Ordine Ingegneri
Provincia
di
Roma

Principali soluzioni per le Fonti Rinnovabili

9 MAGGIO 2024

Attilio Piattelli

Mail: attilio.piattelli@free-energia.it
Cell.: 348 4107490

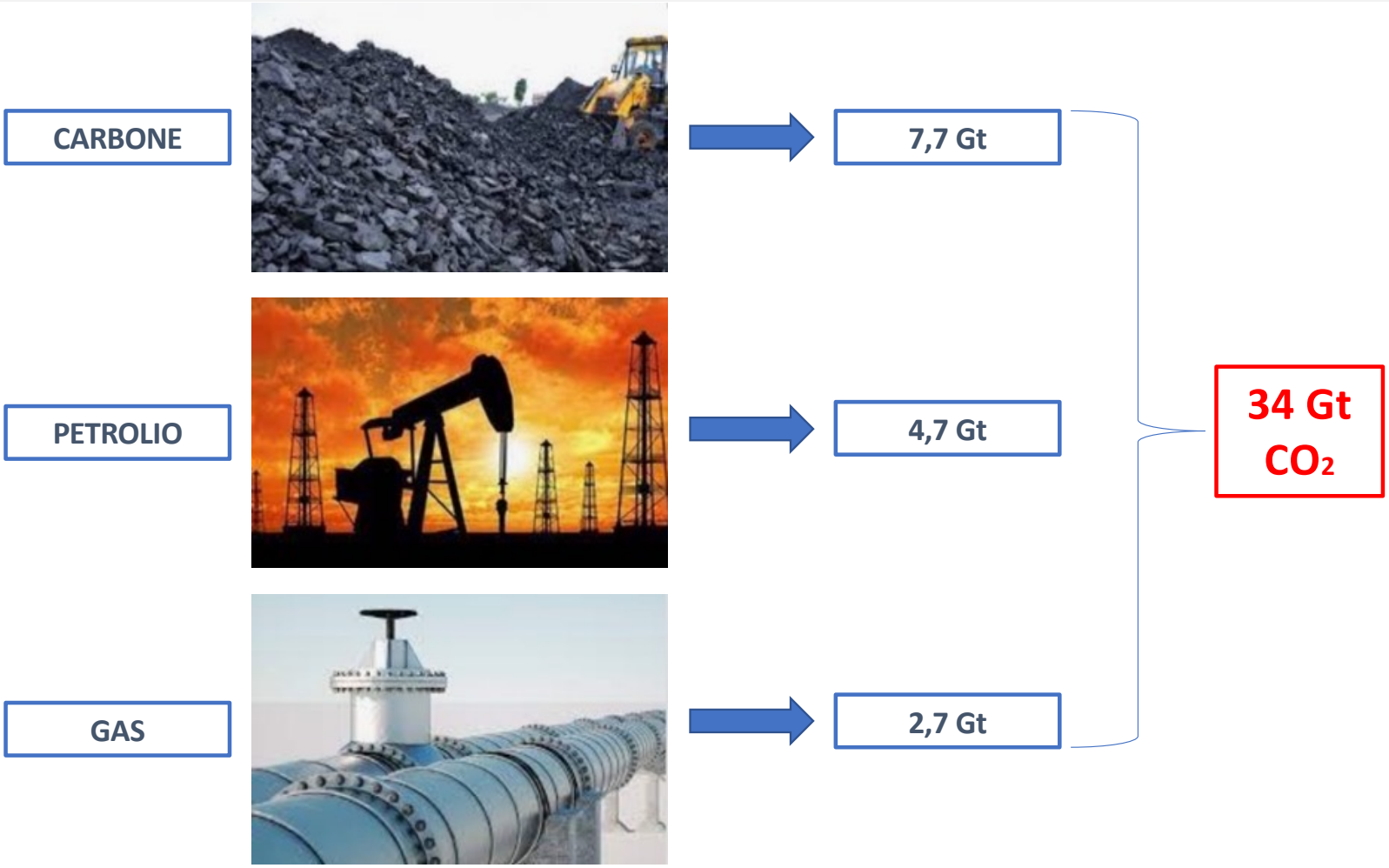
AGENDA

- LA TRANSIZIONE ENERGETICA E LE RINNOVABILI NEL MONDO
- RINNOVABILI IN ITALIA
- APPROFONDIMENTI:
    - Fotovoltaico
    - Eolico
    - Biogas

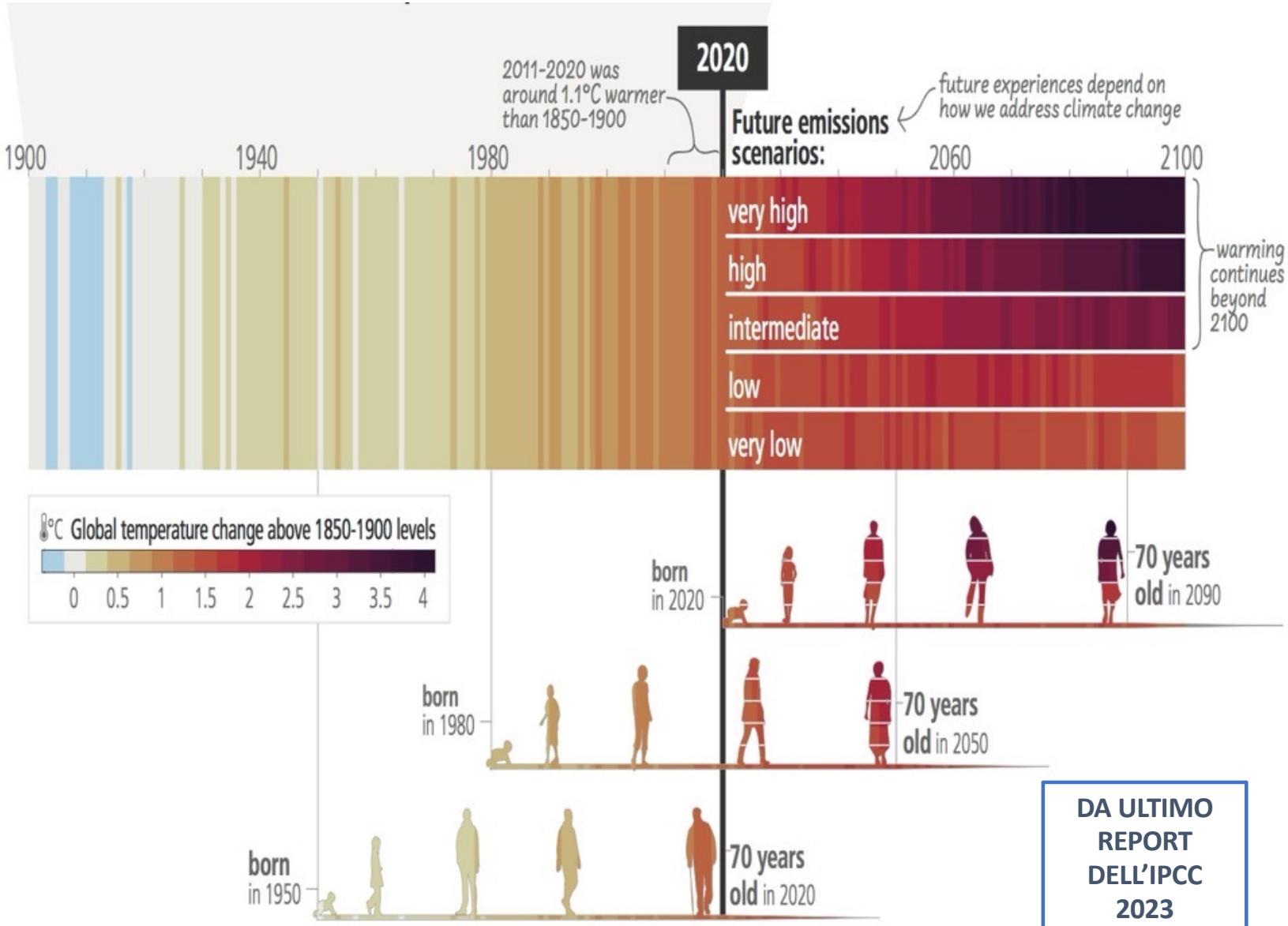
AGENDA

LA TRANSIZIONE ENERGETICA
E
LE RINNOVABILI NEL MONDO

Quanti combustibili fossili consumiamo ogni anno?



Fonte: BP valori indicativi



DA ULTIMO REPORT DELL'IPCC 2023

Non solo riscaldamento globale









Ma non c’è solo il cambiamento climatico

Un recente report della European Environment Agency del 2022 “**Air quality in Europe 2022**” stima che le **morti premature** nella UE da polveri sottili, derivanti prevalentemente dal riscaldamento delle abitazioni e dalla mobilità con combustibili fossili, siano state circa **240.000** mentre ammontano in totale a circa **175.000 anni** quelli vissuti da cittadini europei **con disabilità per malattie polmonari croniche**.

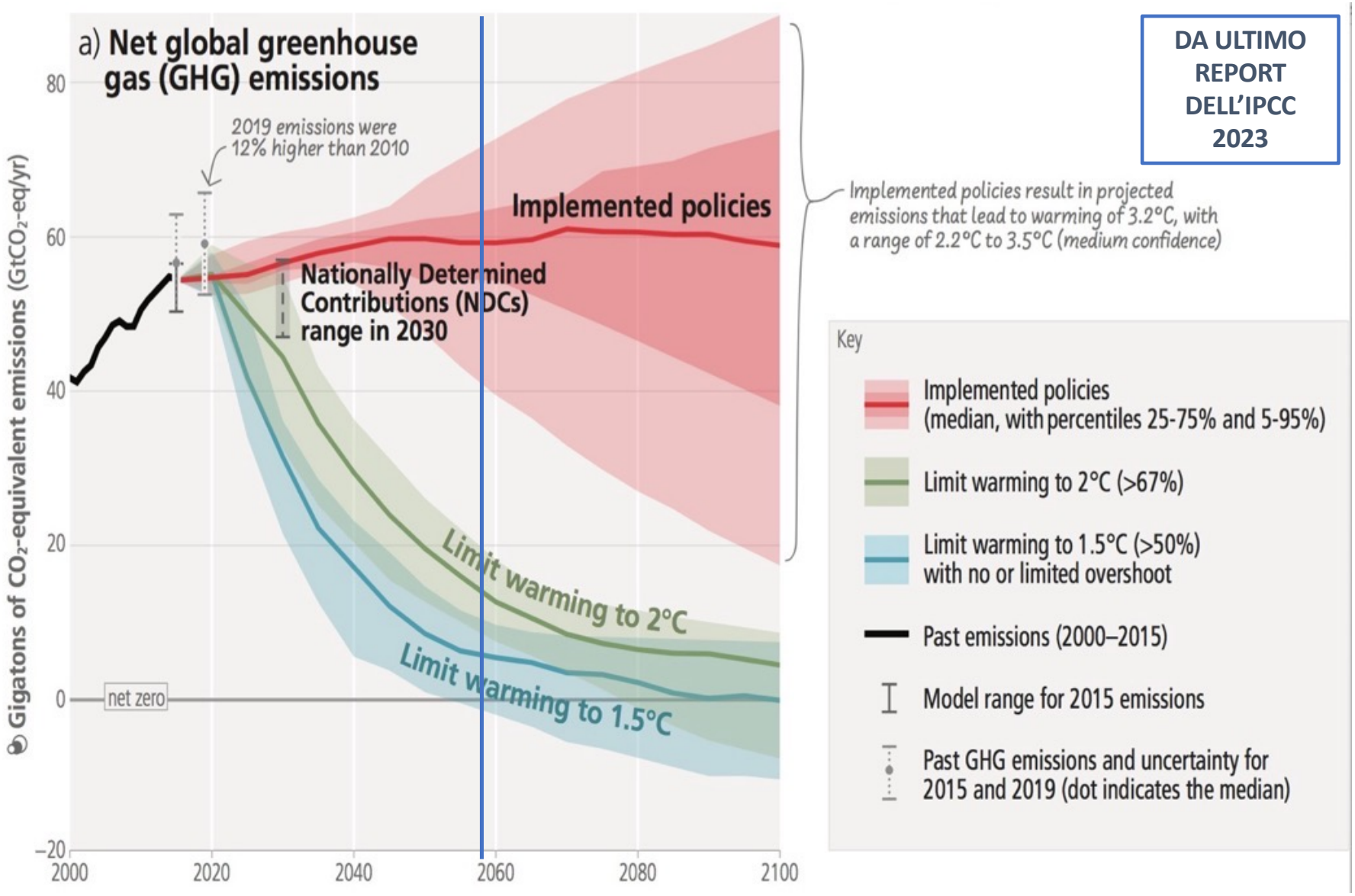
Cosa agevola e cosa frena la Transizione Energetica?

COSA GIOCA A FAVORE DELLA RIDUZIONE DI EMISSIONI DI CO_2?

- Transizione da fossili a rinnovabili (**tecnologie mature**)
- Efficienza energetica (attuale sistema energetico mondiale estremamente inefficiente **circa 65% di energia va persa**)

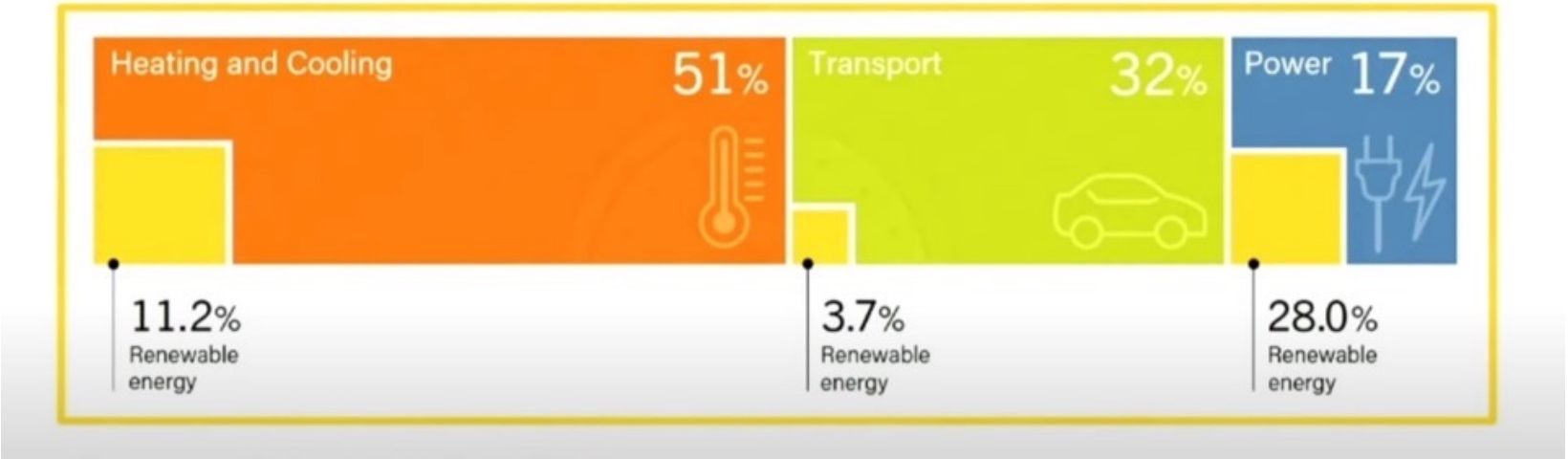
COSA RENDE COMPLICATA LA RIDUZIONE DI EMISSIONI DI CO_2?

- Popolazione mondiale in aumento (**previsione 10 miliardi al 2050**)
- **Aumento dello standard medio di vita** e quindi dell'uso di energia
- Tempo a disposizione per la transizione (**meno di 30 anni**)



DA ULTIMO REPORT DELL'IPCC 2023

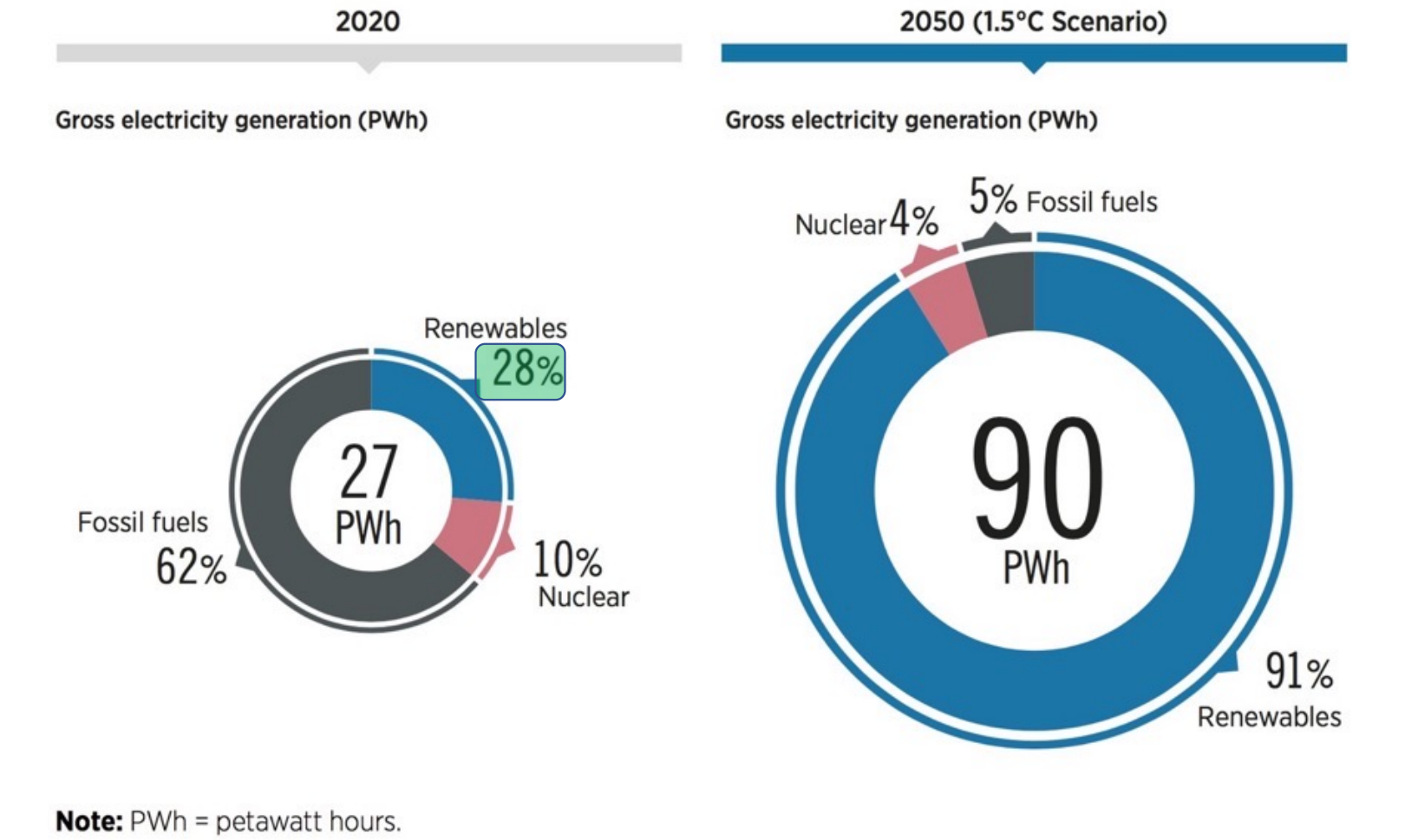
Usi finali dell'energia



Circa 80 % da fonti fossili

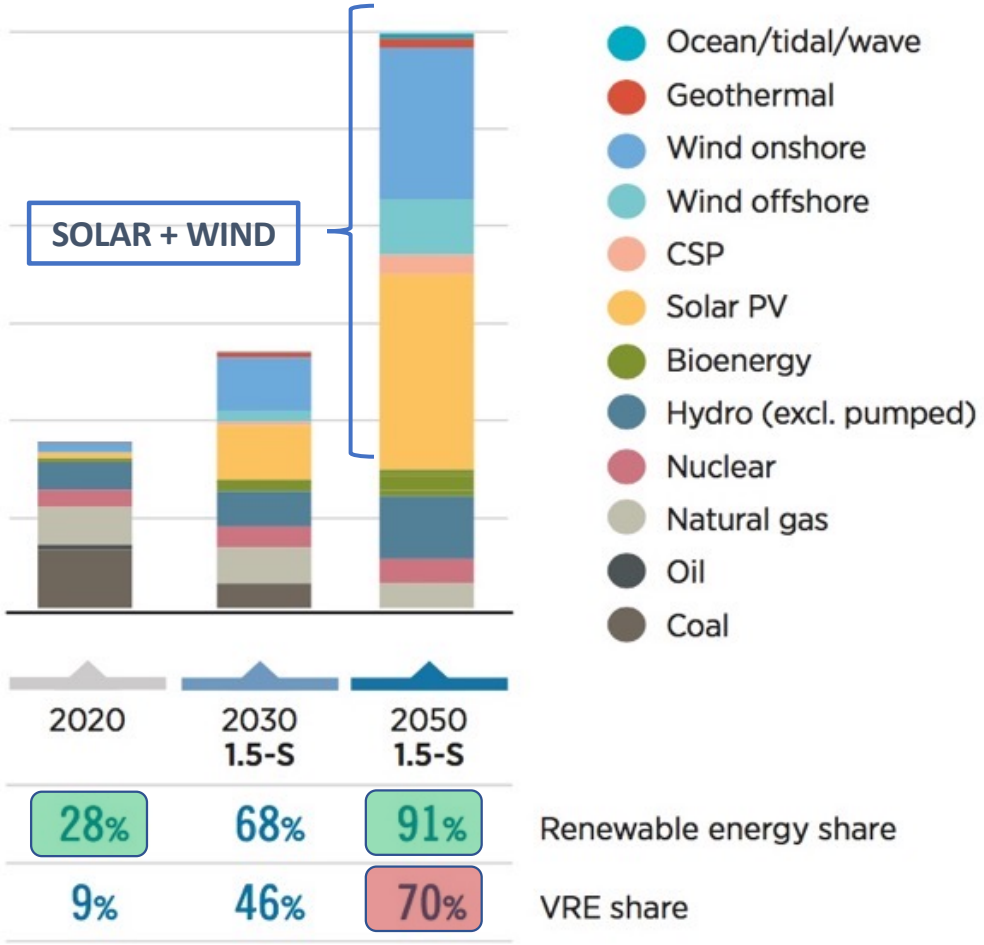
Fonte: REN 21 - Global Status Report 2022 (dati 2019)

Dove siamo con la produzione di energia elettrica?



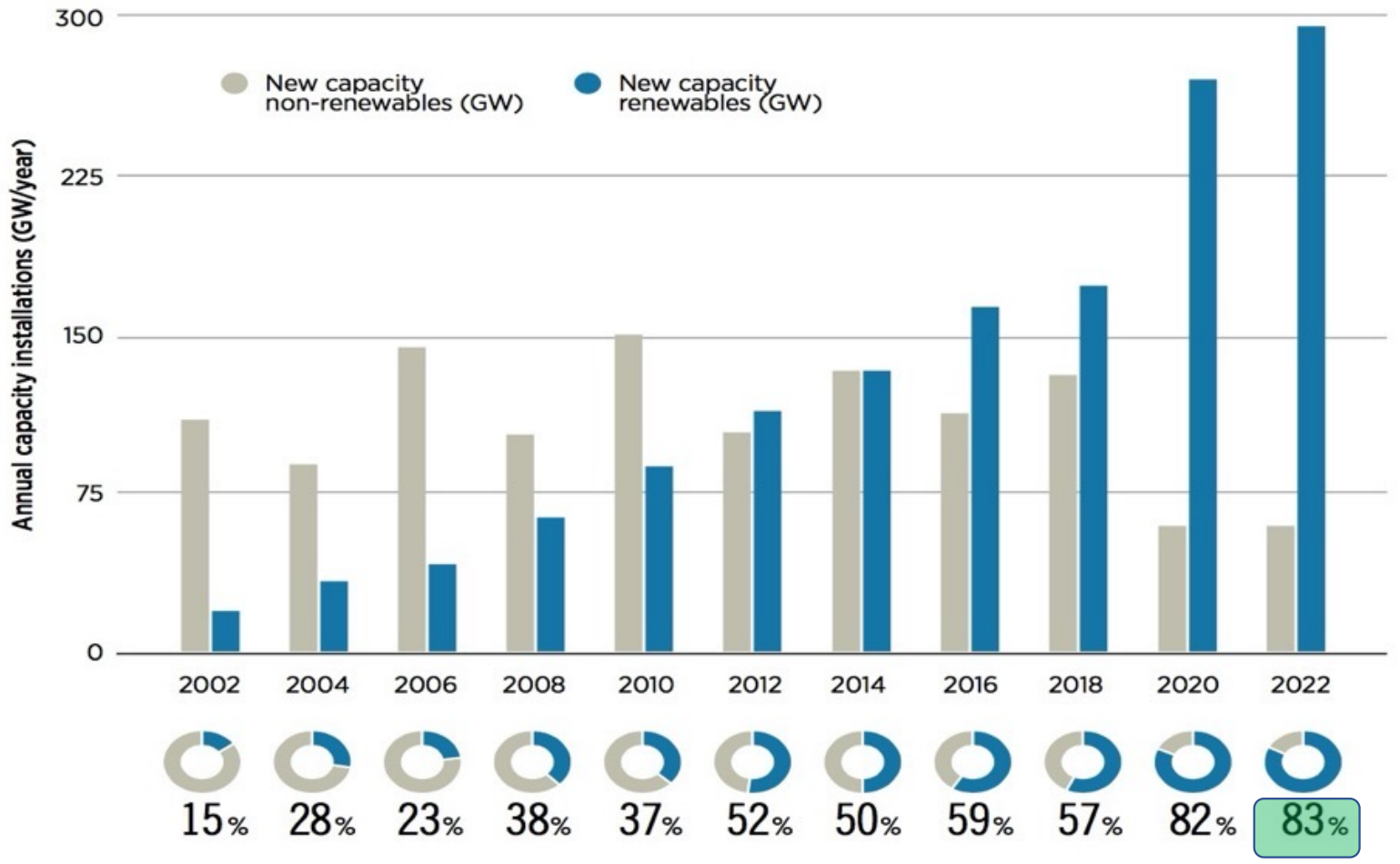
Fonte: IRENA - World Energy Transition - 2023

Ipotesi di scenario evolutivo produzione EE



Fonte: IRENA - World Energy Transition - 2023

Nuova potenza elettrica annua



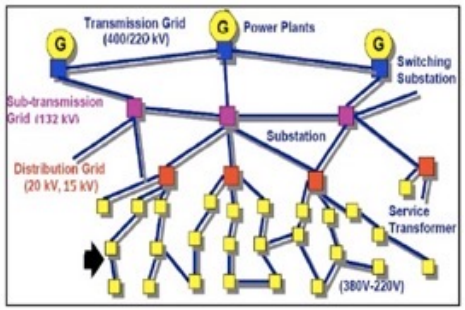
Note: GW = gigawatt.

