enel**. Quanta energia solare si produce in Italia e dove. *Enelgreenpower.com*. [Online] 2024. <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/energie-rinnovabili/energia-solare/energia-solare-italia>.
40. **ENEA**. Tabelle della radiazione solare. *solaritaly.enea.it*. [Online] 2024. <http://www.solaritaly.enea.it/TabelleRad/TabelleRadIt.php>.
41. **Enel**. L'agrivoltaico in Italia e l'uso efficiente del suolo. *Enelgreenpower.com*. [Online] 2024. <https://www.enelgreenpower.com/it/media/news/2023/03/agrivoltaico-italia>.
42. —. L'idrogeno verde, nuovo alleato per la decarbonizzazione. *Enel.com*. [Online] 2024. <https://www.enel.com/it/azienda/storie/opportunita-idrogeno-verde>.

43. **Kruse, Bjørnar.** Hydrogen Status og muligheter. *bellona.org*. [Online] 2002. [https://network.bellona.org/content/uploads/sites/3/Hydrogen\\_6-2002.pdf](https://network.bellona.org/content/uploads/sites/3/Hydrogen_6-2002.pdf).
44. **Gea-ets.** Tutti pazzi per l'idrogeno. (ma abbiamo capito di cosa parliamo?). *gea-ts.it*. [Online] 2021. <https://www.gea-ets.it/2021/05/07/tutti-pazzi-per-lidrogeno-ma-abbiamo-capito-di-cosa-parliamo/>.
45. *An Analytical Model for the Electrolyser Performance Derived from Materials Parameters.* **Gallandat, N., Romanowicz, K. and Züttel, A.** 5, 2017, Journal of Power and Energy Engineering, p. 34-49.
46. **Burdo, Davide.** Idrogeno - Steam reforming. *e-nsight.com*. [Online] 20 Ottobre 2020. <https://www.e-nsight.com/2020/10/20/idrogeno-steam-reforming/>.
47. **DAC Consulting Services.** Hydrogen as an Energy Source. *lexology.com*. [Online] 2022. <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=5959e928-27e2-440a-85d3-77e3fb5865c9>.
48. **Hydrogen-news.** Entro il 2025 si prevedono in Europa 2,7 GW di capacità di elettrolisi per l'idrogeno verde. *hydrogen-news.it*. [Online] 14 Giugno 2021. <https://hydrogen-news.it/entro-il-2025-si-prevedono-in-europa-27-gw-di-capacita-di-elettrolisi-per-lidrogeno-verde/>.
49. **Davenport, Patrick.** News Release: NREL Scientists Advance Renewable Hydrogen Production Method. *NREL.gov*. [Online] 5 Maggio 2022. <https://www.nrel.gov/news/press/2022/nrel-scientists-advance-renewable-hydrogen-production-method.html>.
50. **De Silva, Yakdehige & Middleton, Peter.** Design of an Alkaline Electrolysis Stack. 2017.
51. **Office of Energy Efficiency & Renewable Energy.** Hydrogen Production: Electrolysis. *energy.gov*. [Online] 2024. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>.
52. *A comprehensive review on PEM water electrolysis.* **Marcelo Carmo, David L. Fritz, Jürgen Mergel, Detlef Stolten.** 2013, International Journal of Hydrogen Energy, p. 4901-4934.
53. **Consiglio nazionale ingegneri.** Tecniche di produzione e metodi di impiego di idrogeno rinnovabile. *ni.it*. [Online] Luglio 2023. [https://www.cni.it/images/eventi/2023/CNI\\_20\\_Luglio2023.pdf](https://www.cni.it/images/eventi/2023/CNI_20_Luglio2023.pdf).

54. **Atlas Copco.** La tua guida agli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno. *Atlascopco.com*. [Online] 2024. <https://www.atlascopco.com/it-it/compressors/wiki/compressed-air-articles/electrolyzers-as-hydrogen-production-technologies>.
55. **The European House Ambrosetti.** H2 ITALY 2050 Una filiera nazionale dell'idrogeno per la crescita e la decarbonizzazione dell'Italia. *Ambrosetti.eu*. [Online] Settembre 2020. [https://www.ambrosetti.eu/site/get-media/?type=doc&id=13505&doc\\_player=1](https://www.ambrosetti.eu/site/get-media/?type=doc&id=13505&doc_player=1).
56. **Metamer.** Schema impianto fotovoltaico con accumulo: esempi e consigli. *metamer.it*. [Online] 1 Febbraio 2024. <https://www.metamer.it/blog/schema-impianto-fotovoltaico-con-accumulo-esempi-e-consigli/>.
57. **Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A.** ARCHIVIO PREZZI MEDI MENSILI 2008 - 2023. *gse.it*. [Online] [Riportato: 23 Settembre 2024.] [https://www.gse.it/\\_layouts/15/download.aspx?SourceUrl=https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/RITIRO%20DEDICATO/Altri%20contenuti/Archivio%20prezzi%20medi%20mensili%202008%20-%202023.zip](https://www.gse.it/_layouts/15/download.aspx?SourceUrl=https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/RITIRO%20DEDICATO/Altri%20contenuti/Archivio%20prezzi%20medi%20mensili%202008%20-%202023.zip).