Fonte: IRENA - World Energy Transition - 2023

Da generazione centralizzata a generazione distribuita

SISTEMA CENTRALIZZATO

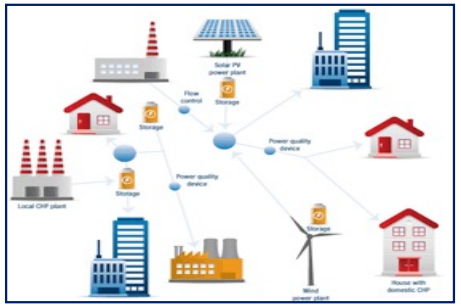
Generazione centralizzata, flussi di energia monodirezionali da alta a media e bassa tensione, dove i carichi sono connessi. Sistema controllato da generatori centralizzati



PASSATO

SISTEMA MISTO

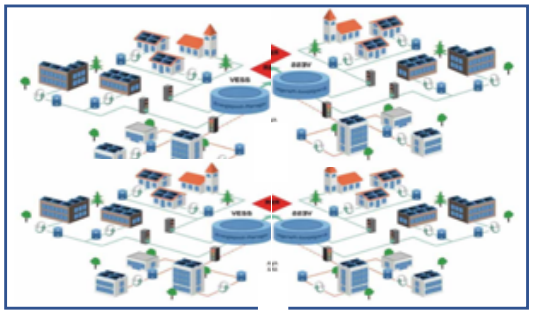
Generazione mista, sia centralizzata che distribuita, ma regolazione centralizzata, con problemi generati dalla produzione di energia derivante da rinnovabili non programmabili.



PRESENTE

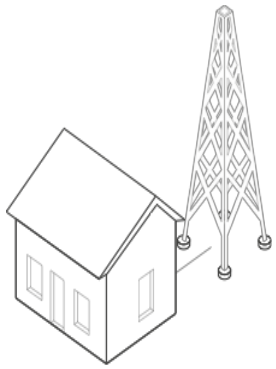
SISTEMA DISTRIBUITO ED INTERCONNESSO

Sistema di generazione e regolazione decentralizzate, consentito dallo sviluppo della digital energy (**Smart Grid**), in grado di favorire l'autoconsumo in prossimità della produzione e la nascita degli **Aggregatori**



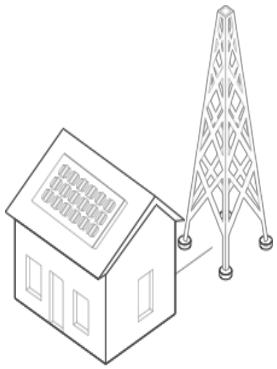
FUTURO

Step by step verso 100% FER



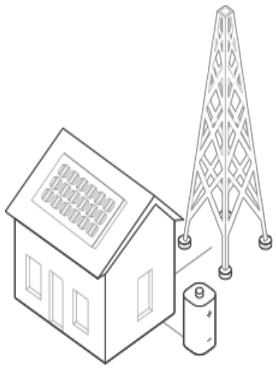
0%
Energy autonomy

Public Network



35%
Energy autonomy

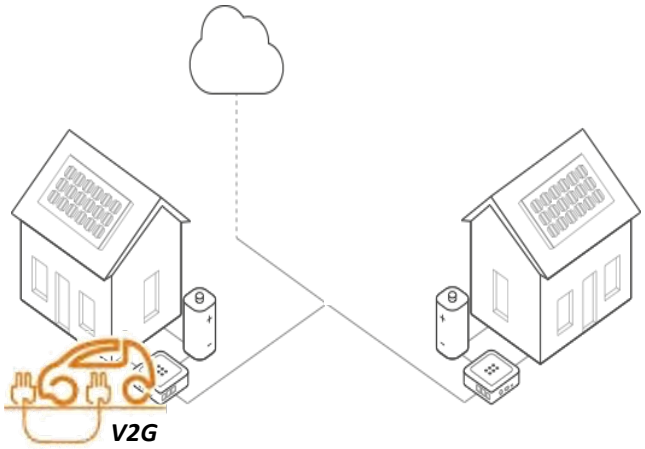
Public Network +
PV system
+ Wind + etc.
(non programmable sources)



65%
Energy autonomy

Public Network +
PV system + Wind + etc.
battery Storage
+ other Storages

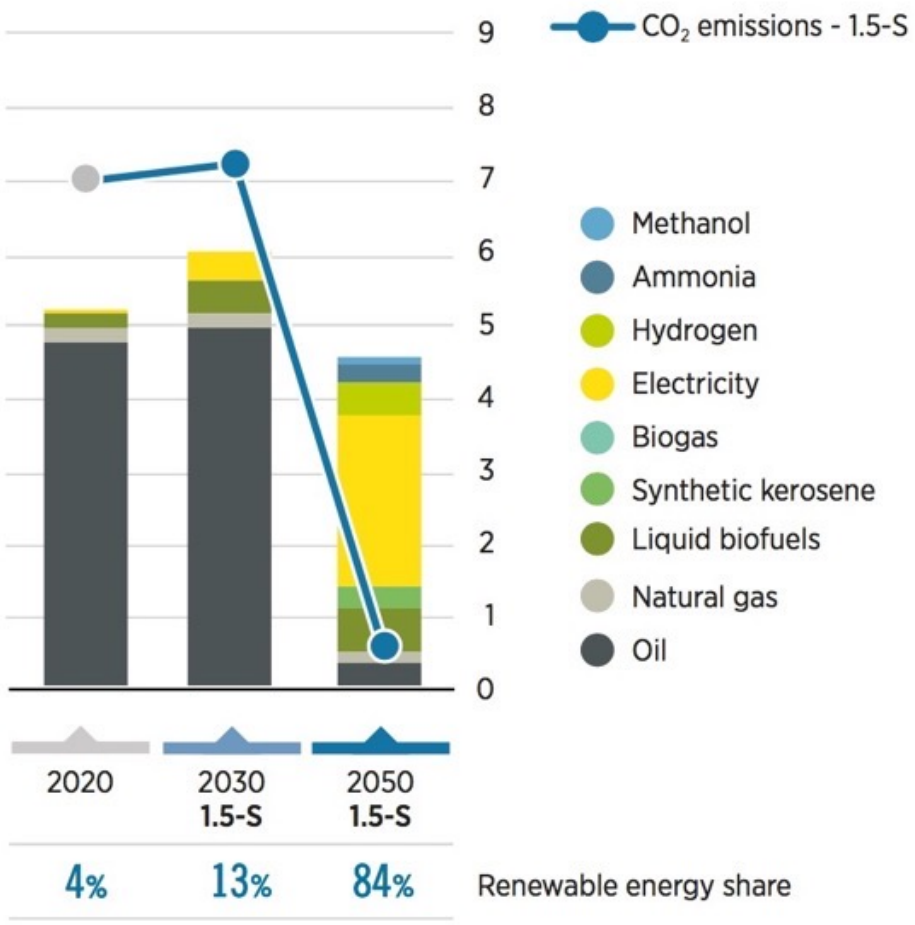
Scambio di energia tra Prosumer



99%
Energy autonomy

Public Network +
PV system + Wind + etc.
battery Storage +
Smart Grid

Trasporti: perché bisogna andare verso l'elettrificazione?



AUTO ELETTRICA PIU' EFFICIENTE DA 3 A 4 VOLTE RISPETTO A UN AUTO A COMBUSTIONE

Fonte: IRENA - World Energy Transition - 2023

Trasporti: ….. e per la mobilità pesante cosa fare?







IDROGENO GREEN - COMBUSTIBILI SINTETICI - BIOMETANO

Riscaldamento e raffrescamento - Processi industriali

RESIDENZIALE
TERZIARIO



TRANSIZIONE
ALL'ELETTRICO

INDUSTRIA
PESANTE



IDROGENO

BIOMETANO

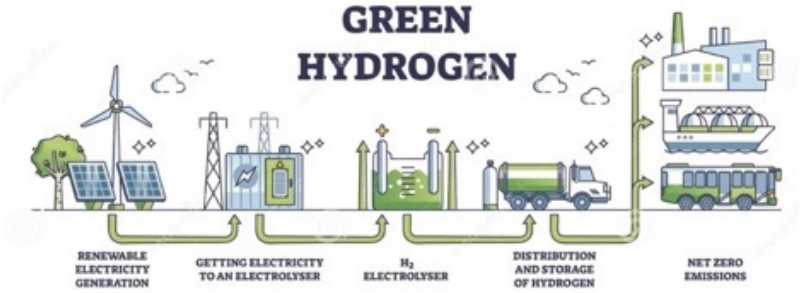
Dove dobbiamo ancora fare progressi?



→ ACCUMULI ELETTROCHIMICI

→ IDROGENO

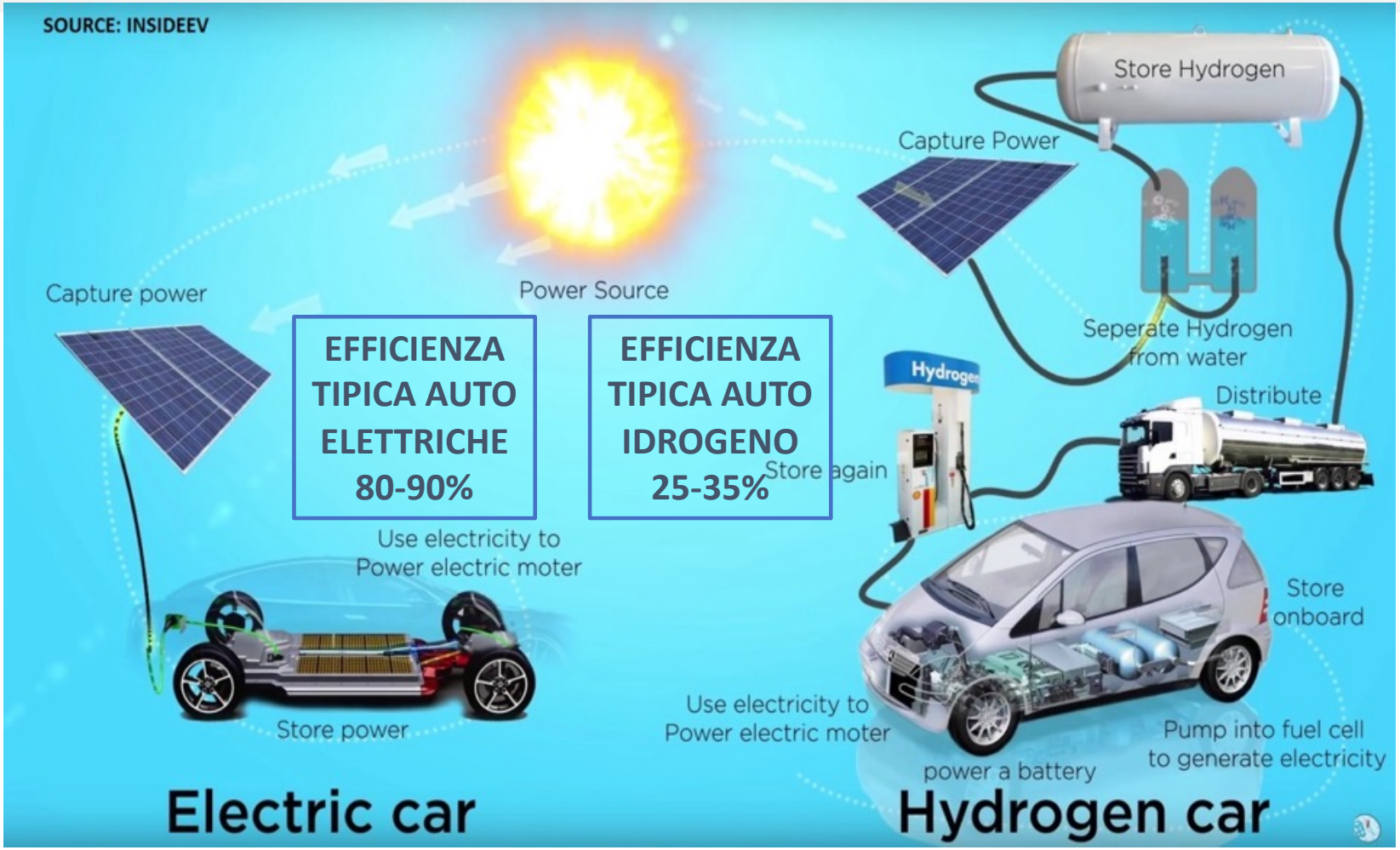
→ ACCUMULI LUNGA DURATA



→ COMBUSTIBILI SINTETICI

→ USO DIRETTO

Trasporti: perché non ha senso l'auto a idrogeno?



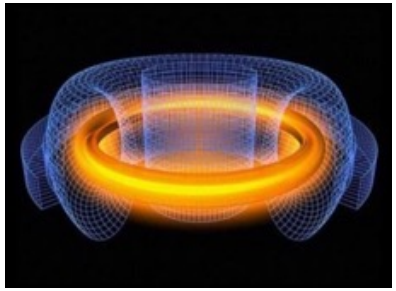
E le altre tecnologie?

FISSIONE NUCLEARE



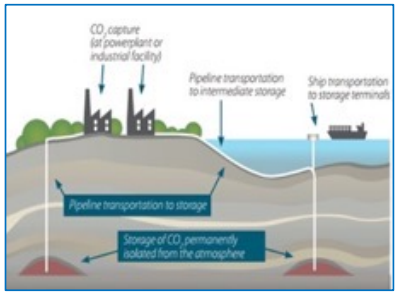
→ ?

FUSIONE NUCLEARE



→ ?

FOSSILI + CATTURA CO2

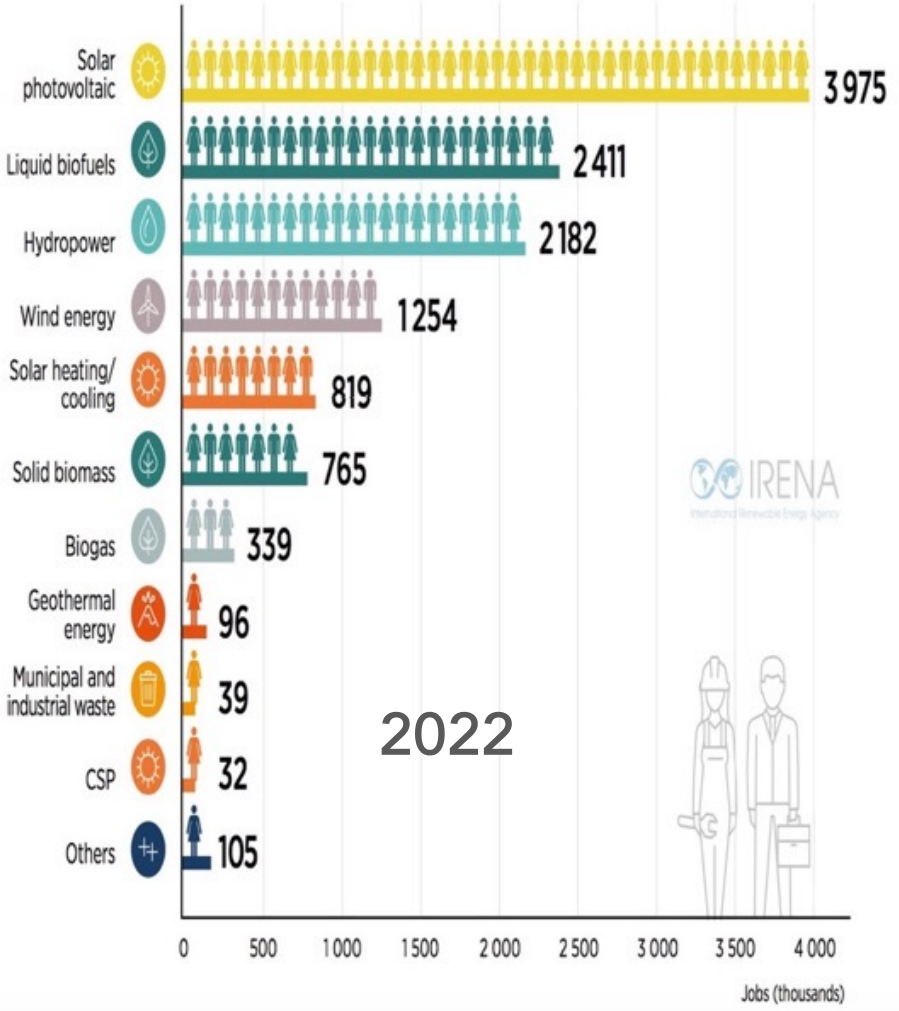


→ ?

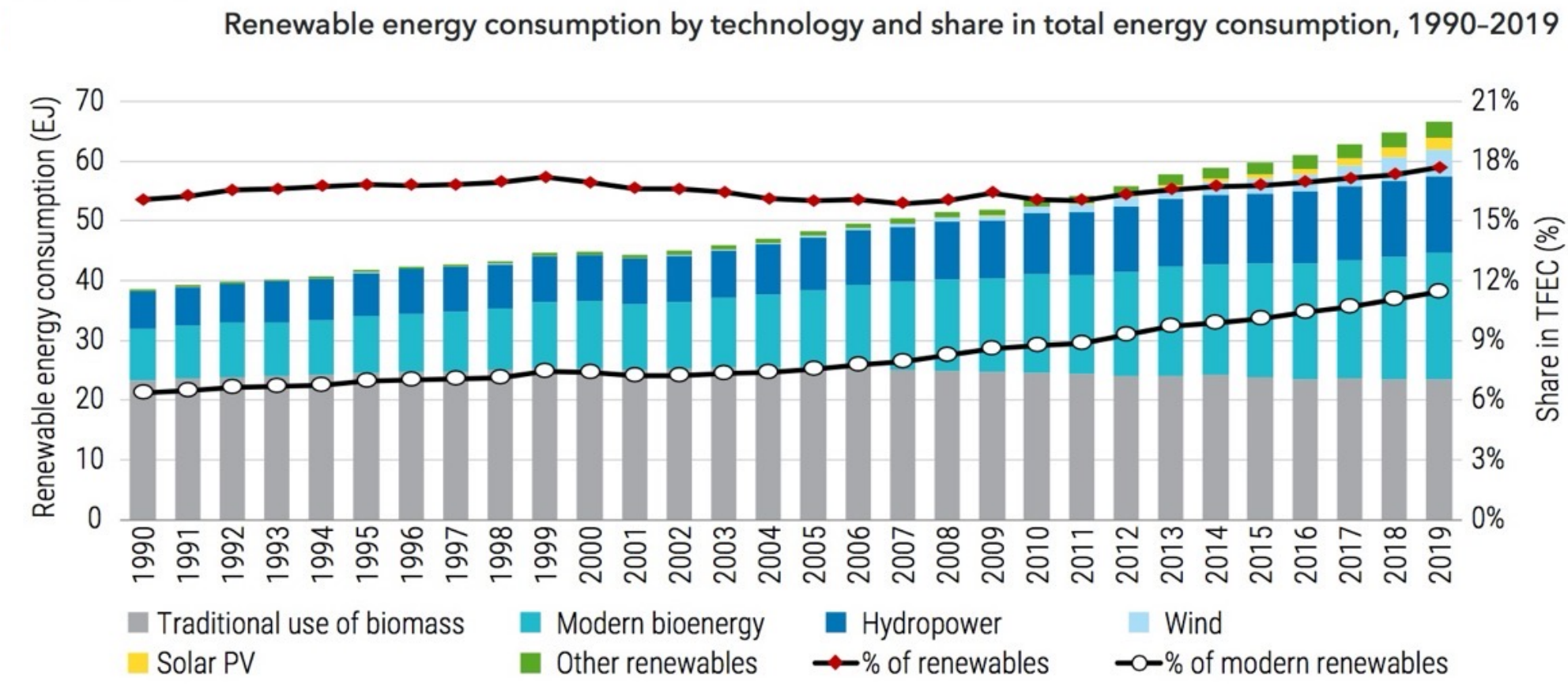
Occupazione nei settori della green economy

Dal report "**World Energy Employment**" della IEA del 2022, specifico sull'occupazione nel settore energetico, si evince che:

- al 2019 gli occupati mondiali del settore energetico sono circa **65 milioni di cui il 40% nel settore della Green Economy**;
- Le previsioni della IEA contenute nel report indicano che già al 2023 gli **occupati della Green Economy** supereranno il **50%** degli occupati totali;
- Le previsioni al **2030** indicano due scenari uno con le politiche attuali e il secondo con politiche per stare entro 1,5 °C e in entrambi i casi il bilancio tra perdite e/o riconversioni e nuovi posti di lavoro e sempre positivo con circa **+ 10 milioni nel caso delle politiche attuali e + 20 milioni per lo scenario 1,5°C**

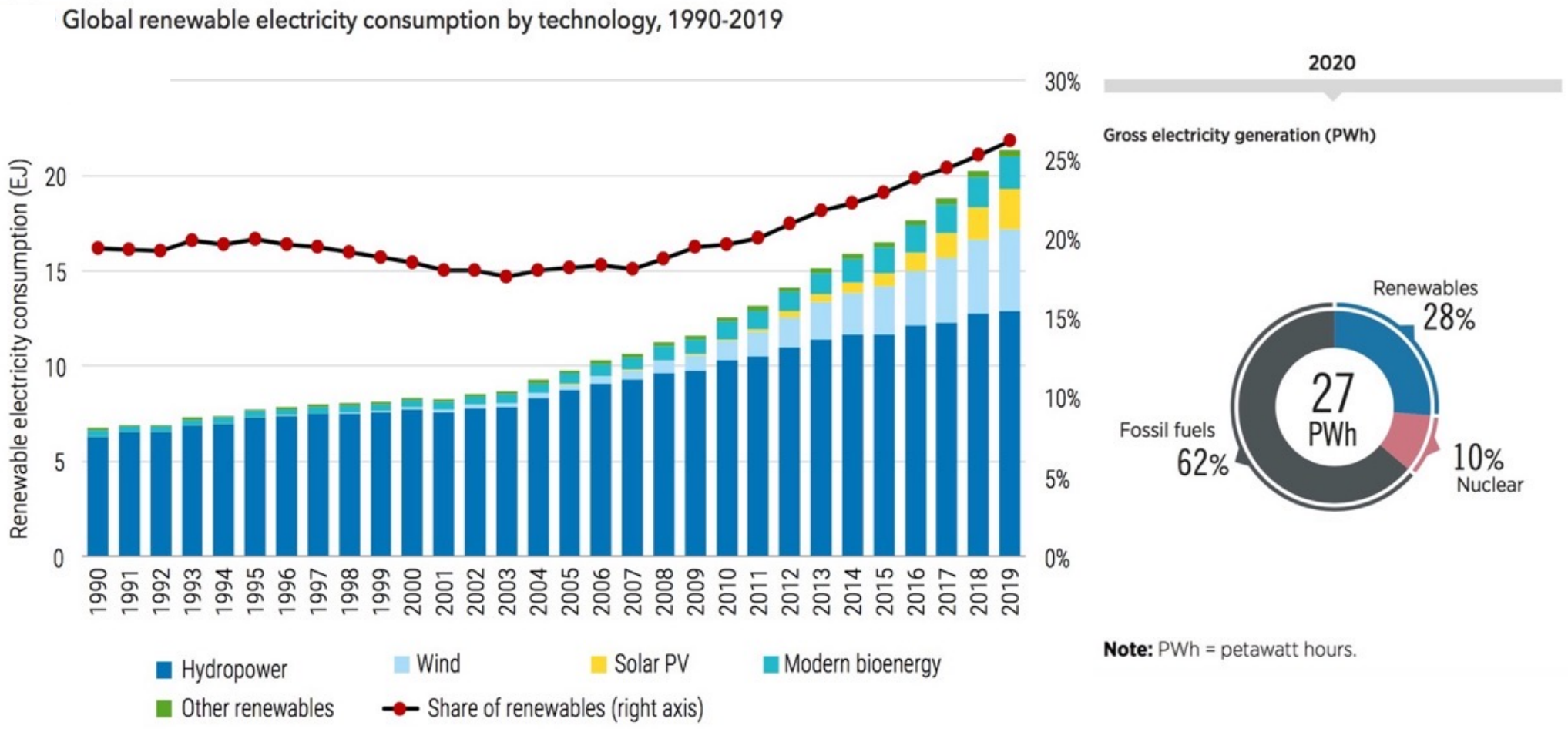


Peso delle rinnovabili (FER)



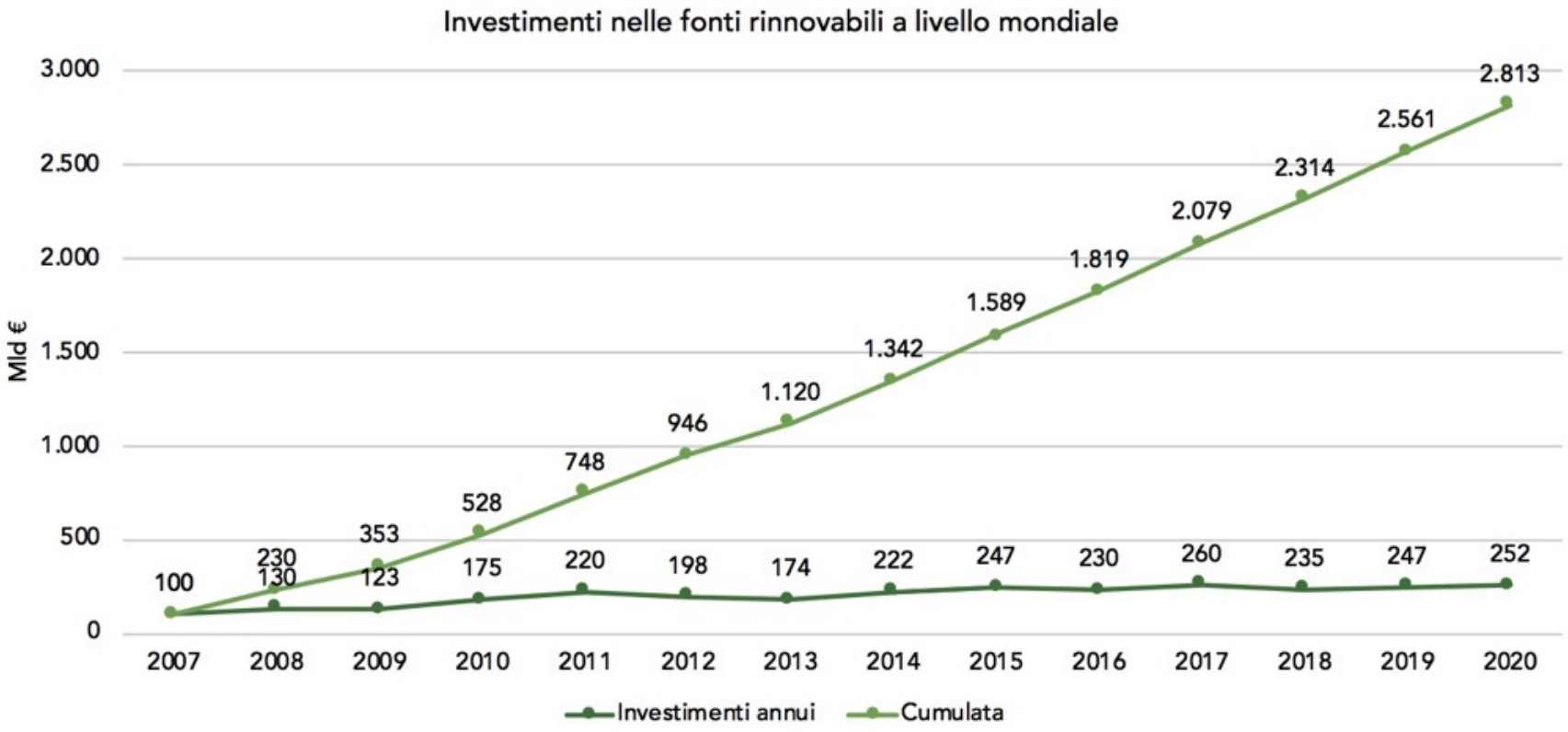
Source: IEA 2021a and UNSD 2021.

Peso delle FER elettriche



Source: International Energy Agency (IEA, 2021a) and United Nations Statistics Division (UNSD, 2021).

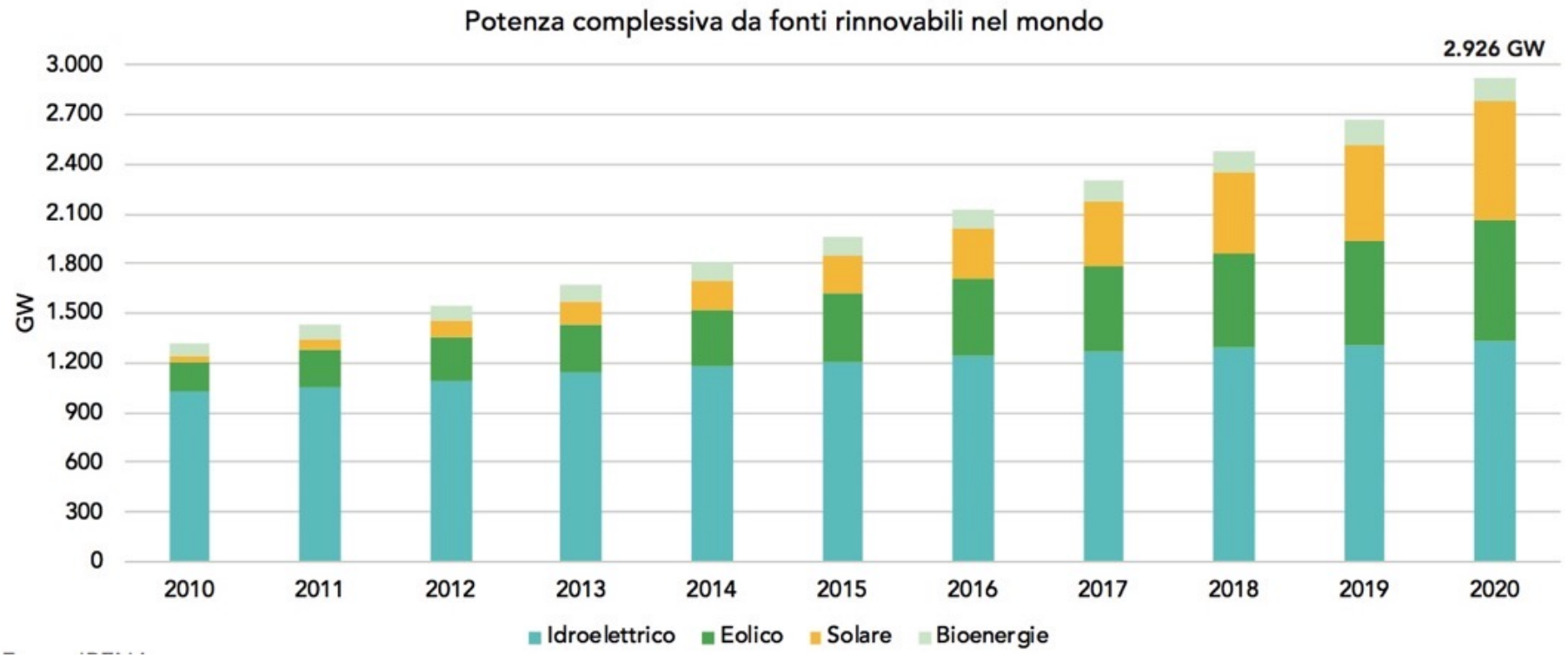
Investimenti globali FER elettriche



Fonte: Bloomberg 2021

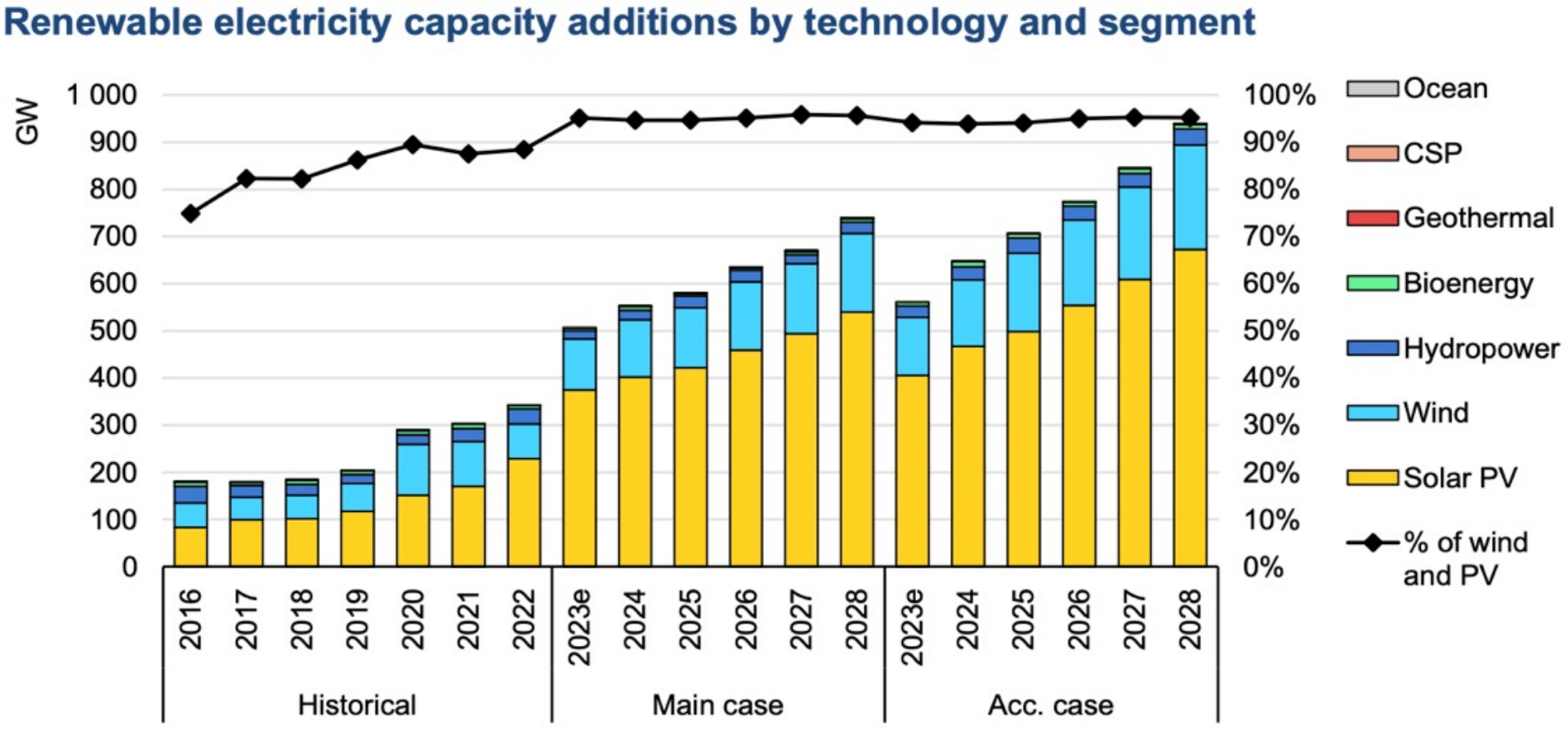
Investimenti in FER elettriche quasi 10 volte maggiori di quelli per centrali a gas

Potenza complessiva FER elettriche



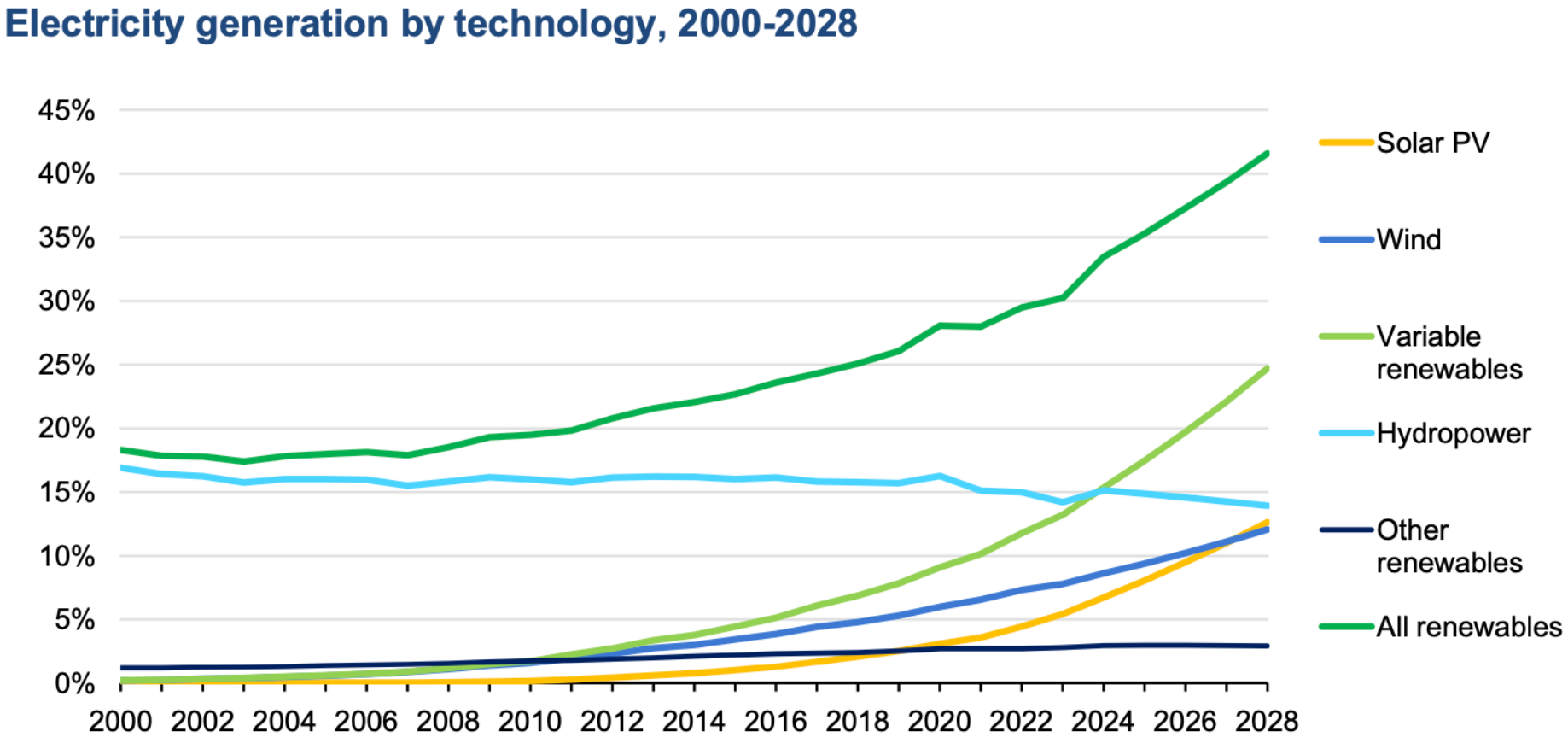
Fonte: IRENA 2021

Incremento annuo della capacità rinnovabile



Fonte: IEA 2023

Peso delle rinnovabili sulla produzione totale elettrica



Fonte: IEA 2023

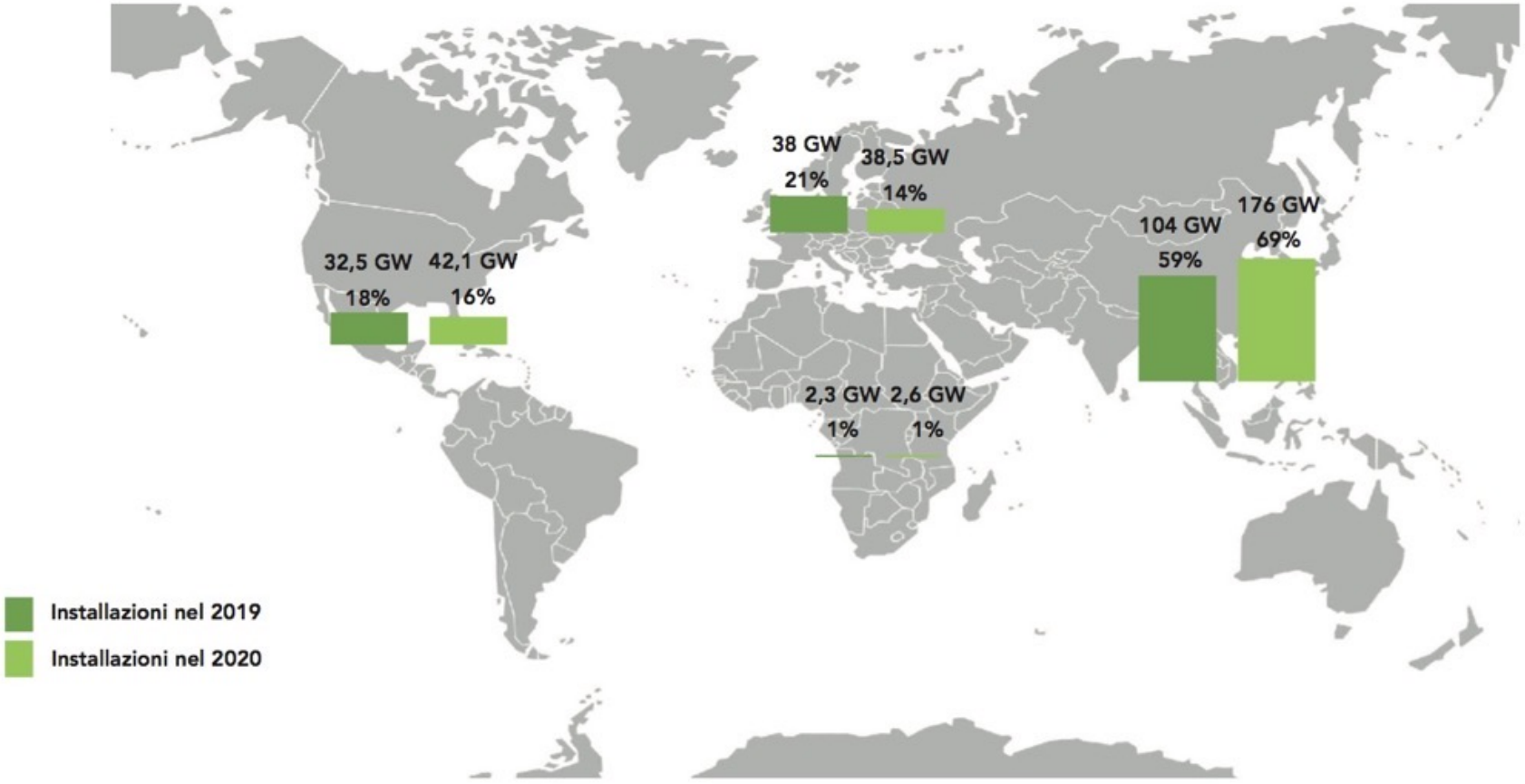
Peso delle rinnovabili sulla produzione totale elettrica

By 2028, potential renewable electricity generation is expected to reach around 14 400 TWh, an increase of almost 70% from 2022. Over the next five years, several renewable energy milestones could be achieved:

- In 2024, variable renewable generation surpasses hydropower.
- In 2025, renewables surpass coal-fired electricity generation.
- In 2025, wind surpasses nuclear electricity generation.
- In 2026, solar PV surpasses nuclear electricity generation.
- In 2028, solar PV surpasses wind electricity generation.

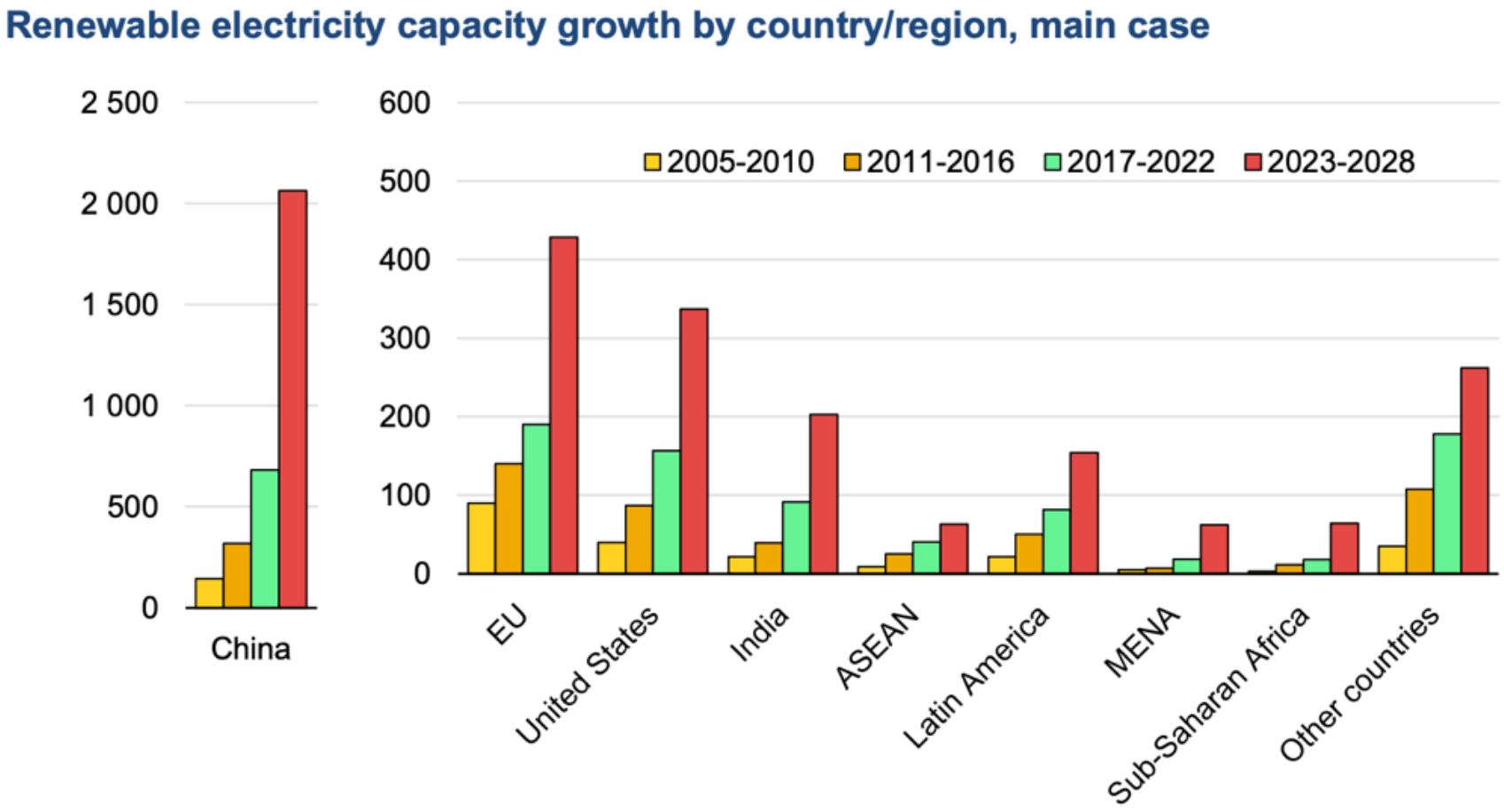
Fonte: IEA 2023

Installazioni globali FER elettriche



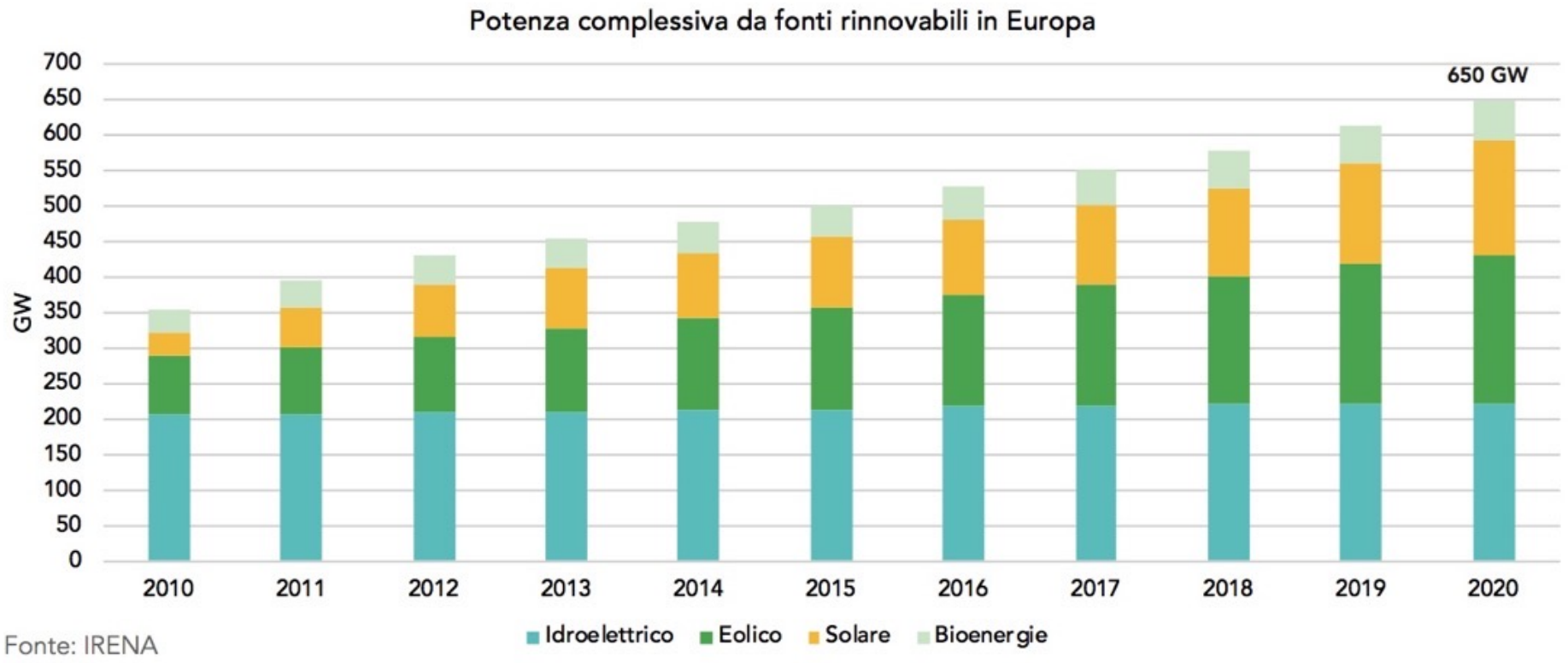
Fonte: IRENA 2021

Nuova capacità rinnovabile installata: contributo dei vari Paesi



Fonte: IEA 2023

Potenza complessiva FER elettriche Europa

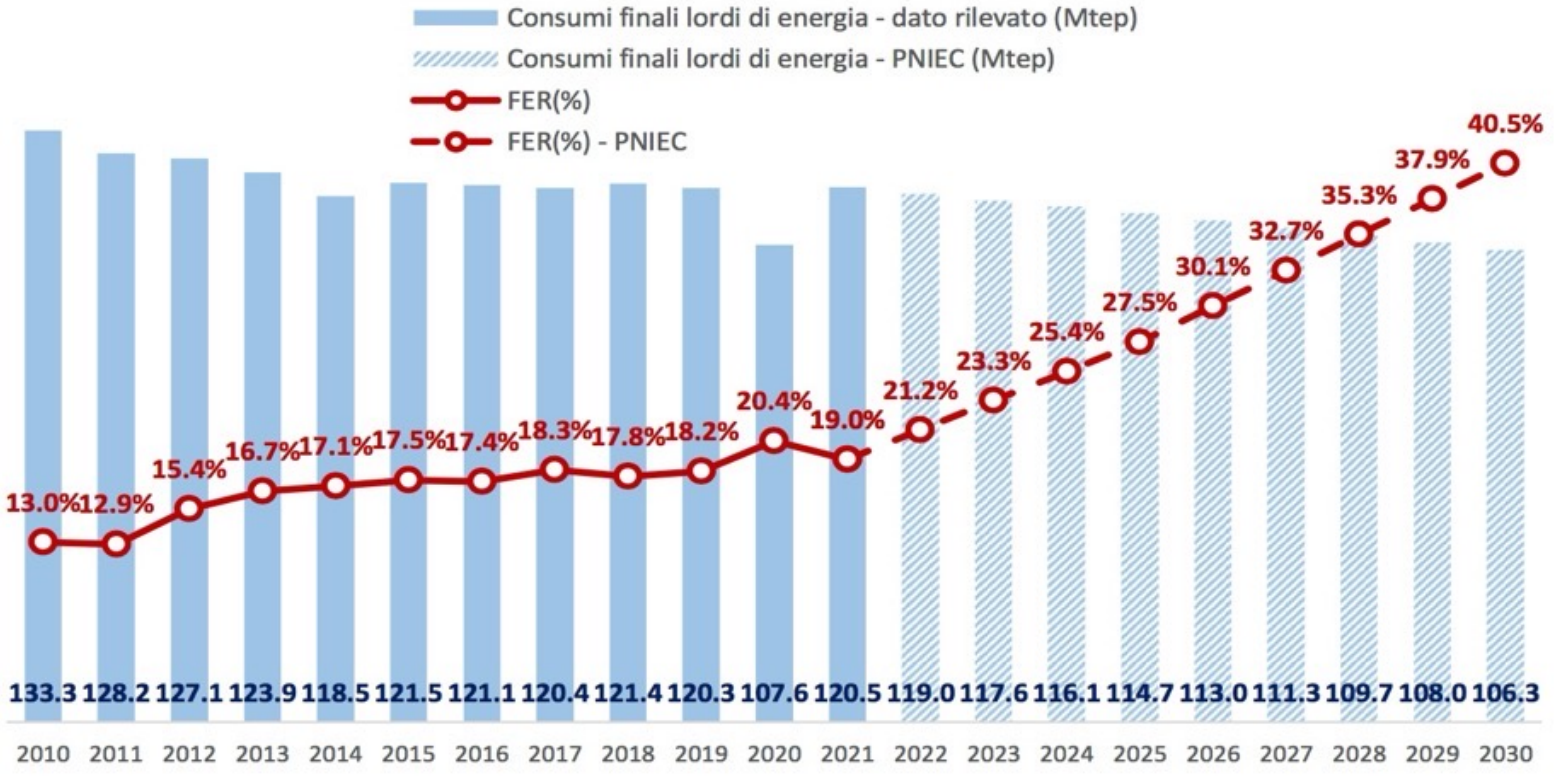


Fonte: IRENA 2021

AGENDA

LE RINNOVABILI IN ITALIA

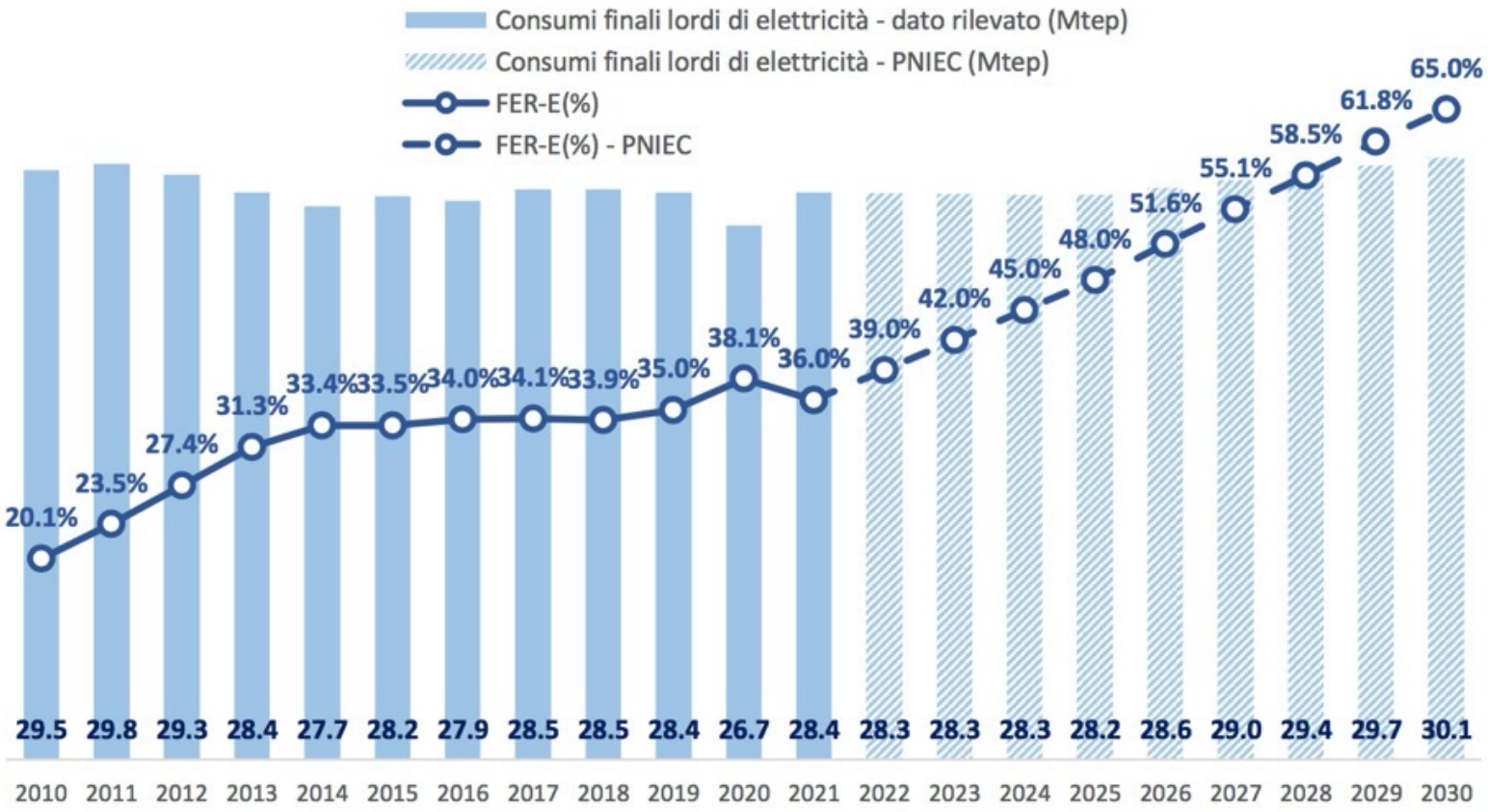
PNIEC 2023 - Quota FER su consumi totali di energia



Fonte: PNIEC

+ 4% da 2011 a 2014 (3 anni)
+ 2% da 2014 a 2021 (7 anni)

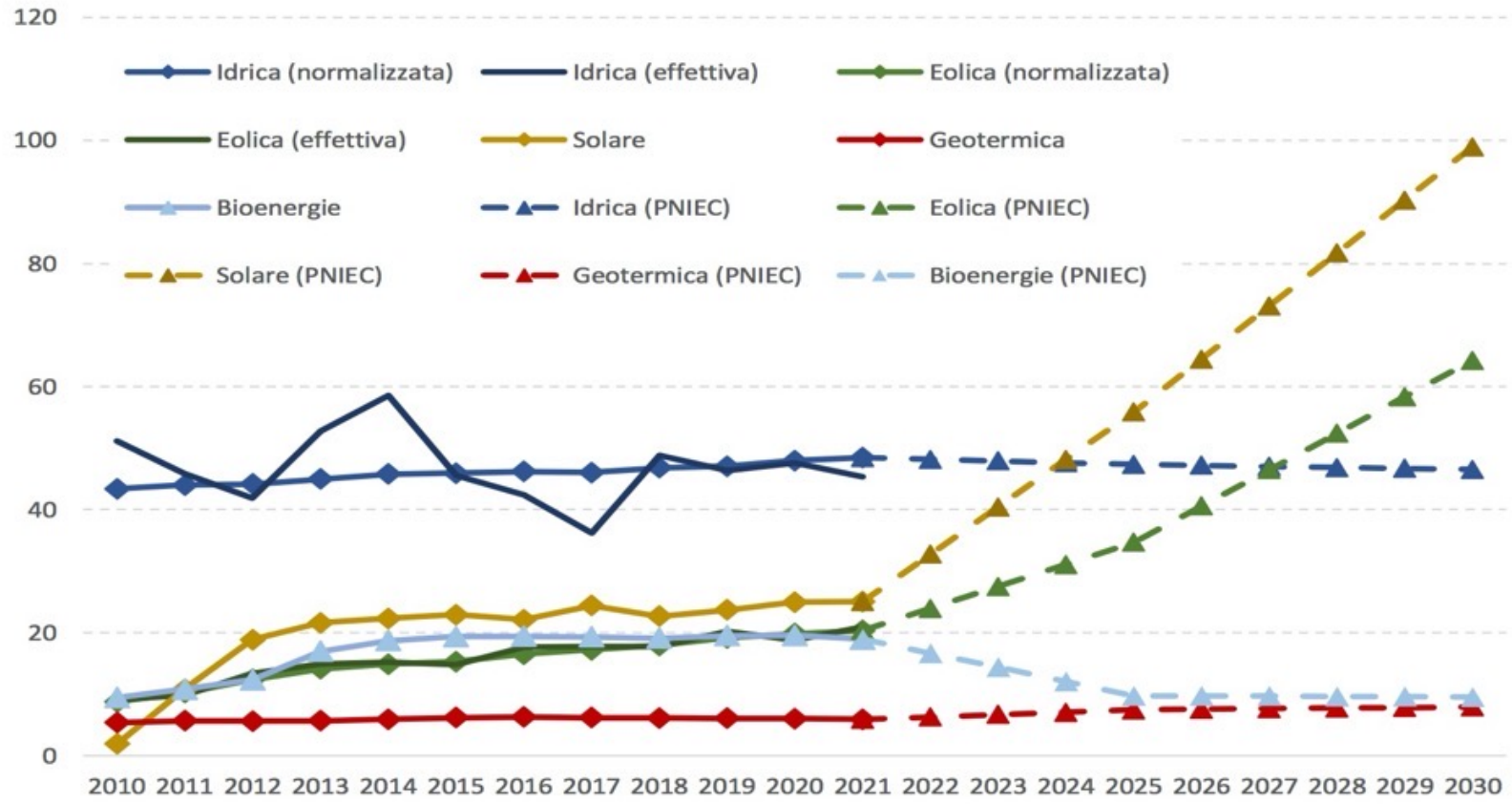
PNIEC 2023 - Obiettivi crescita per le FER elettriche



Fonte: PNIEC

CONTRIBUTO TOTALE FER ELETTRICHE da 36 % a 65%

PNIEC - Obiettivi FER elettriche (GWh/a)



Fonte: GSE-RSE

PNIEC - Obiettivi FER elettriche (GW totali)

FER
2021-2030
+ 73,3 GWp

FV
2021-2030
+ 57,5 GWp

Wind
2021-2030
+ 17 GWp

	2020	2021	2025	2030
Idrica*	19.106	19.172	19.172	19.172
Geotermica	817	817	954	1.000
Eolica	10.907	11.290	17.314	28.140
- di cui off shore	0	0	300	2.100
Bioenergie	4.106	4.106	3.777	3.052
Solare	21.650	22.594	44.848	79.921
- di cui a concentrazione	0	0	300	873
Totale	**56.586**	**57.979**	**86.065**	**131.285**

Fonte: PNIEC

PNIEC 2019 e 2023 a confronto

2019	2023	Var.
FER 2019-2030 **+ 40 GWp**	**FER** 2021-2030 **+ 73 GWp**	**FER** **+ 35 GWp**
FV 2019-2030 **+ 31 GWp**	**FV** 2021-2030 **+ 57,5 GWp**	**FV** **+ 26,5 GWp**
Wind 2019-2030 **+ 8,5 GWp**	**Wind** 2021-2030 **+ 17 GWp**	**Wind** **+ 8,5 GWp**

Fonte: PNIEC

Il ministro Pichetto al recente G7 di Torino ha preso l'impegno di triplicare la potenza delle rinnovabili elettriche entro il 2030

Stima nuovi obiettivi FER elettriche da RepowerEU e impegni G7

Il Piano elettrico 2030
elaborazione EF del REPowerEU
+ 12 GW all'anno

142 GW

84 GW
da installare nei prossimi 7 anni (2024-2030)
Tenendo conto che 8 GW degli attuali 66 diventeranno obsoleti

66 GW
potenza totale rinnovabile a fine 2023

6 GW*
Installati nel 2023

3 GW**
Installati nel 2022

* Dei circa 6 GW installati nel 2023, oltre 4 GW sono stati impianti con potenza sotto 1 MW
** Dei 3 GW installati nel 2022, 2 GW sono piccoli impianti

Gli impegni dell'Italia al G7:
triplicare le rinnovabili al 2030
+20 GW all'anno

198 GW

140 GW
da installare nei prossimi 7 anni (2024-2030)
Tenendo conto che 8 GW degli attuali 66 diventeranno obsoleti

66 GW
potenza totale rinnovabile a fine 2023

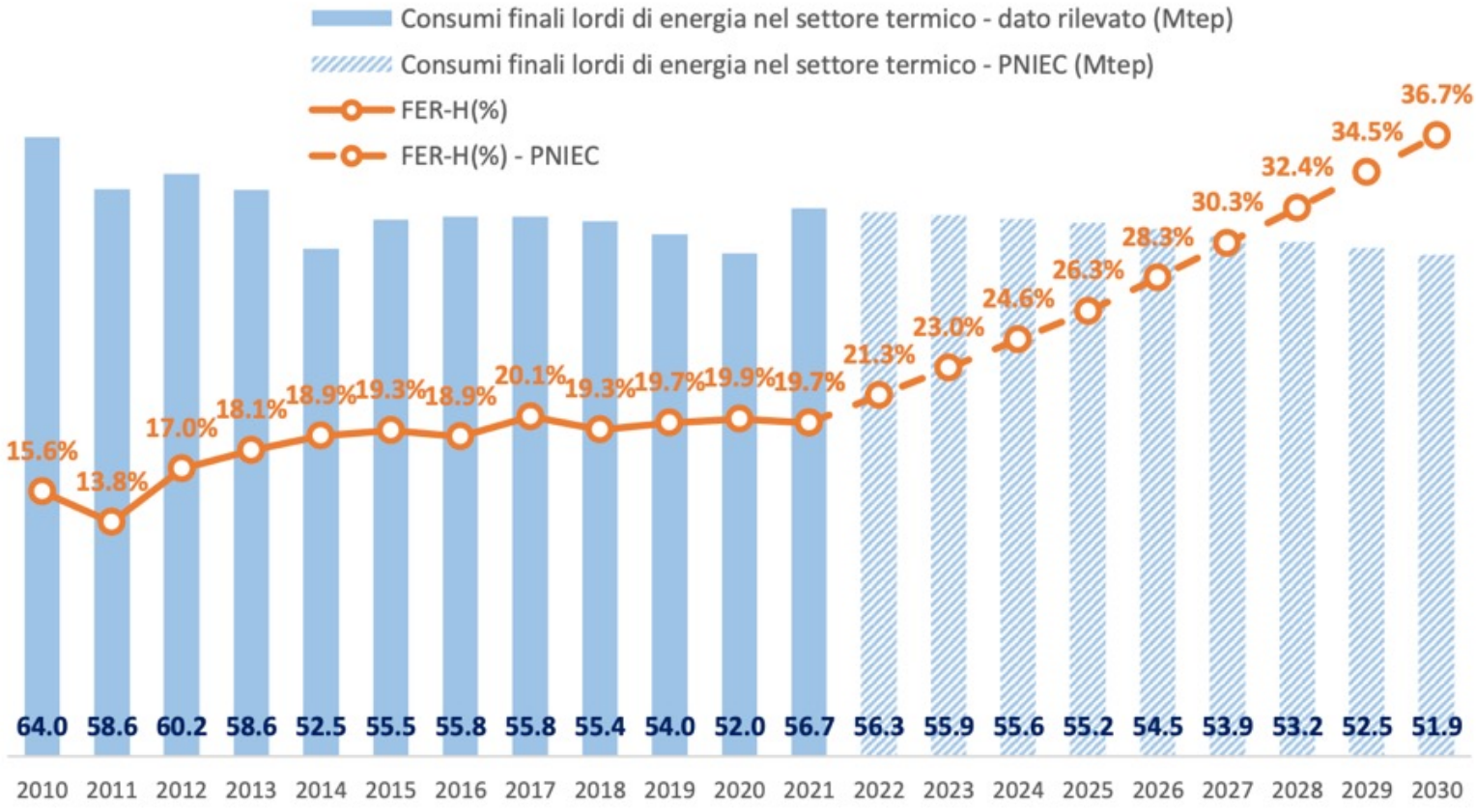
6 GW*
Installati nel 2023

3 GW**
Installati nel 2022

* Dei circa 6 GW installati nel 2023, oltre 4 GW sono stati impianti con potenza sotto 1 MW
** Dei 3 GW installati nel 2022, 2 GW sono piccoli impianti

Fonte: Elettricità Futura

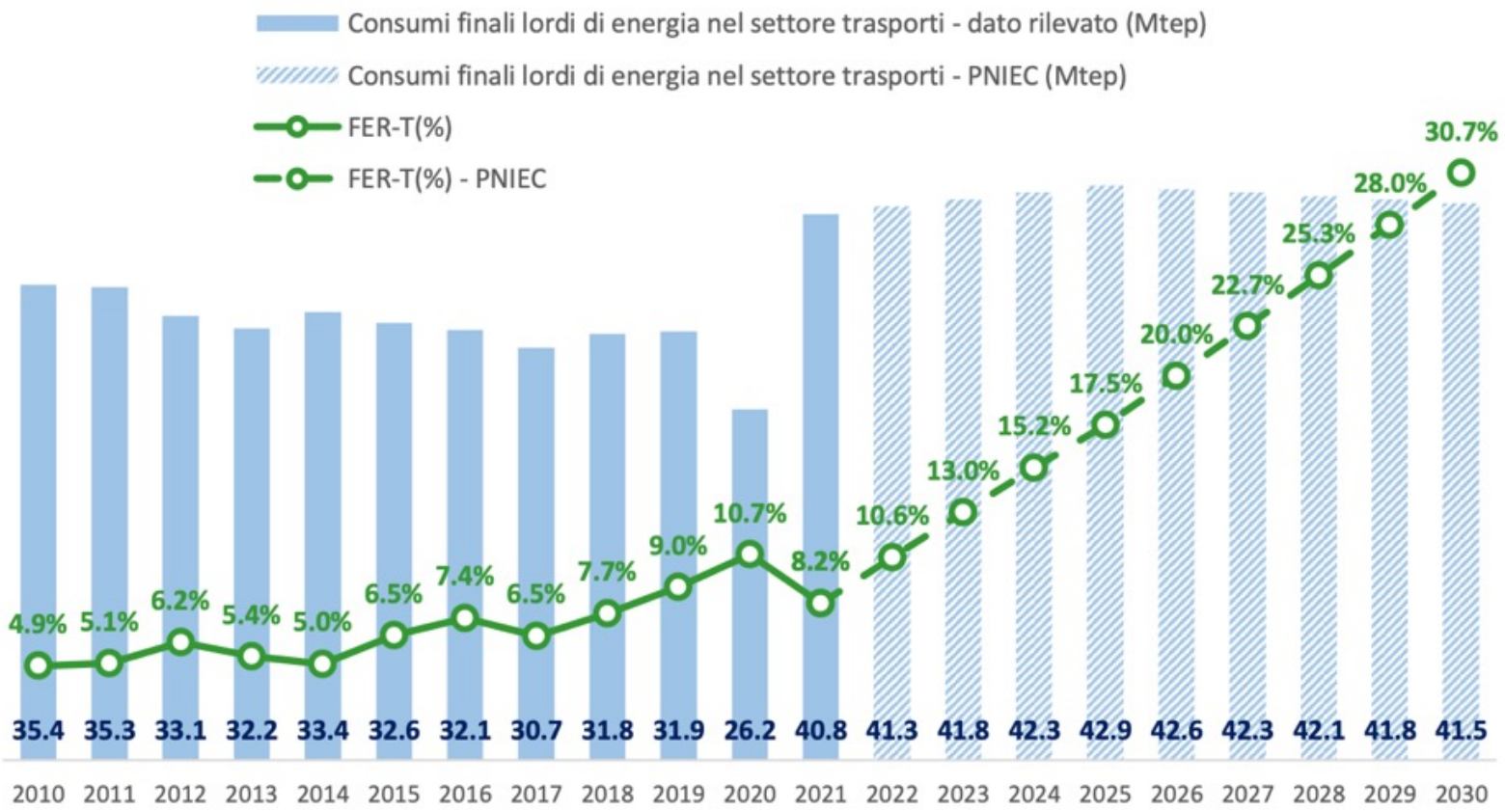
PNIEC 2023 - Obiettivi crescita per le FER termiche



Fonte: PNIEC

CONTRIBUTO TOTALE FER TERMICHE da 19,7 % a 36,7%

PNIEC 2023 - Obiettivi crescita FER per il settore trasporti



Fonte: PNIEC

CONTRIBUTO TOTALE FER NEI TRASPORTI da 8,2 % a 30,7%

AGENDA

APPROFONDIMENTI:

Il Fotovoltaico

Cosa ha di particolare la tecnologia fotovoltaica?

Il fatto che la cella fotovoltaica non si consumi, non necessiti di manutenzione, abbia un degrado di prestazione contenuto nel tempo, non si muova, non faccia rumore, abbia una vita utile di decenni, sia scalabile dai milliwatt di un orologio fino ad una centrale di produzione da qualche GW e abbia un costo di produzione estremamente contenuto, la pone sicuramente fra le tecnologie di produzione elettrica più flessibili sul mercato e ormai leader nello sviluppo delle rinnovabili nel mondo

Tipologie realizzative



impianto a servizio di abitazione



impianto ad inseguimento



impianto su capannone



impianto a parete



impianto su autostrada (barriera acustica)



impianto a terra

Tipologie realizzative



PENSILINE FOTOVOLTAICHE

Tipologie realizzative



STRADE FOTOVOLTAICHE

Tipologie realizzative





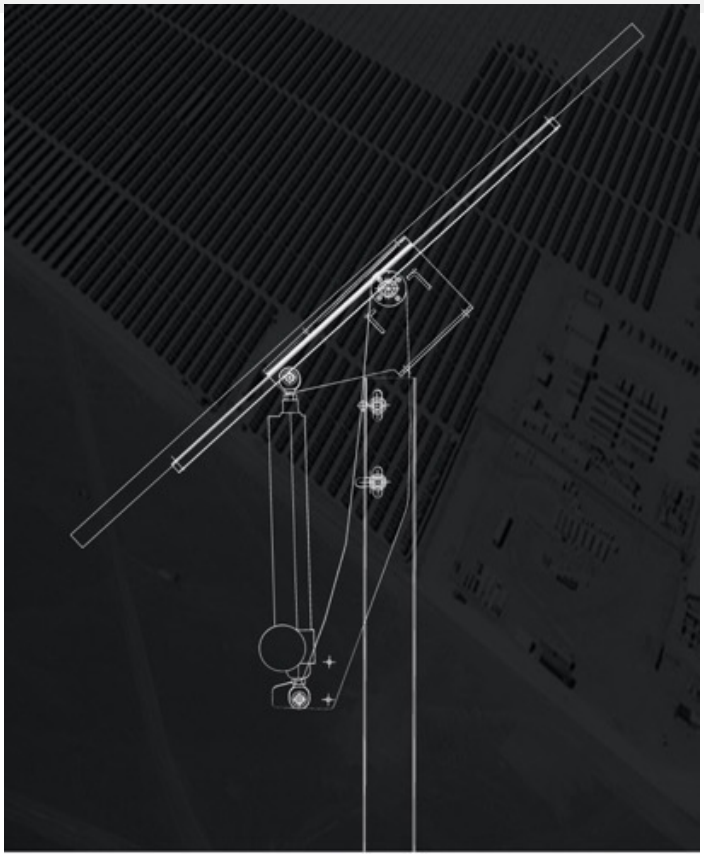
PISTE CICLABILI FOTOVOLTAICHE

Tipologie realizzative



TRAKER BIASSIALI

Tipologie realizzative







TRAKER MONOASSIALI

Tipologie realizzative – Impianti a terra



(TA)- 1MW



(BR) -1MW



(BR) -1MW



(TA) – 11,37MW



(TA)– 1MW



(TA) – 4,93MW

Tipologie realizzative – Impianti su coperture



500 kW - Lazio



400 kW - Lombardia



300 kW - Lombardia



700 kW - Puglia

Tipologie realizzative – Impianti di grandi dimensioni a terra





Tipologie realizzative – Impianti di grandi dimensioni su copertura





Tipologie realizzative – Impianti flottanti di grandi dimensioni



Componenti principali di un impianto FV su copertura



PV MODULES



PV MOUNTING PROFILES



STRING INVERTER



STORAGE



GRID INTERFACING BOARD



CABLEDUCT



PLU&PLAY CONNECTORS



DC+AC CABLES

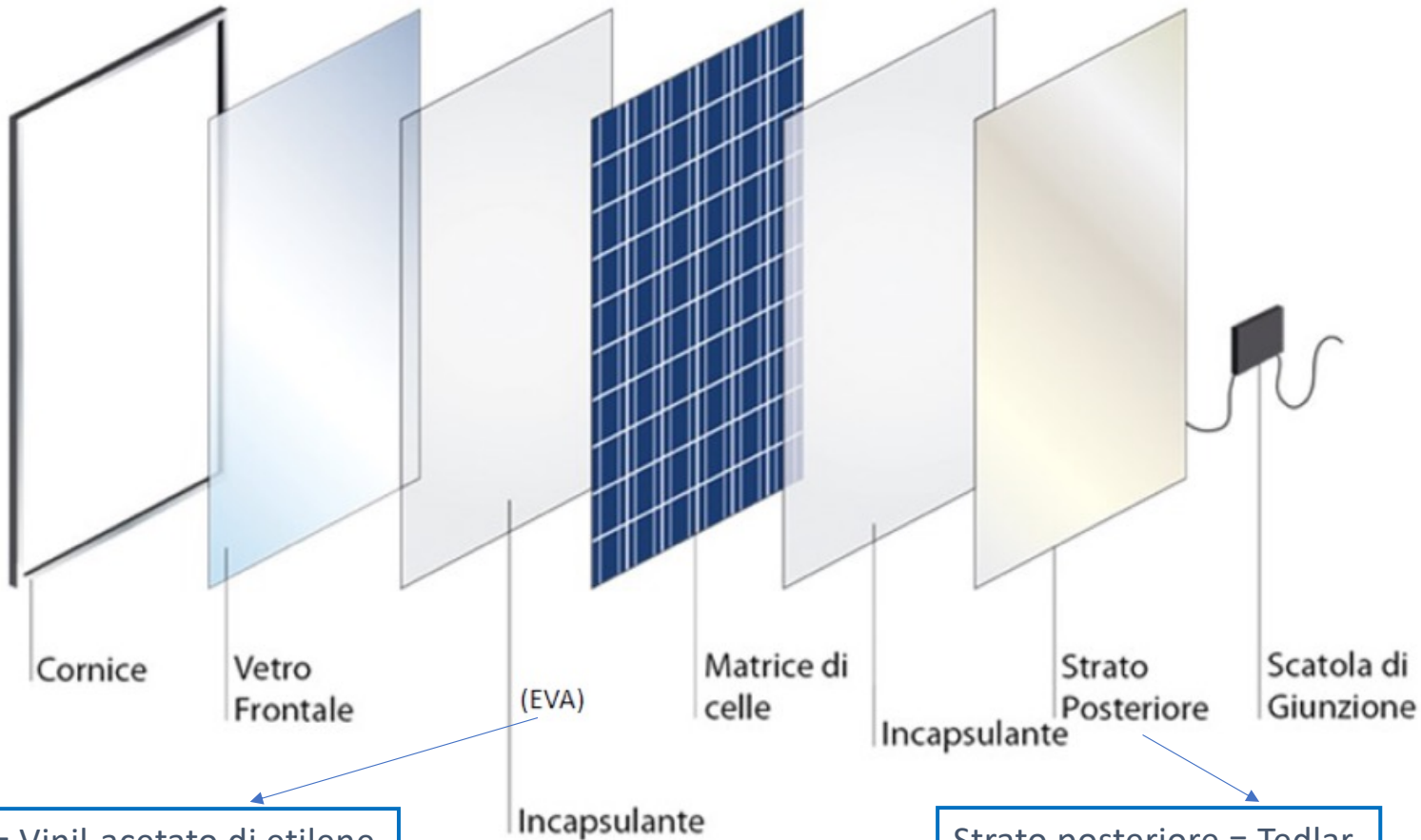


DATA LOGGER



SOLAR METER

Elementi costitutivi moduli FV



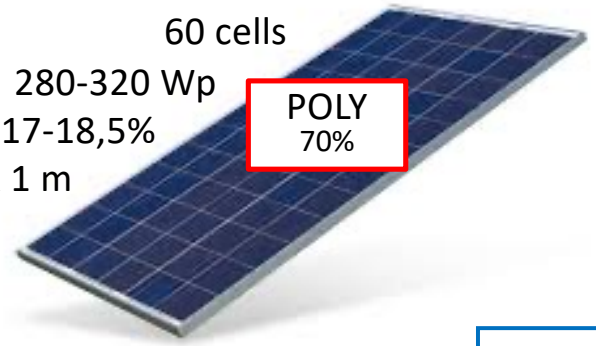
EVA = Vinil-acetato di etilene

Strato posteriore = Tedlar

Fonte: RSE

Caratteristiche tipiche moduli FV

Anno 2018



60 cells
280-320 Wp
eff. 17-18,5%
1,65 x 1 m

POLY
70%



MONO
30%

60 cells
300-350 Wp
eff. 18-19%
1,65 x 1 m

Anno 2023



POLY
10%



MONO
90%

60 cells
430-450 Wp
eff. 20-21%
1,70-1,75 x 1-1,1 m

Oggi anche moduli da 72 celle di dimensioni più grandi – Moduli bifacciali (vetro – vetro)

Inverter

Per gli impianti fotovoltaici di potenza fino a 1MW, una soluzione opportuna sia in termini tecnici che economici è l'utilizzo di inverter di stringa con potenze per macchina fino a un massimo di circa 350kW. Per impianti di potenza più elevata c'è anche l'opzione di inverter centralizzati.





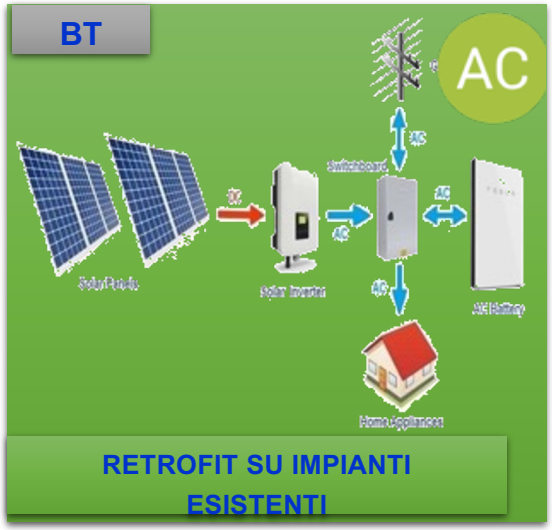
Sistemi di accumulo

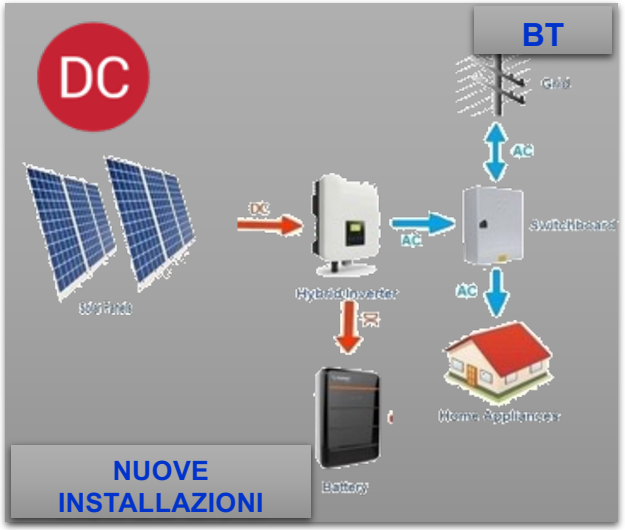
Al momento la tecnologia che ha avuto maggior diffusione commerciale è quella derivante dagli ioni di litio con l'aggiunta di fosfati in modo da rendere l'elemento di accumulo più durevole, maggiormente ciclabile e con maggior densità energetica. Stanno arrivando anche gli accumuli agli ioni di sodio

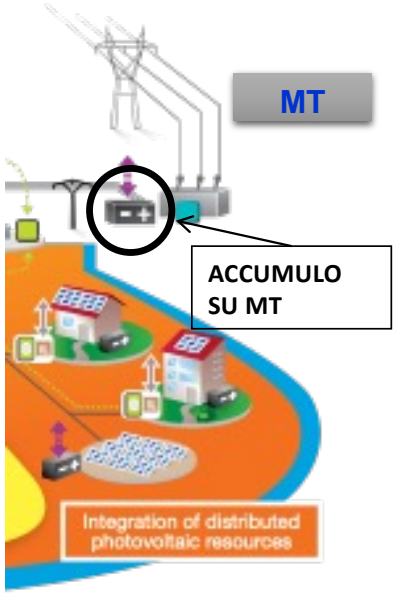


Sistemi di accumulo

SOLUZIONI TECNICHE POSSIBILI

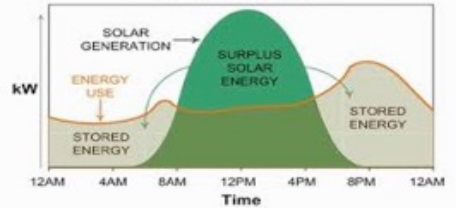




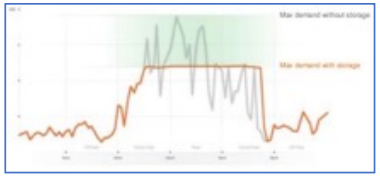


Differenti servizi possibili

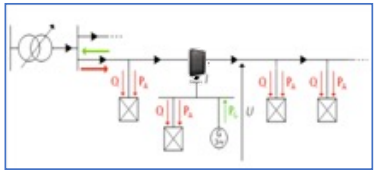
Load shifting



Peak shaving



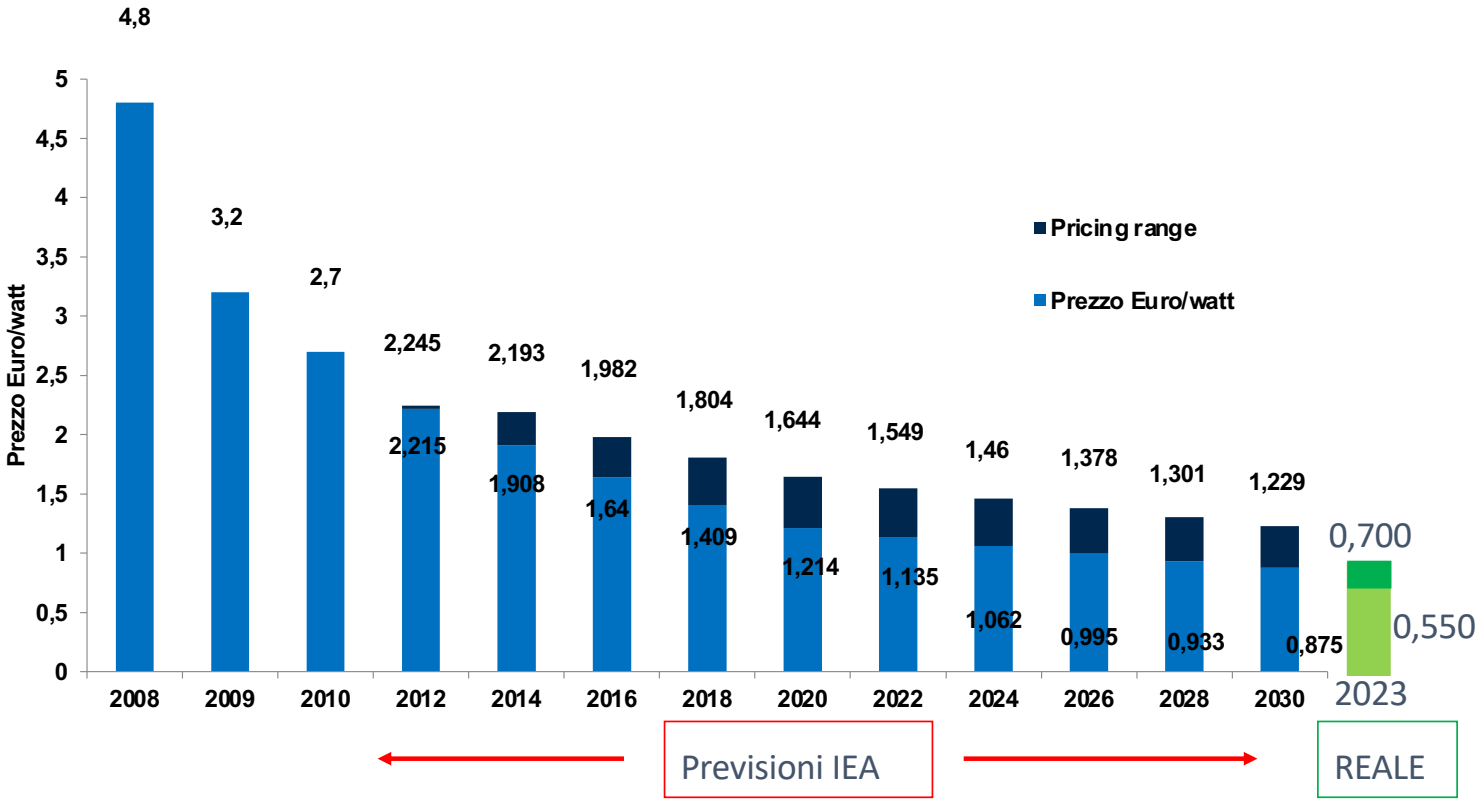
Grid Services



Sistemi di accumulo – Confronto tra soluzione AC e DC

TIPOLOGIE DI SISTEMI DI ACCUMULO 	
PRO: - Soluzione installabile in impianti FV esistenti - Taglie scalabili facilmente = flessibilità	**PRO:** - Un inverter unico controlla sia FV che accumulo - Disponibili inverter ad alta tensione DC
CONTRO: - Circa 10% più costosa della soluzione DC - Minor efficienza della soluzione DC	**CONTRO:** - Un accumulo per ogni inverter installato - Installabile solo in nuovi impianti o revamping di esistenti con sostituzione degli inverter

Trend riduzione costi impianti FV utility scale

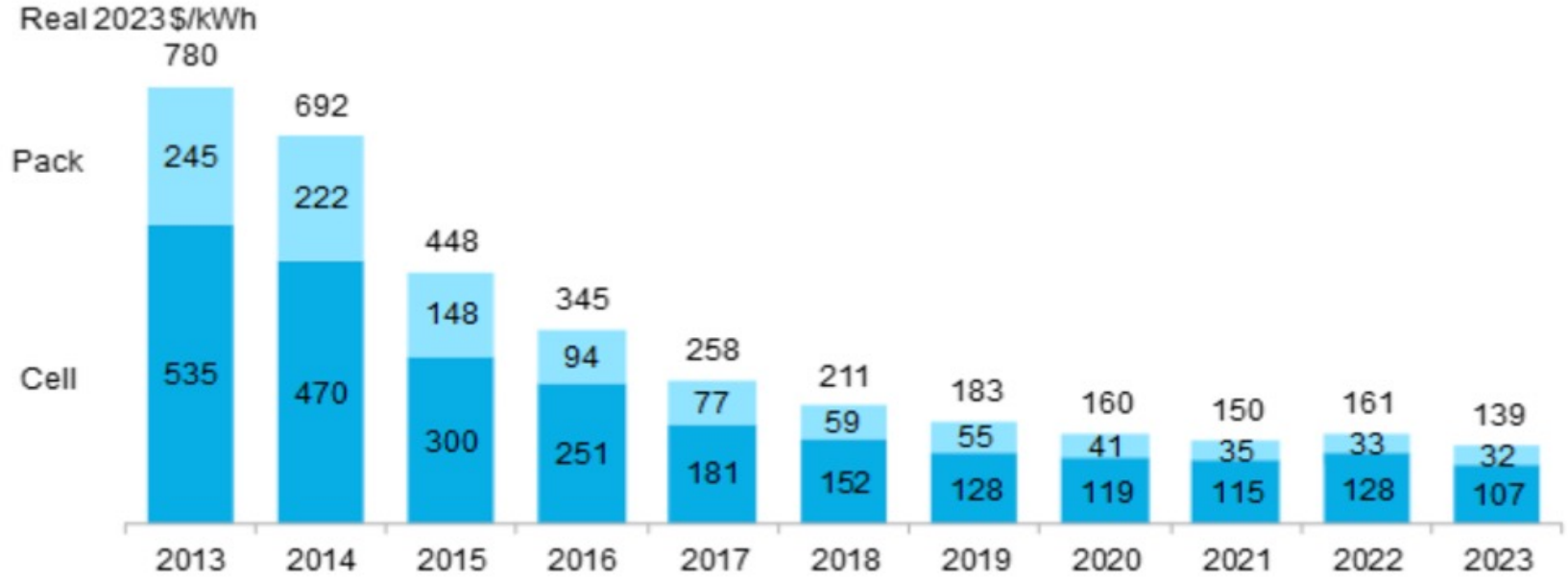


In presenza di condizioni di Market Parity o di Sistemi di supporto la diffusione degli impianti FV può diventare inarrestabile per la scalabilità e semplicità della tecnologia

Fonte: Photon Cons. e IEA

Trend prezzi SdA Ioni di Litio

Figure 1: Volume-weighted average lithium-ion battery pack and cell price split, 2013-2023

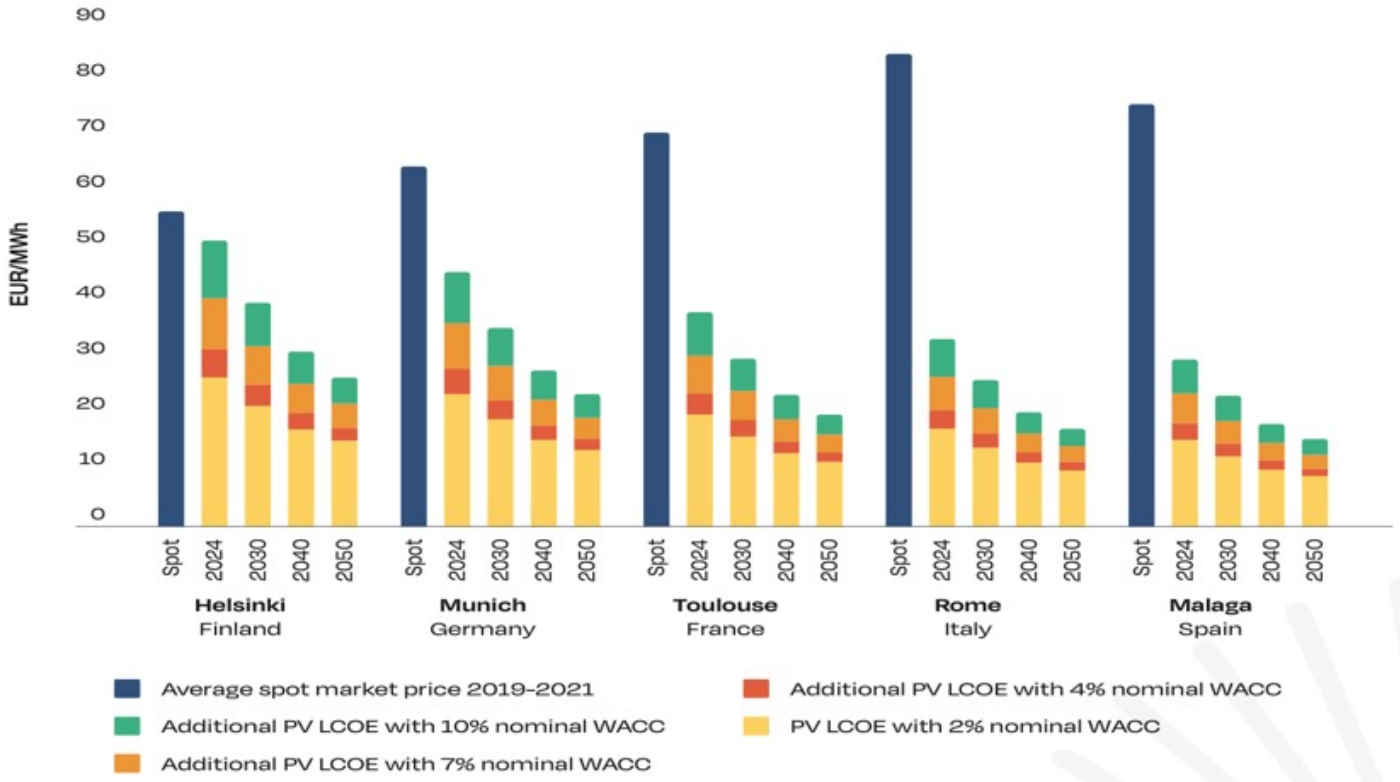


Source: BloombergNEF. Historical prices have been updated to reflect real 2023 dollars. Weighted average survey value includes 303 data points from passenger cars, buses, commercial vehicles, and stationary storage.

Fonte: BloombergNEF

LCOE per FV utility scale

FIGURE 3 UTILITY-SCALE PV LEVELISED COST OF ELECTRICITY (LCOE) UNDER DIFFERENT EU LOCATIONS AND INVESTMENT CONDITIONS



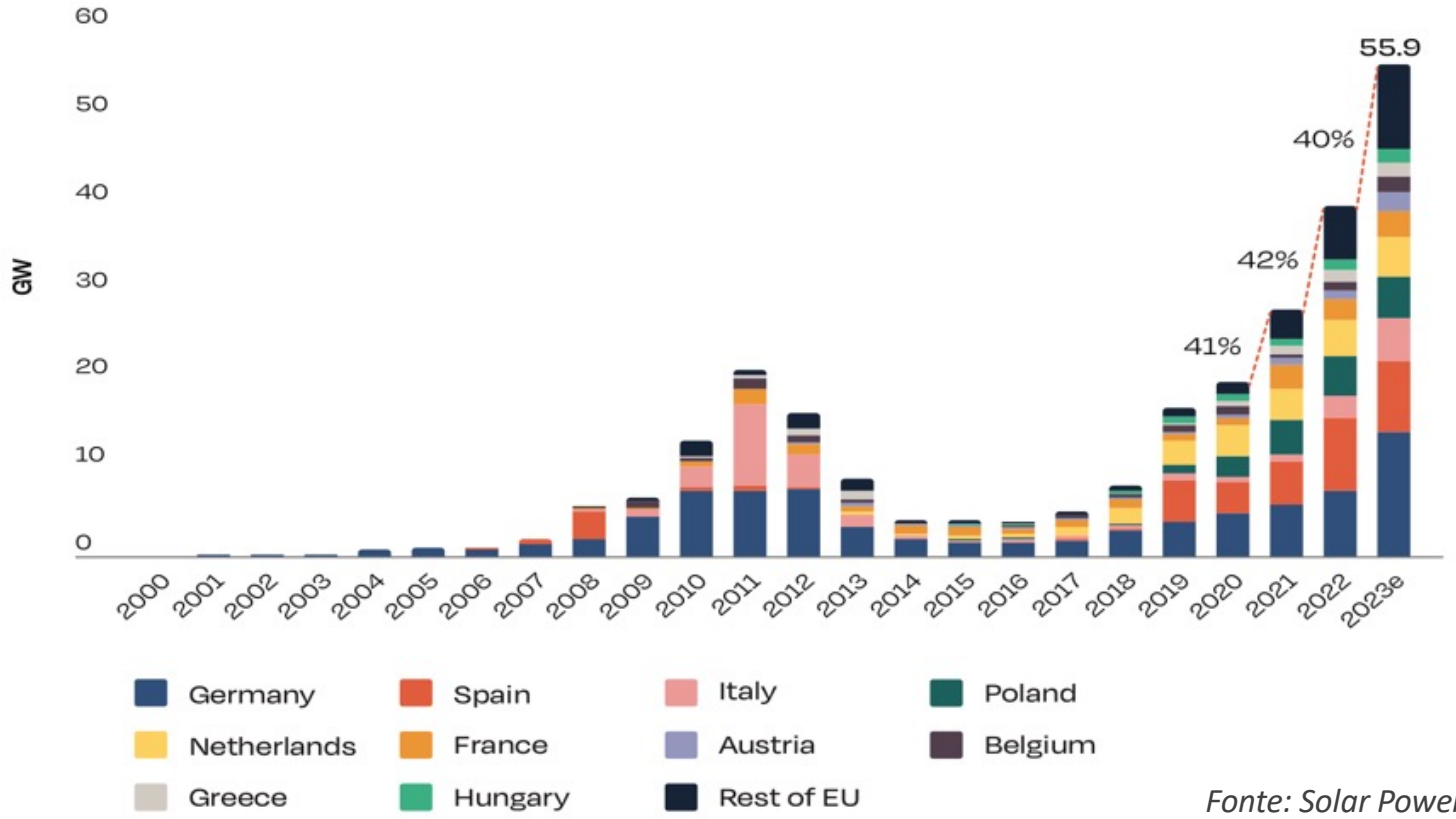
SOURCE: ETIP PV, 2023.
NOTE: Assuming a 100 MW PV project.

Fonte: Solar Power Europe

© SOLARPOWER EUROPE 2023

FV - Potenza annua installata Europa

FIGURE 4 EU ANNUAL SOLAR PV INSTALLED CAPACITY 2000-2023

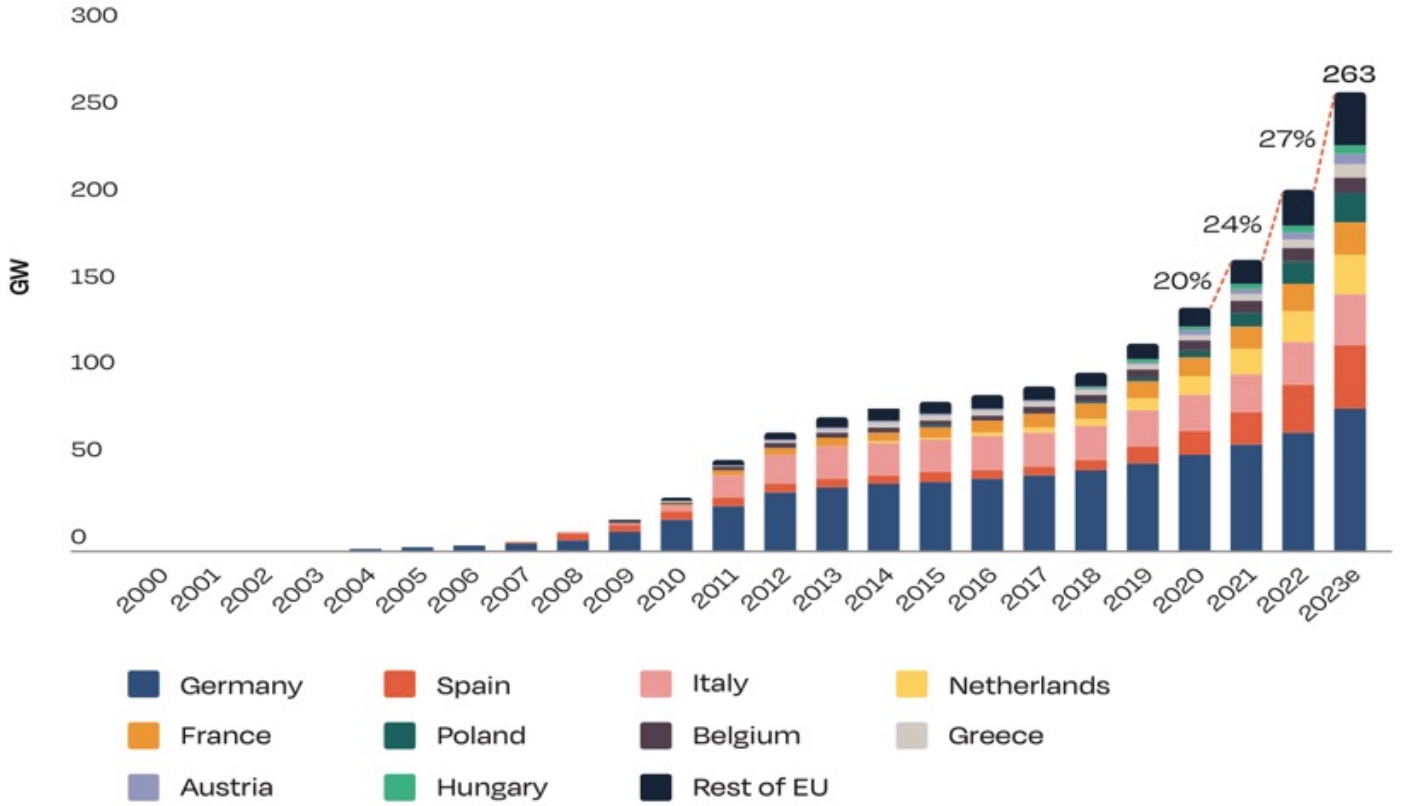


Fonte: Solar Power Europe

© SOLARPOWER EUROPE 2023

FV – Potenza cumulata

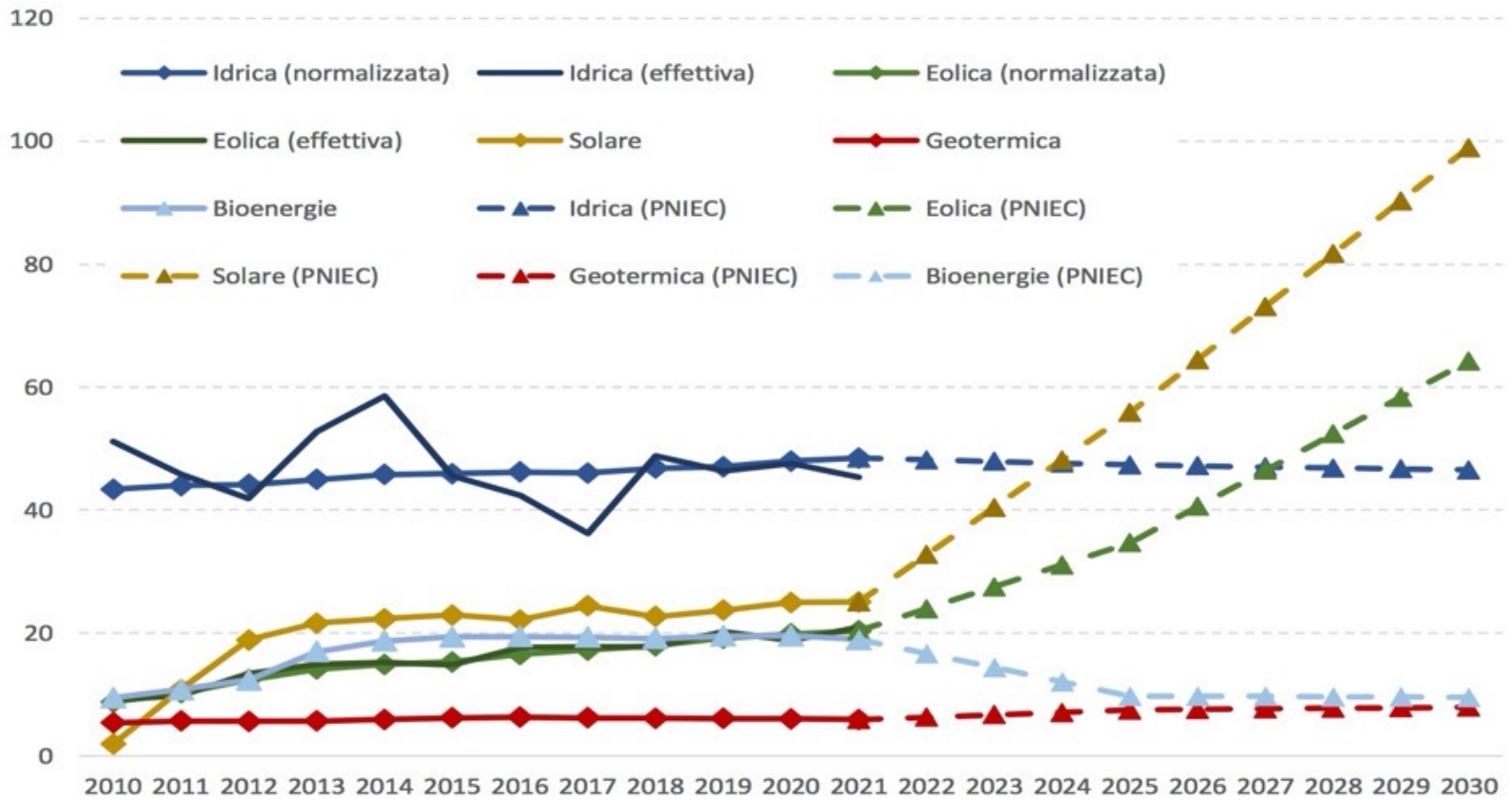
FIGURE 9 EU CUMULATIVE SOLAR PV INSTALLED CAPACITY 2000-2023



Fonte: Solar Power Europe

© SOLARPOWER EUROPE 2023

PNIEC - Obiettivi FER elettriche (GWh/a)



FV
2021-2030
+ 57,5 GWp

Fonte: GSE-RSE

Evoluzione installazioni FV negli anni

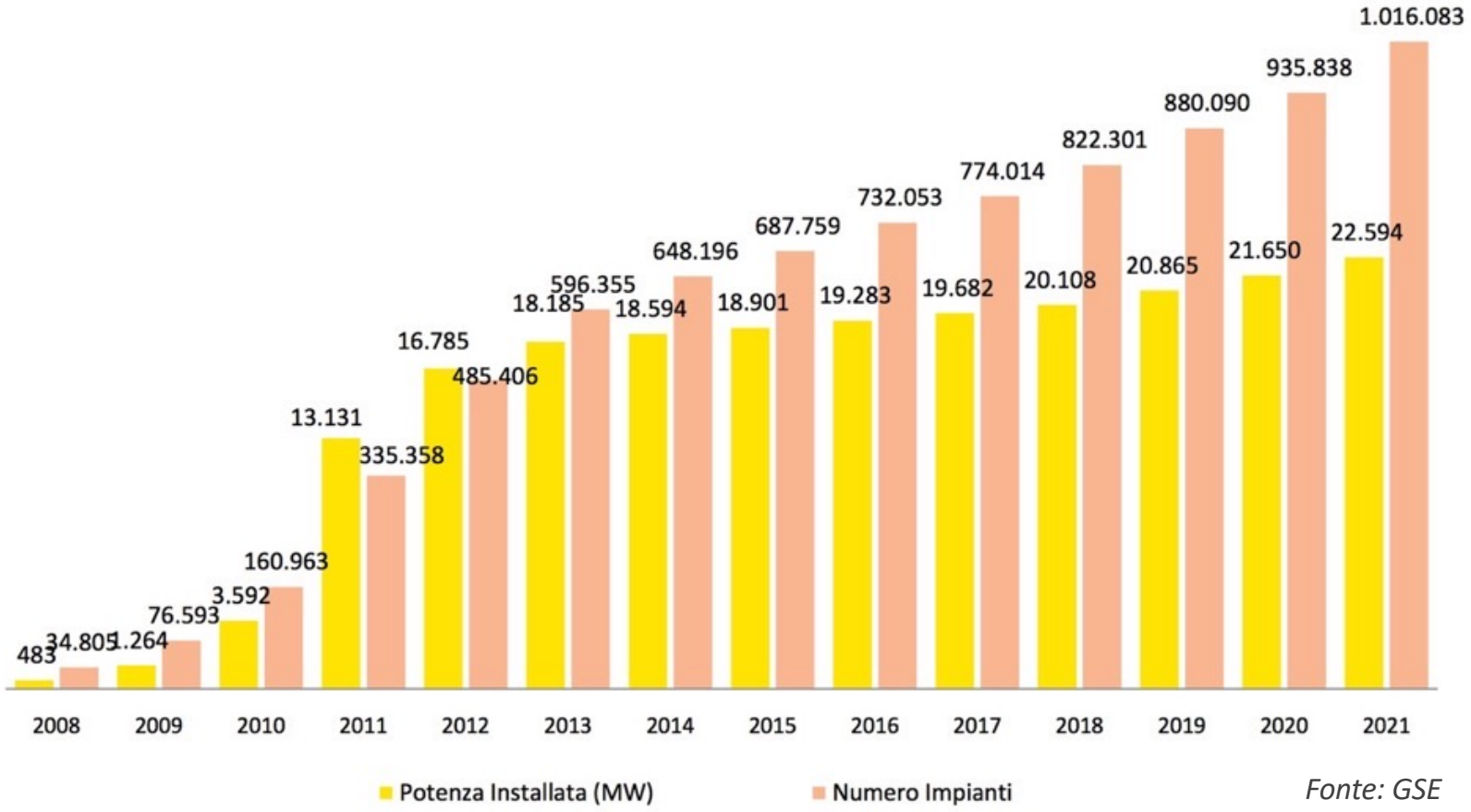
2011
9.460 MWp

Media annua
2013-2018
385 MWp

2020
690 MWp

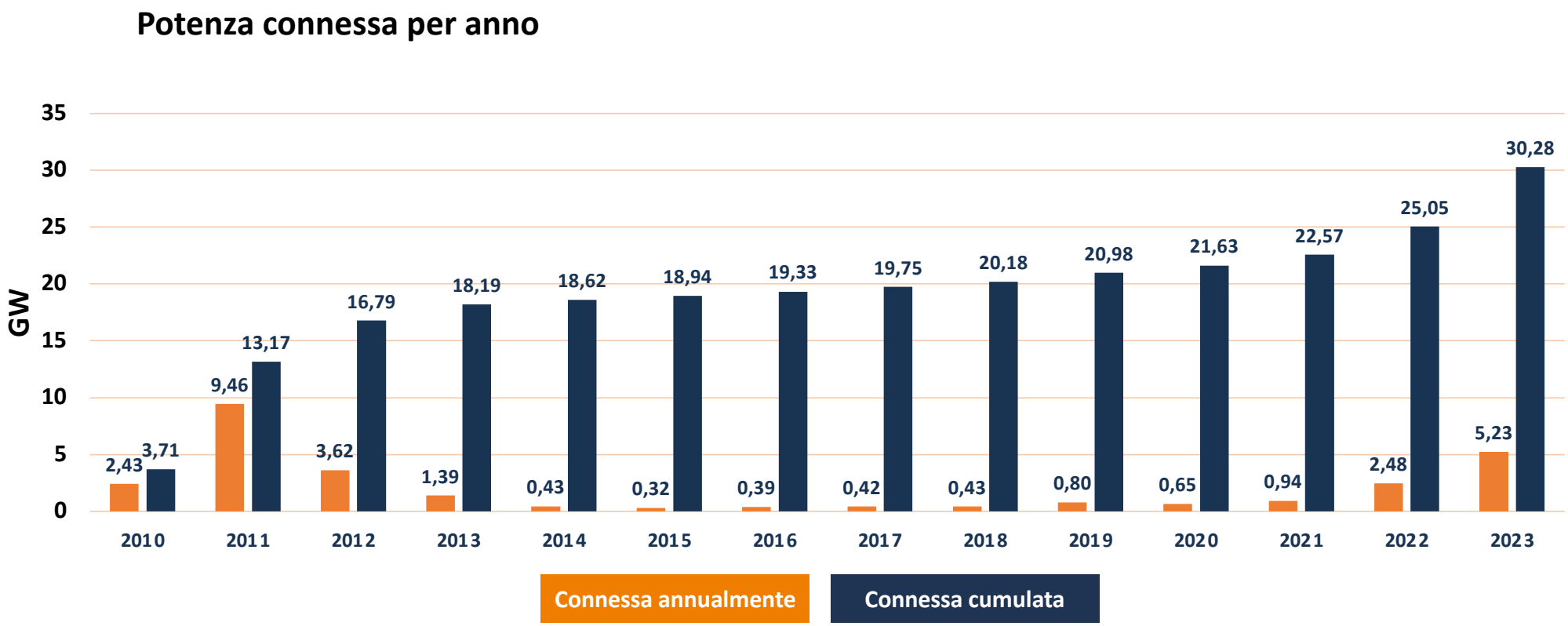
2021
935 MWp

2022
2.480 MWp



Fonte: GSE

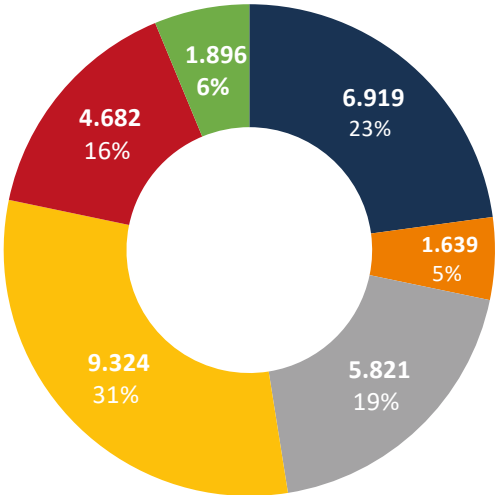
Evoluzione connessioni FV negli anni



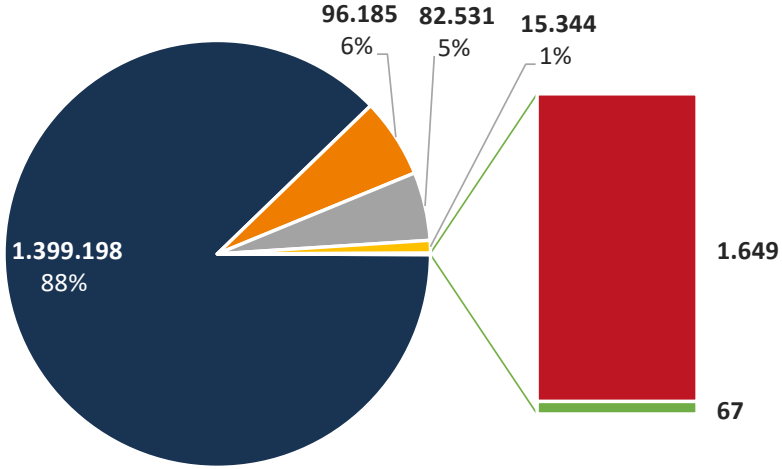
Dati aggiornati al 31/12/2023. Fonte: Dati Gaudì.

Cumulato – Connessioni per classi di potenza

Potenza connessa per classe di potenza (MW)



N. Impianti connessi per classe di potenza



P < 20 kW
Numero: 94% del totale
Potenza: 29% della P tot.

20 kW < P < 1000 kW
Numero: 6% del totale
Potenza: 51% della P tot.

P > 1000 kW
Numero: 0,1% del totale
Potenza: 20% della P tot.

Totale potenza connessa:

30.282 MW

Totale N. Impianti connessi:

1.594.974

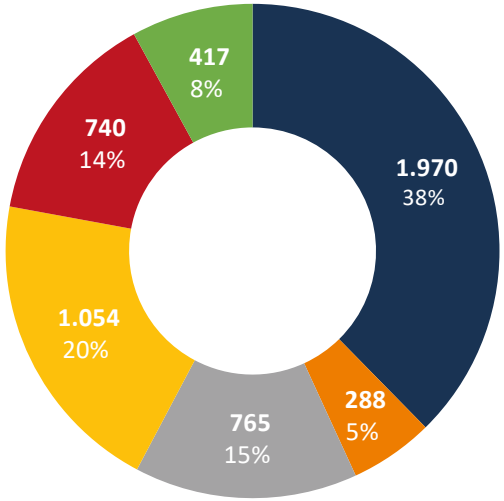
Potenza media impianto connesso per classe di potenza (kW)

P < 12 kW	12 kW ≤ P < 20 kW	20 kW ≤ P < 200 kW	200 kW ≤ P < 1 MW	1 MW ≤ P < 10 MW	P ≥ 10 MW
4,94	17,04	70,54	607,67	2.840	28.295

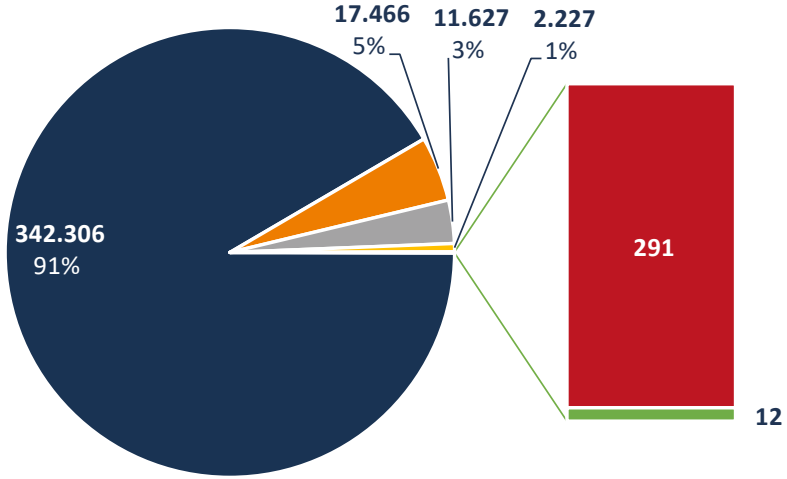
Dati aggiornati al 31/12/2023. Fonte: Dati Gaudì.

Connessioni per classi di Potenza - 2023

Potenza connessa per classe di potenza (MW)



N. Impianti connessi per classe di potenza



Totale potenza connessa:

5.234 MW (+111% rispetto al 2022)

Totale N. Impianti connessi:

379.929 (+85% rispetto al 2022)

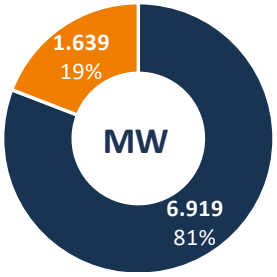
Potenza media impianto connesso per classe di potenza (kW)

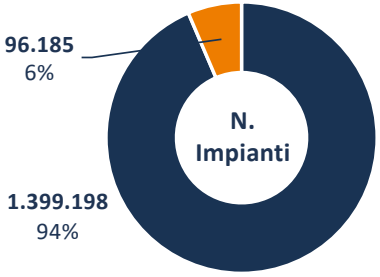
P < 12 kW	12 kW ≤ P < 20 kW	20 kW ≤ P < 200 kW	200 kW ≤ P < 1 MW	1 MW ≤ P < 10 MW	P ≥ 10 MW
5,76	16,47	65,76	473,28	2.543	34.771

Dati riferiti al periodo 01/01/2023 - 31/12/2023. Fonte: Dati Gaudì.

Cumulato – Connessioni per settore

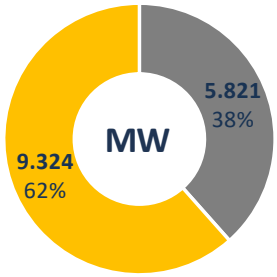
Settore residenziale

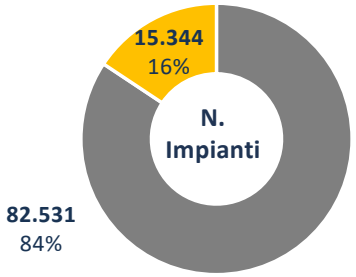




	P < 12 kW	12 kW ≤ P < 20 kW	Totale
Potenza connessa (MW)	6.919	1.639	8.558
N. Impianti connessi	1.399.198	96.185	1.495.383
Potenza media impianto connesso (kW)	4,94	17,04	5,72

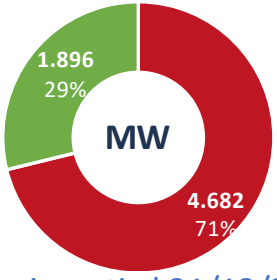
Settore C&I

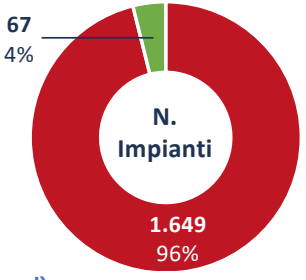




	20 kW ≤ P < 200 kW	200 kW ≤ P < 1 MW	Totale
Potenza connessa (MW)	5.821	9.324	15.145
N. Impianti connessi	82.531	15.344	97.875
Potenza media impianto connesso (kW)	70,54	607,67	154,74

Settore utility scale



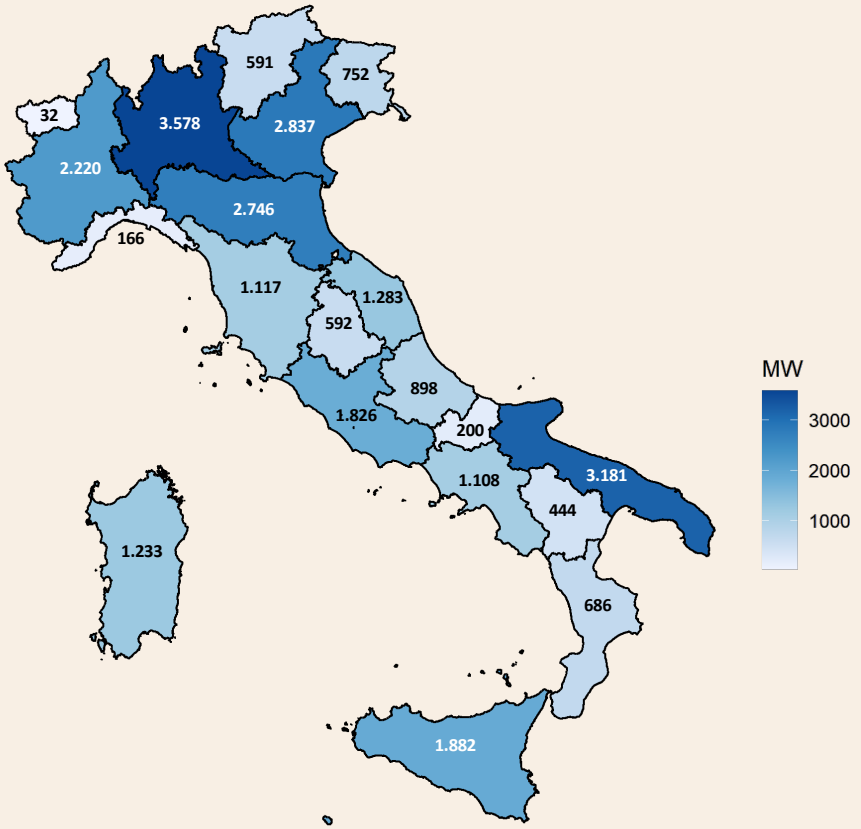


	1 MW ≤ P < 10 MW	P > 10 MW	Totale
Potenza connessa (MW)	4.682	1.896	6.578
N. Impianti connessi	1.649	67	1.716
Potenza media impianto connesso (MW)	2,84	28,30	3,83

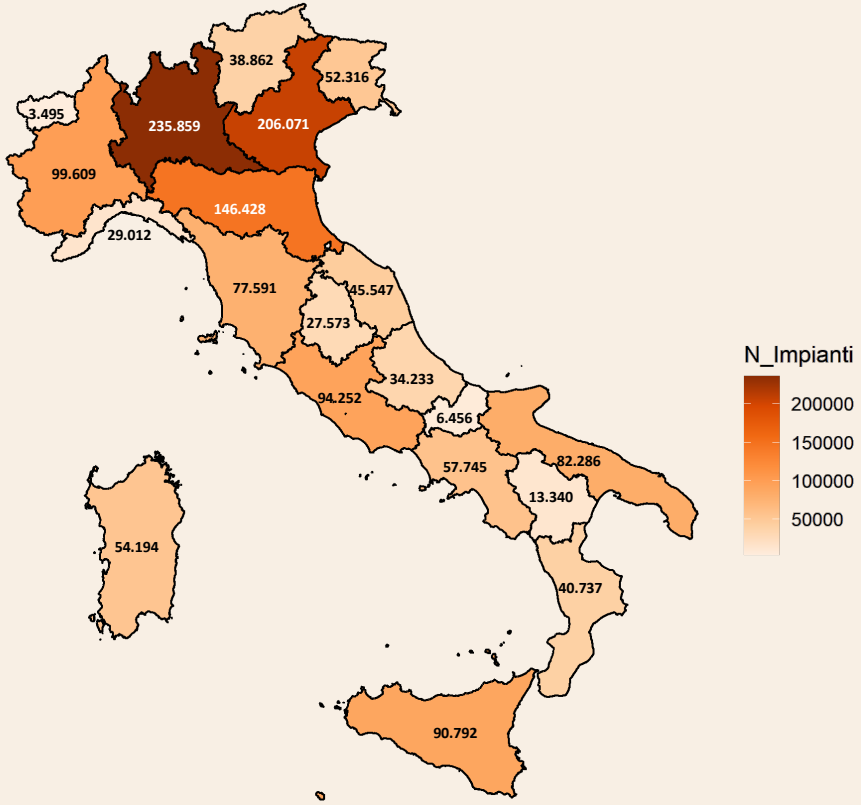
Dati aggiornati al 31/12/2023. Fonte: Dati Gaudì.

Distribuzione geografica 2023

Distribuzione regionale potenza connessa

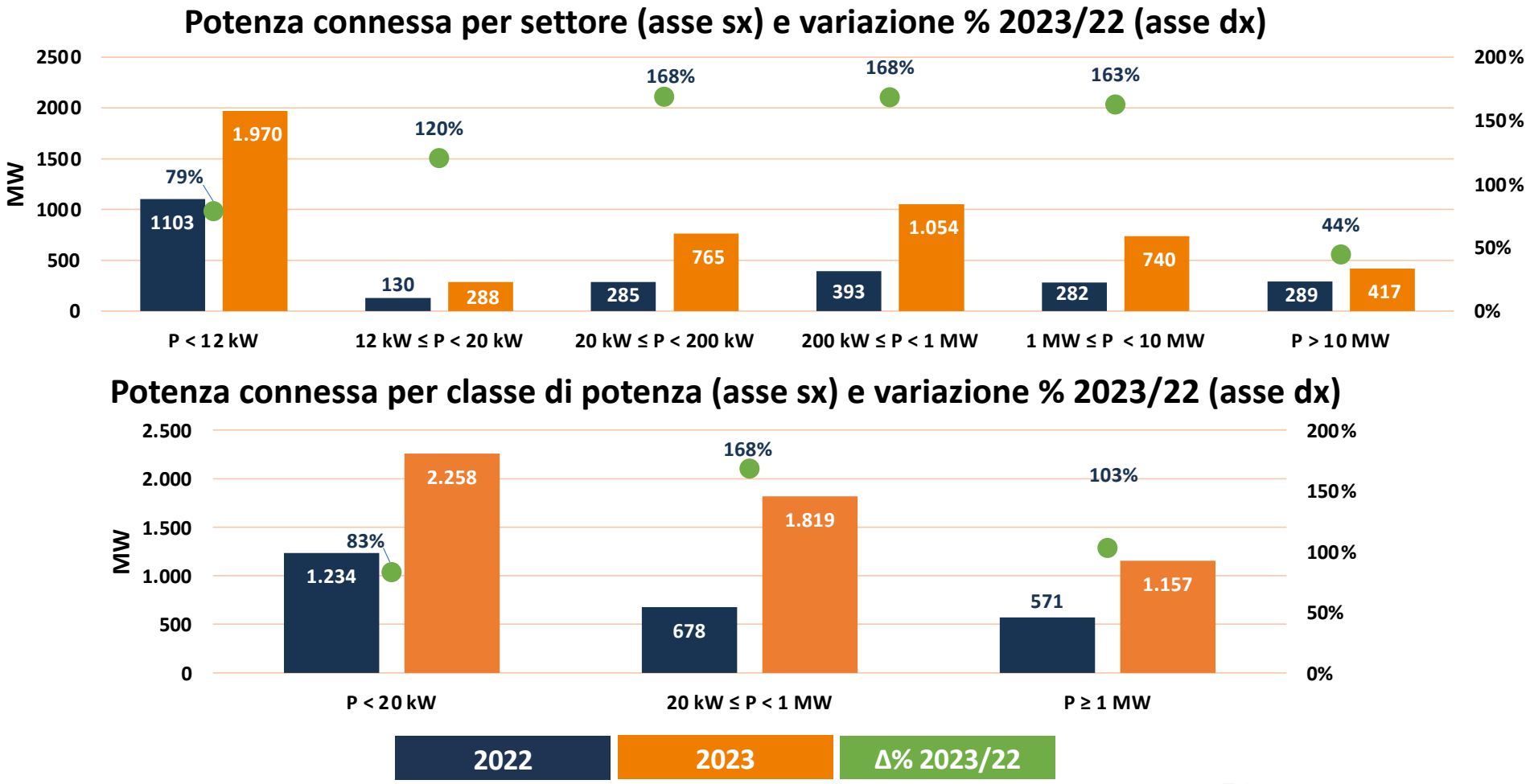


Distribuzione regionale N. Impianti connessi



Dati aggiornati al 30/06/2023. Fonte: GSE

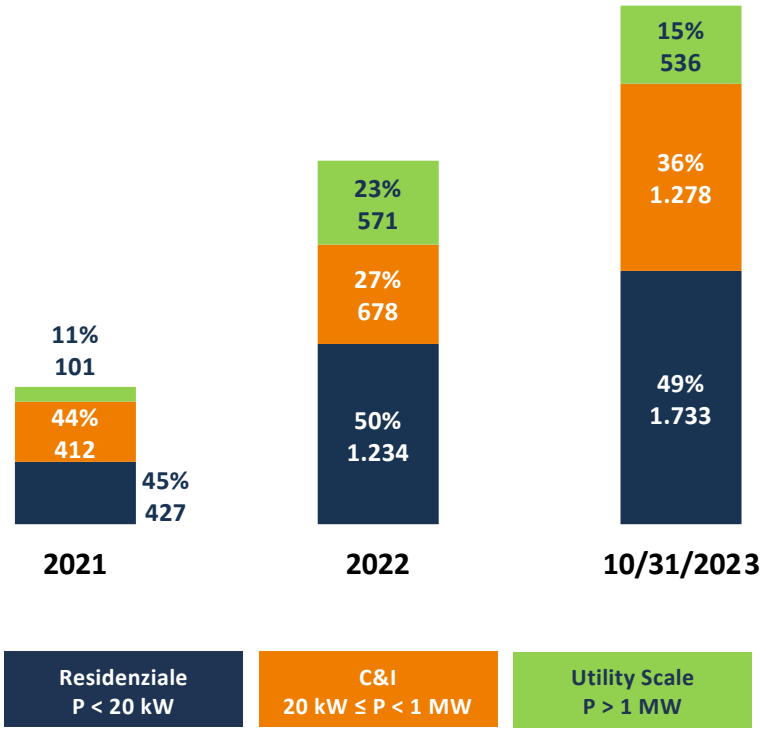
Confronto Potenza connessa 2022-2023



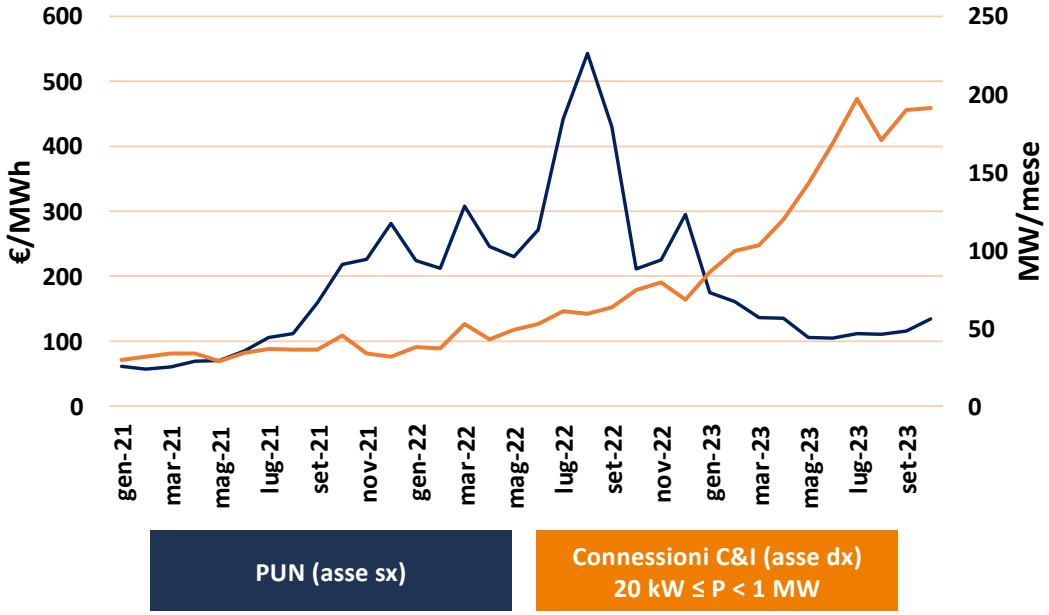
Dati riferiti al periodo 01/01/2022 - 31/12/2023. Fonte: Dati Gaudì.

Potenza connessa per settore (2021-2023)

Potenza connessa per anno per settore (MW)



Andamento mensile di PUN e connessioni C&I



Dati aggiornati al 31/10/2023. Fonte: Dati Gaudì elaborati da Italia Solare.

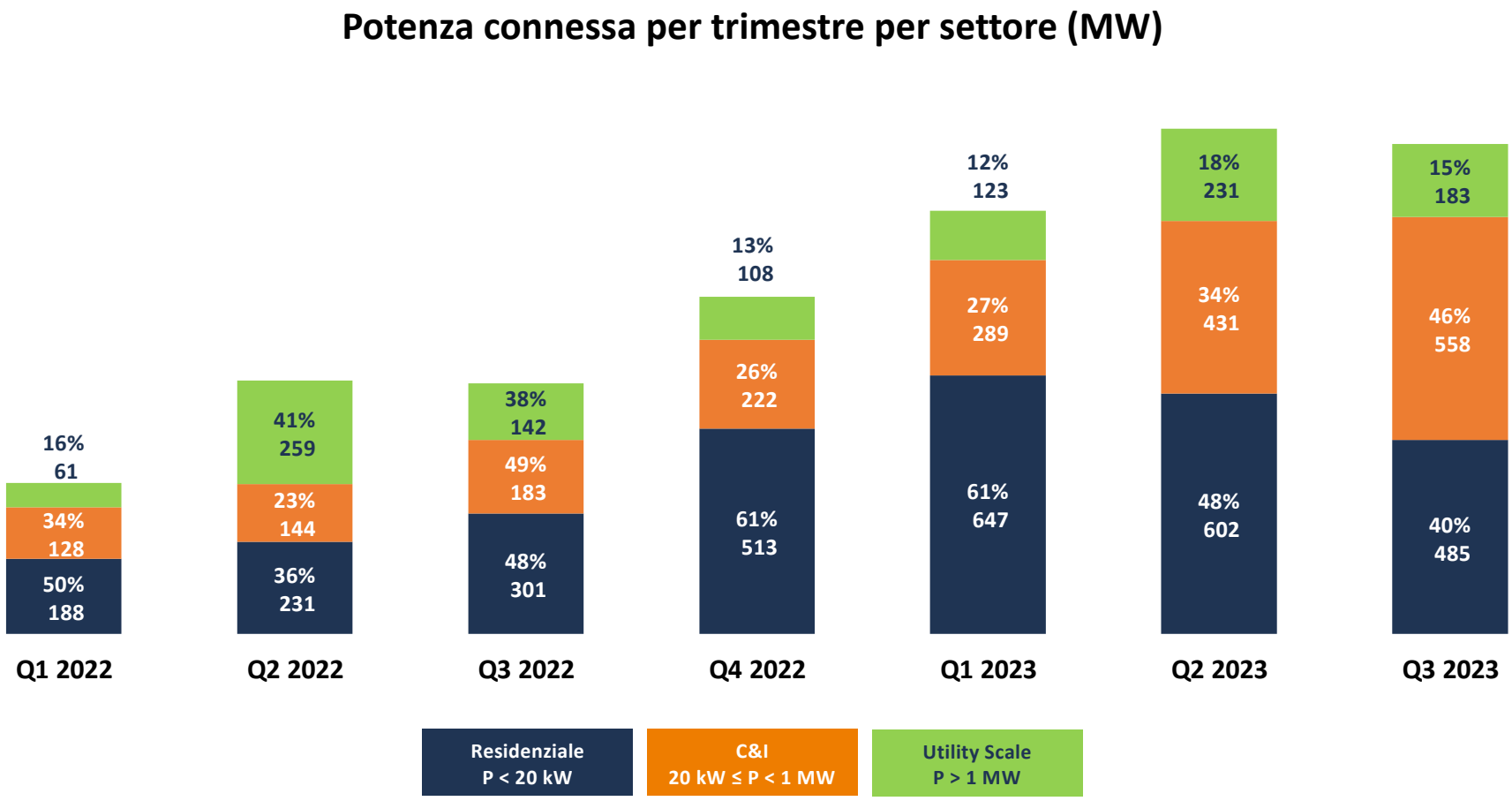
Aut. Uniche rilasciate (2019-1Q2023)





Fonte: elemens

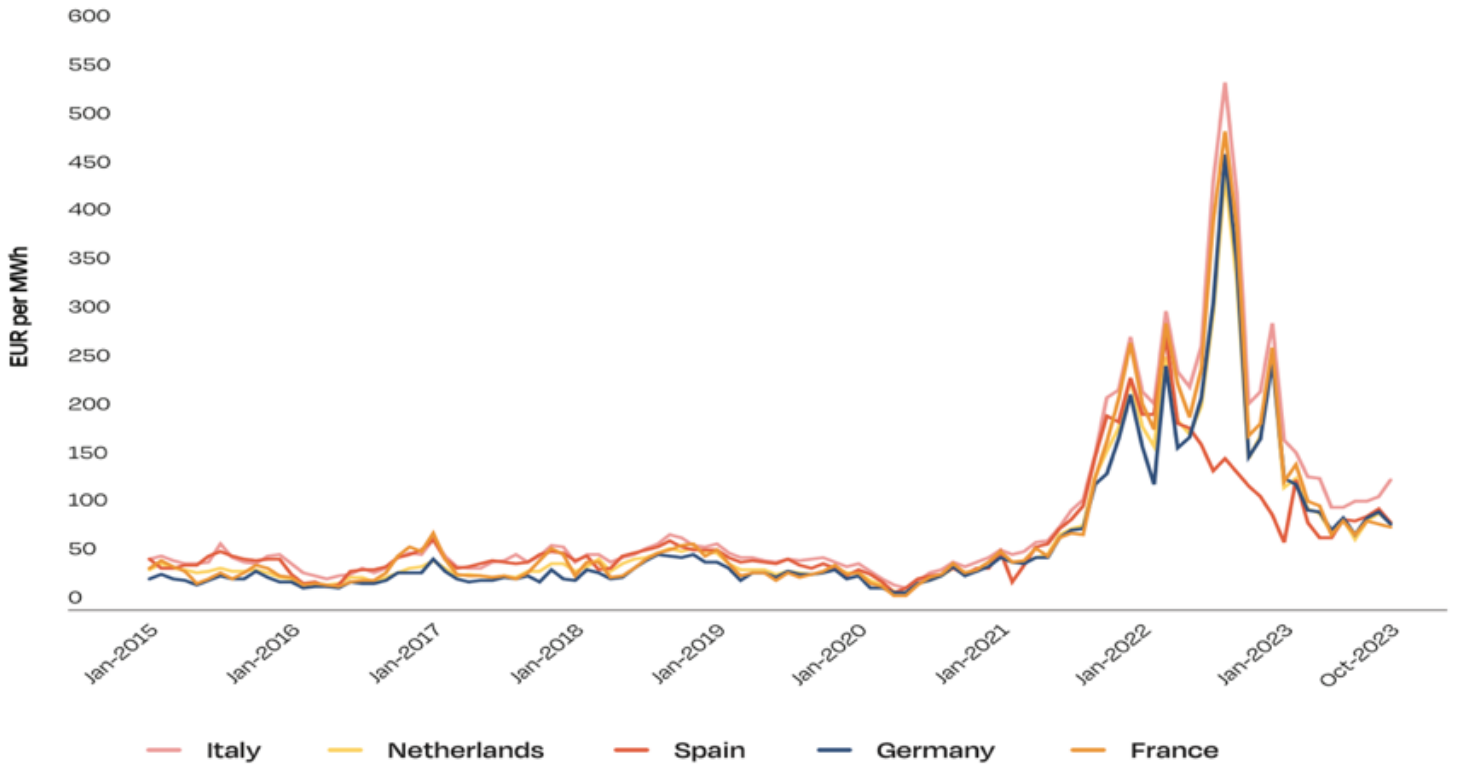
Attese anno 2024 per FV Domestico?



Dati aggiornati al 31/10/2023. Fonte: Dati Gaudì.

Attese anno 2024 per FV C&I?

FIGURE 2 WHOLESALE ELECTRICITY IN GERMANY, SPAIN, ITALY, THE NETHERLANDS, AND FRANCE, 2015-2023

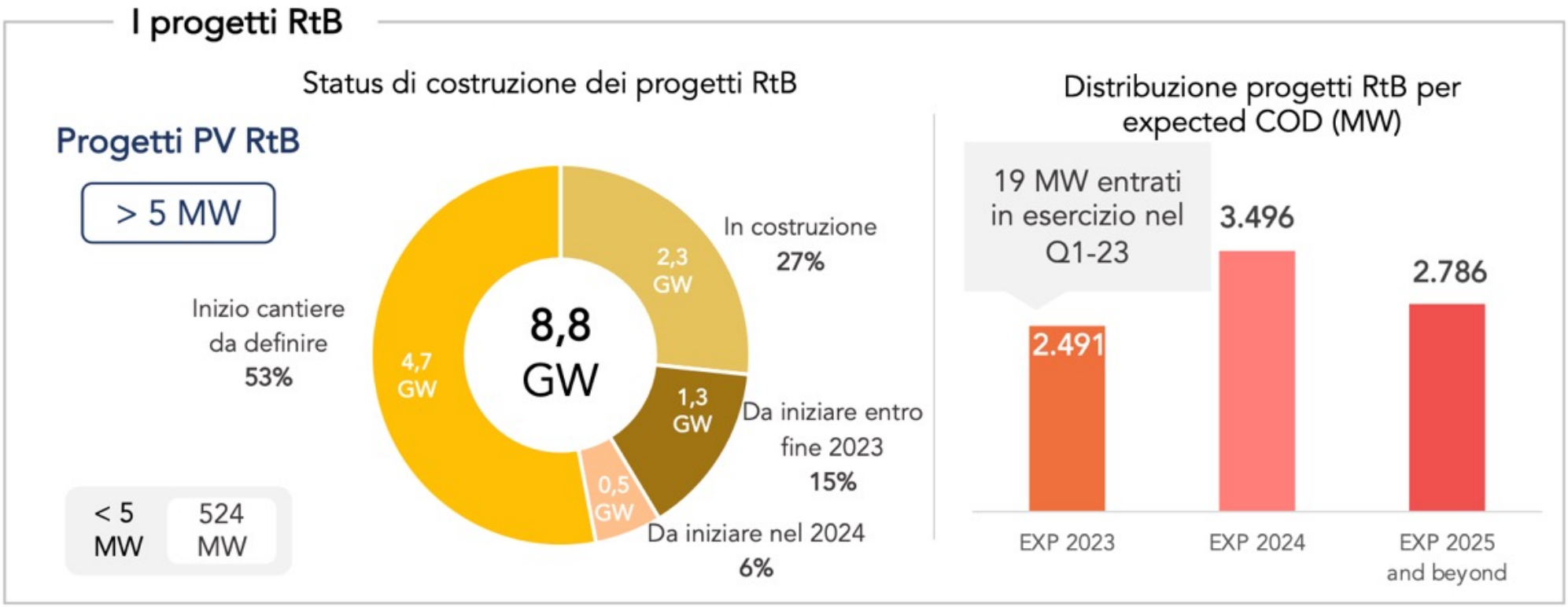


SOURCE: Ember, 2023.

© SOLARPOWER EUROPE 2023

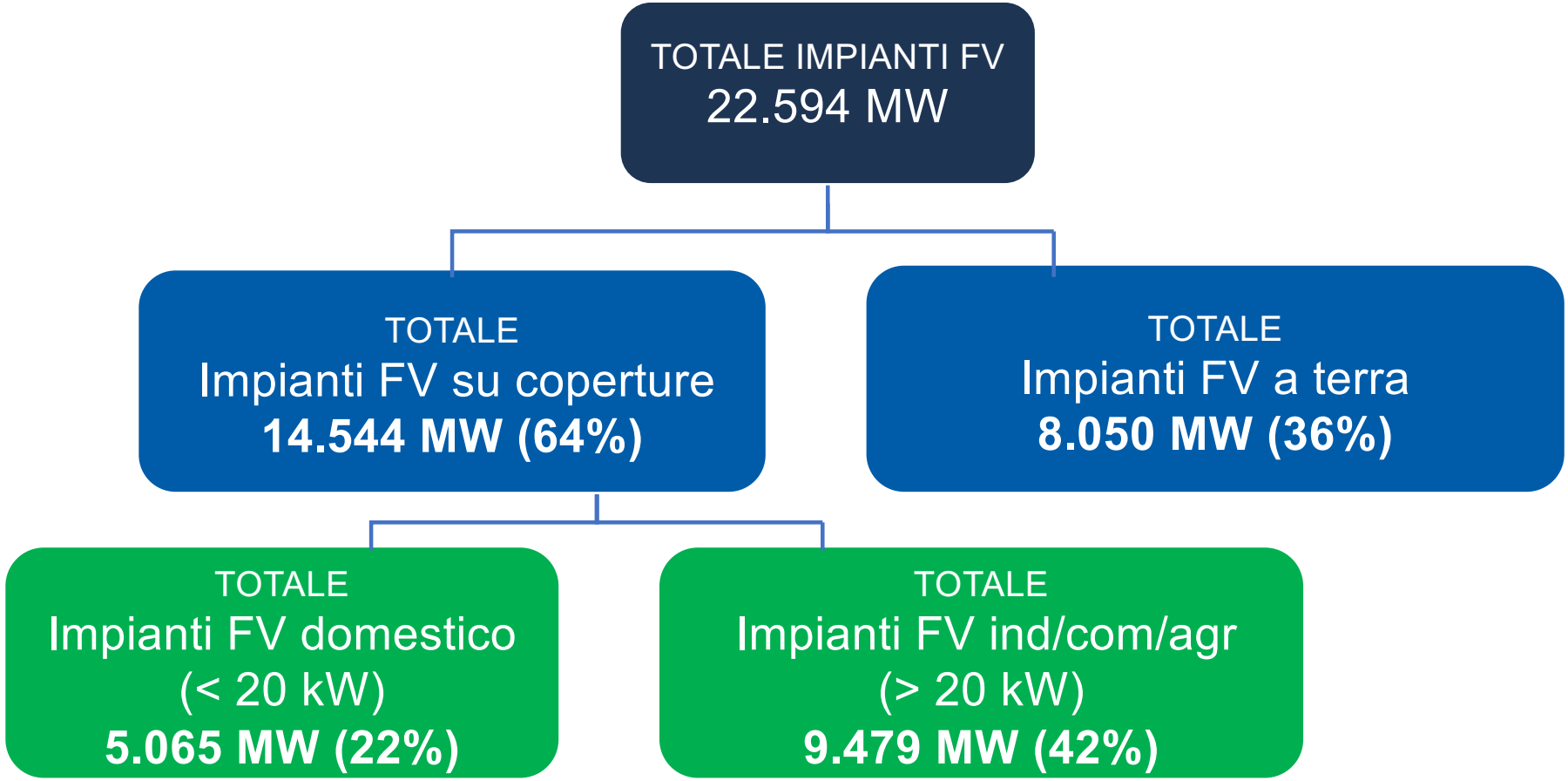
Fonte: Solar Power Europe

Attese anno 2024 per FV Utility Scale?



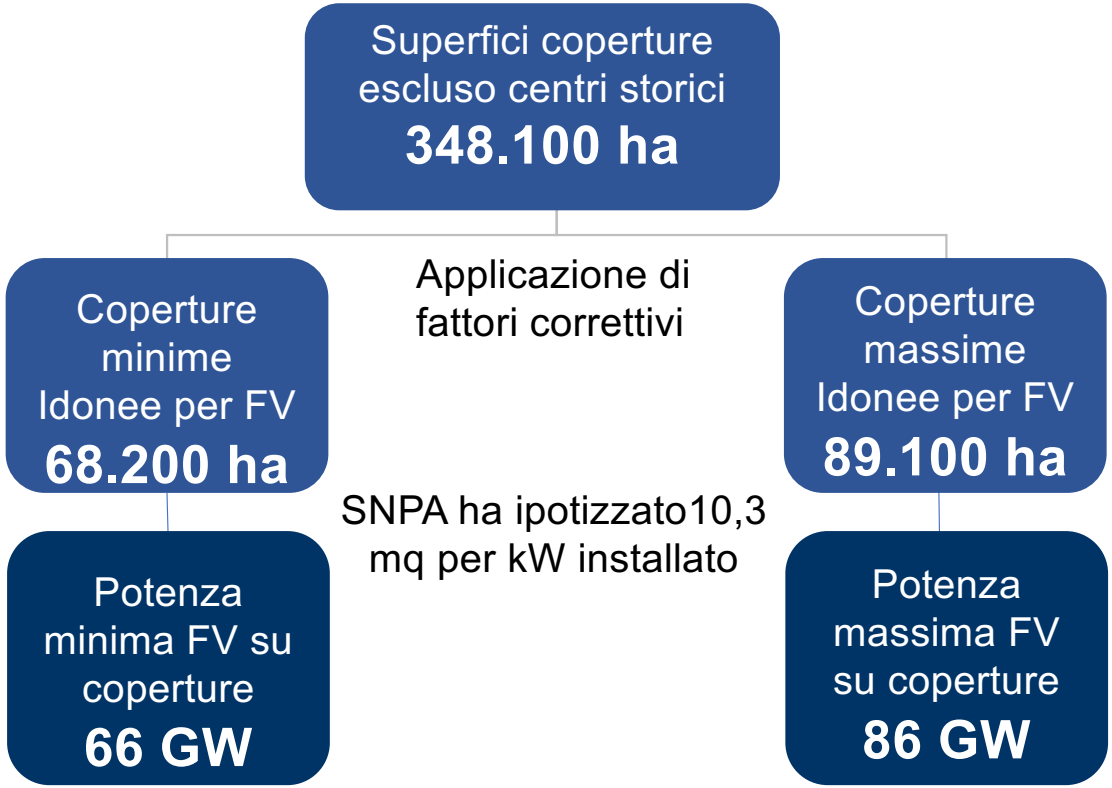
Fonte: elemens

FV per tipologia di installazione



Fonte: Italia Solare da Report FV 2021 GSE

Potenziali installazioni FV su Coperture



Uno studio di RSE ipotizza almeno 200 GW di FV al 2050

FV su coperture può quindi contribuire al massimo per il 30-40%

Le valutazioni sono esclusivamente di carattere teorico e non prendono in considerazioni problematiche specifiche delle coperture (ipoteche/stato di conservazione/condizioni statiche edifici/ecc.)

Fonte: Rapporto 2021 Sistema Nazionale Protezione ambientale (SNPA)

Studio IEA superfici Tetti (2002)

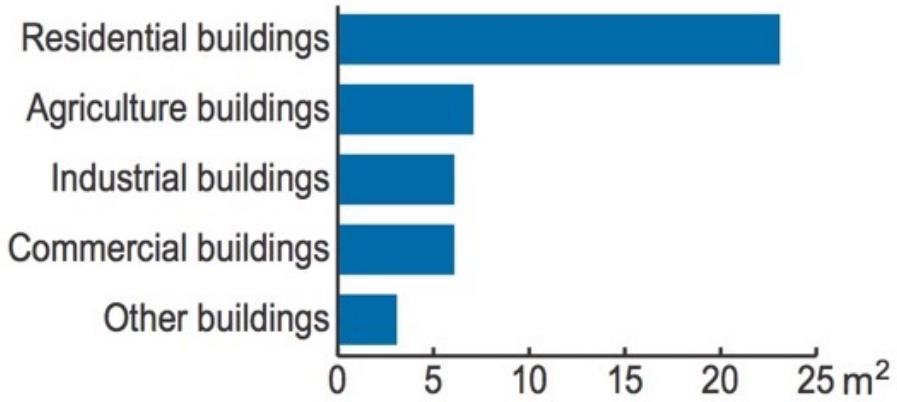


***Figure 2**: Use of the ground floor area of a statistically typical building in Central Western Europe (45 m²)*

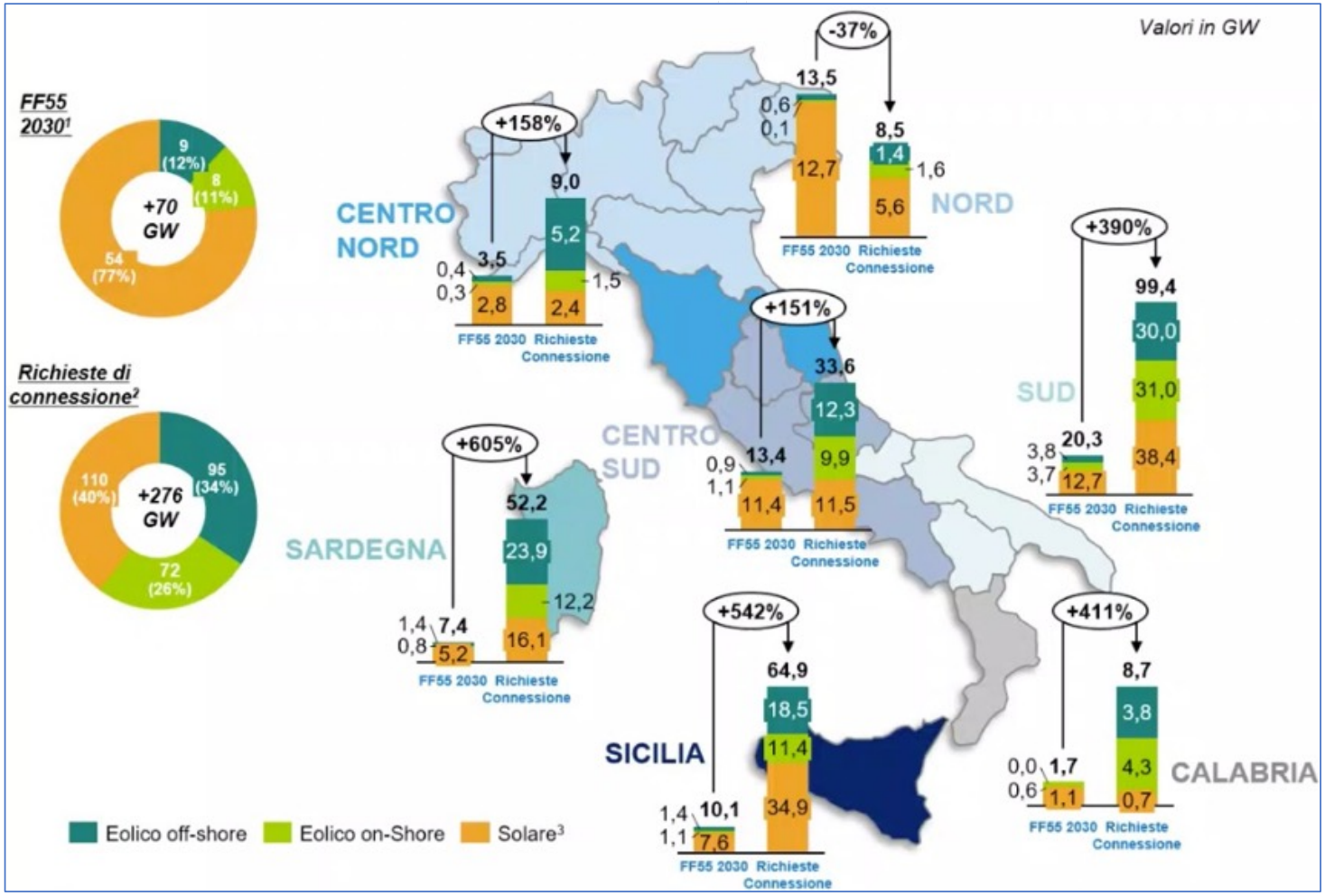
45 %

- 7,5 mq/abitante — Agriculture buildings
- 6,25 mq/abitante — Industrial buildings
- 6,25 mq/abitante — Commercial buildings

Integrando i dati IEA con i risultati del Rapporto SNPA si ottiene il potenziale teorico delle coperture Ind./Comm./Agri.

30 GW e 39 GW **+** Potenziale Parcheggi FV

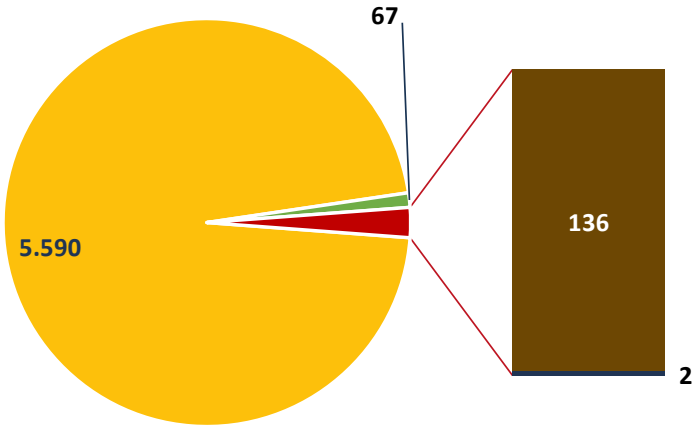
Connessioni possibile freno sviluppo FER



Dati aggiornati al 30/06/2023. Fonte: GSE

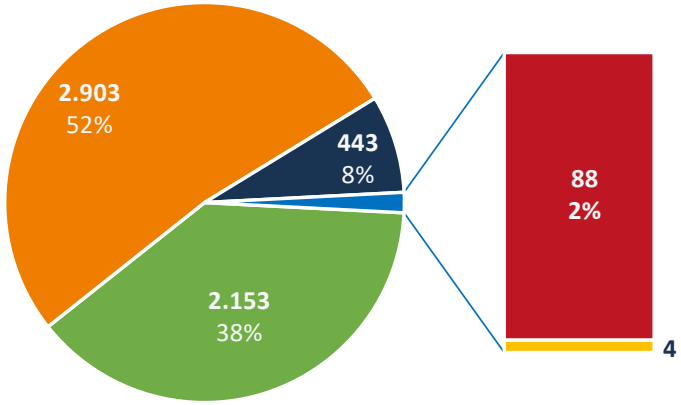
Sistemi di Accumulo

Capacità connessa per tipologia di impianto associato (MWh)



Impianto associato	Capacità (MWh)	N. SdA
Solare	5.590	449.379
Stand-Alone	67	6
Termoelettrico	136	10
Eolico	2	2
TOT.	5.794	449.397

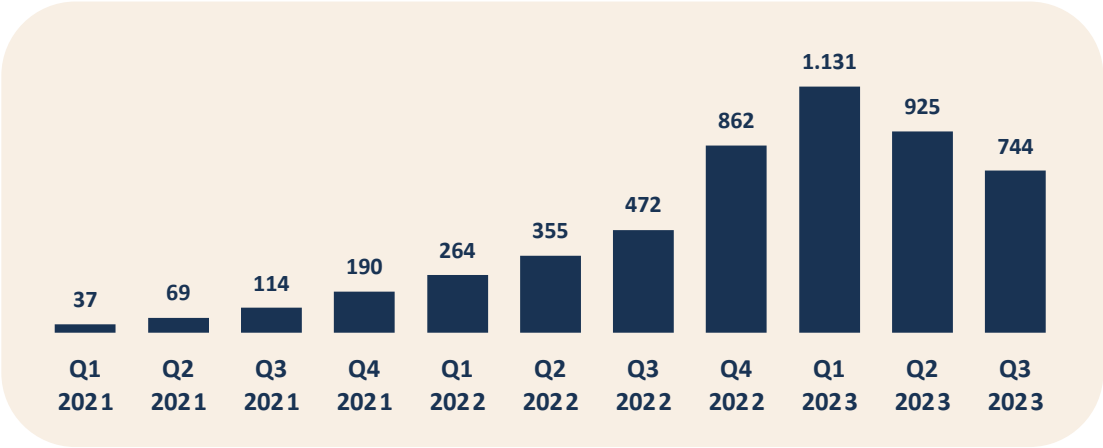
Capacità connessa per taglia di impianto fotovoltaico associato (MWh)

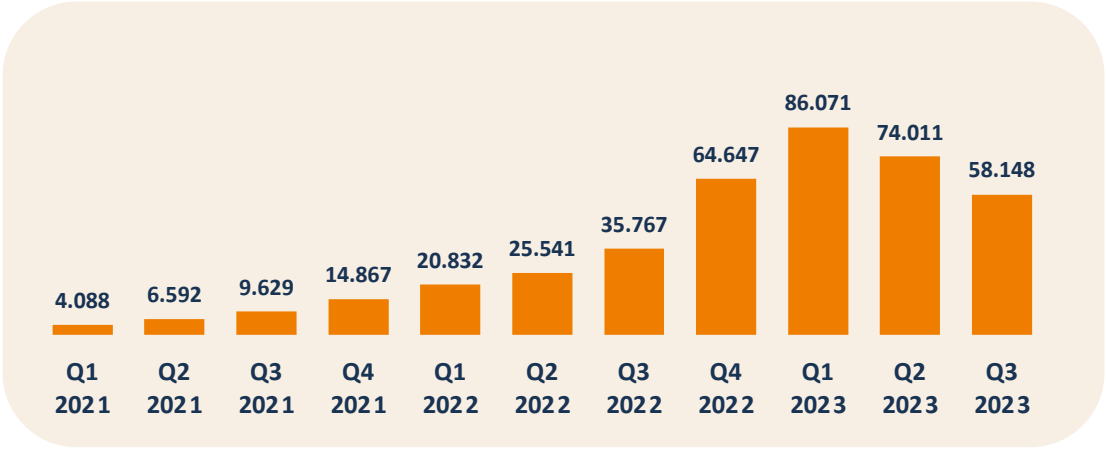


Impianto associato	Capacità (MWh)	N. SdA
P ≤ 6 kW	2.153	230.927
6< P ≤ 13 kW	2.903	201.665
13 < P ≤ 20 kW	443	14.266
20 < P ≤ 500 kW	88	2.452
P > 500 kW	4	69
TOT.	5.590	449.379

Dati aggiornati al 30/09/2023. Fonte: Dati Gaudì elaborati da Italia Solare .

Sistemi di Accumulo (2021 – 3Q 2023)





Variazioni % rispetto al trimestre precedente

Periodo	C (MWh)	N. SdA	Δ% C	Δ% n. SdA
Q1 2020	19	2.574	/	/
Q2 2020	23	2.767	23%	7%
Q3 2020	33	4.434	42%	60%
Q4 2020	27	3.460	-18%	-22%
Q1 2021	37	4.088	37%	18%
Q2 2021	69	6.592	85%	61%
Q3 2021	114	9.629	65%	46%
Q4 2021	190	14.867	66%	54%
Q1 2022	264	20.832	39%	40%
Q2 2022	355	25.541	34%	23%
Q3 2022	472	35.767	33%	40%
Q4 2022	862	64.647	83%	81%
Q1 2023	1.075	80.197	25%	24%
Q2 2023	869	69.519	-19%	-13%
Q3 2023	744	58.148	-14%	-16%

Dati riferiti al periodo 01/01/2020 - 30/09/2023 ed **esclusivamente** a SdA associati ad impianti FV. Fonte: Dati Gaudì elaborati da Italia Solare

Cosa ha funzionato fino ad oggi

- **FV domestico e FV in autoconsumo** hanno contribuito negli ultimi 10 anni a tenere in piedi il settore con detrazioni fiscali (50%) e, negli ultimi anni, anche cessione del credito e superbonus

- **Gli iter autorizzativi per la realizzazione di impianti FV in copertura** sono molto semplici e ulteriormente semplificati ultimamente dal DL Semplificazioni e DL Energia

Cosa non ha funzionato

- **Iter autorizzativi per impianti a terra molto complessi e lunghi anche volendo realizzare investimenti in “maket parity”**

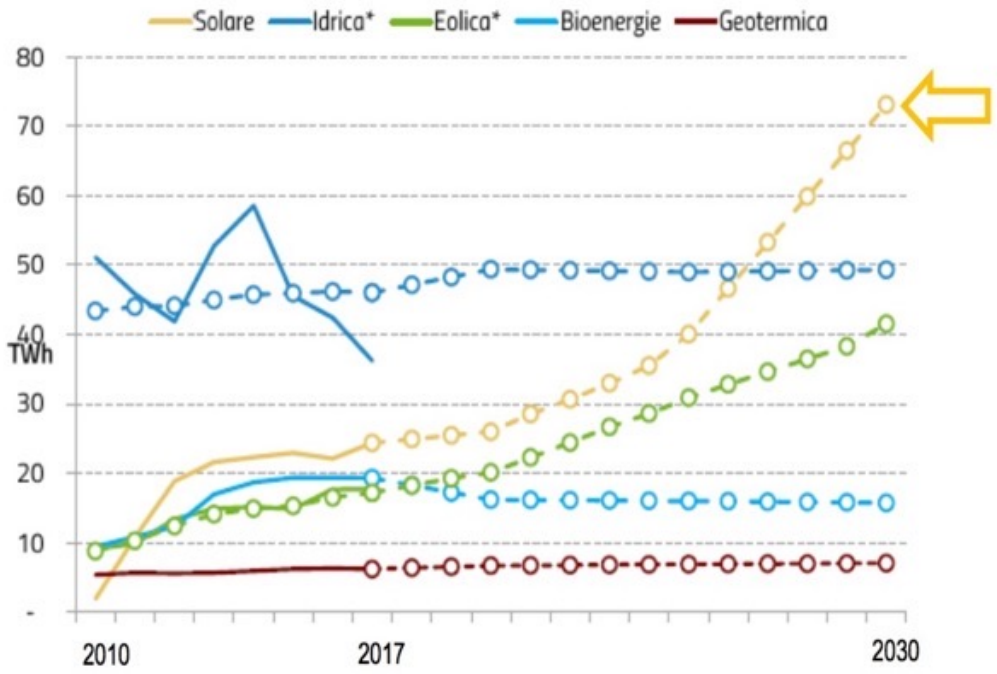
- **E’ mancata la possibilità di massimizzare la potenza installata sui tetti industriali** perché unico meccanismo realmente premiante e quello dell’autoconsumo (FV dimensionato non sulla superficie disponibile dei tetti ma sui consumi)

Fattori che stanno ridando slancio a FV

- **Drastica riduzione dei costi per FV che consente anche realizzazioni di impianti utility scale in market parity**
- **Aumento costi energia elettrica**
- **Semplificazioni e nuovi strumenti normativi tra cui le CER**

Come accelerare secondo RSE

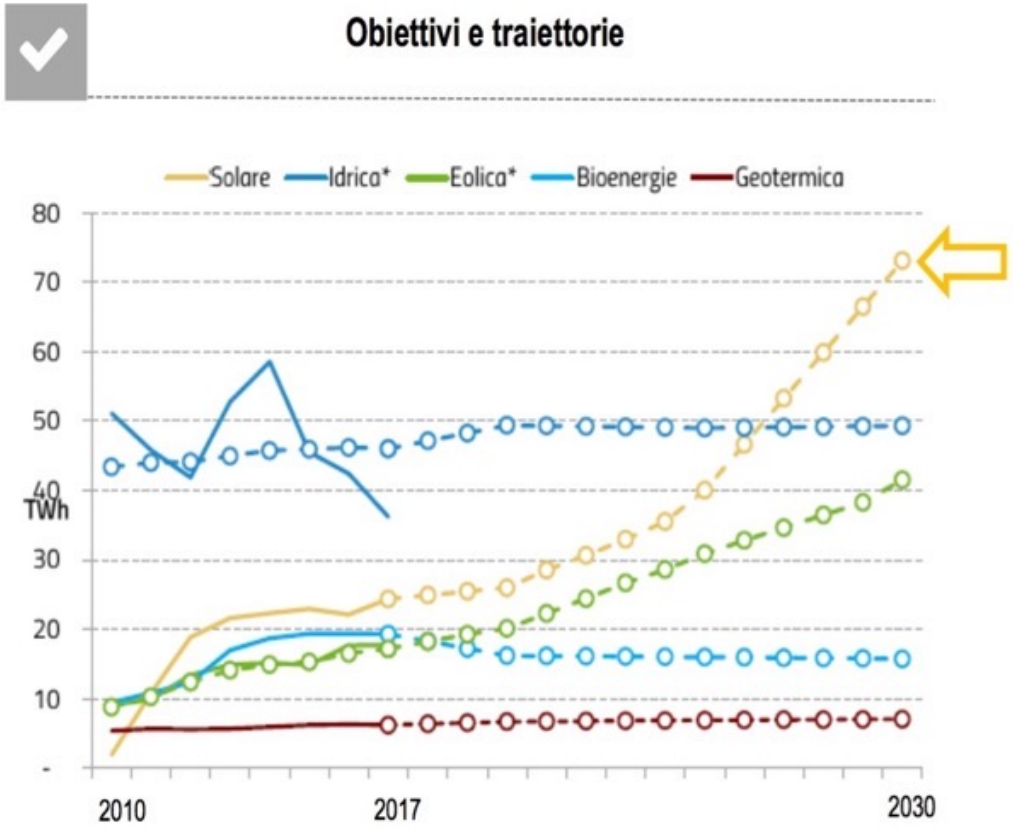
Obiettivi e traiettorie



Misure e strumenti

- **Incentivi**: meccanismi d'asta e PPA per stabilizzazione per grandi impianti. Meccanismi di sostegno tariffario per piccoli. Strumenti ad hoc per impianti lontani dalla competitività
- **Autorizzazioni**: semplificazioni, specialmente su revamping e repowering
- **Policy**: individuazione di aree idonee con Regioni su cui accelerare nuove installazioni
- **Nuovi modelli**: promozione dell'**autoconsumo** tramite **comunità energetiche**, anche con accumuli.

Come accelerare secondo E&S Group



- **Ridurre drasticamente i tempi necessari per l'ottenimento delle autorizzazioni**
- **Risolvere il conflitto sull'utilizzo di suolo (aree idonee)**
- **Avere un sistema di pianificazione condiviso a tutti i livelli**

Modelli di stimolo presenti fino ad oggi



01 **Autoconsumo + Scambio sul Posto**

02 **DM FER 1**

03 **Comunità Energetiche (normativa sperimentale)**

Autoconsumo + Scambio sul Posto (SsP)

BARRIERE AD UN MAGGIORE SVILUPPO CON PREZZI ENERGIA STABILI (ANNI PASSATI)

- Per autoconsumo dell'ordine di 65 -75% tempo di **rientro dell'investimento** in media tra **5 e 6 anni**, non sempre tempi in linea con le aspettative di rientro delle aziende.
- Spesso le **aziende preferivano non indebitarsi** in attività che non costituiscono il core business dell'azienda **e che non costituivano un rischio sui costi attesi**.
- **Possibilità di ricorrere a investitori terzi** (noleggio finaziario o industriale) **limitata** dalla solidità aziendale e dal rischio del credito.
- La presenza dello SsP e la totale **assenza di stimoli alle imprese per l'installazione di accumuli hanno impedito la diffusione degli accumuli a livello industriale.**

DM FER – Risultati Aste - Registri A e A2

	Gruppi	Previste MW	Contingente (PV+wind) MW	Richieste inviate (PV+wind) MW	Richieste in posizione utile (PV+wind) MW	Risultati FV	
						Ammesse (MW)	Esclusioni e rinunce (MW)
6° Bando (31 maggio -30 giugno 2021)							
Aste (P>1MW)	A	800,0	2.307,8	597,4	595,3	299,0	2,1
Registro (P<1MW)	A	120,0	134,3	123,3	103,0	75,8	21,3
Registro (Amianto)	A-2	100,0	415,8	90,6	78,4	78,4	12,1
Totale		1.020,0	2.857,9	811,3	776,7	453,2	35,5
7° Bando (30 settembre - 30 ottobre 2021)							
Aste (P>1MW)	A	1.600,0	3.312,5	1.232,1	975,0	582,5	231,8
Registro (P<1MW)	A	240,0	260,4	306,4	251,5	212,2	50,1
Registro (Amianto)	A-2	200,0	537,4	153,1	110,3	110,3	42,0
Totale		2.040,0	4.110,3	1.691,6	1.336,8	905,0	323,9
8° Bando (31 gennaio - 2 marzo 2022)							
Aste (P>1MW)	A		2.337,5	317,7	306,5	266,5	11,0
Registro (P<1MW)	A		8,9	100,9	80,7	72,2	16,4
Registro (Amianto)	A-2		427,1	54,2	53,0	53,0	1,2
Totale			2.773,5	472,8	440,2	391,7	28,6
9° Bando (31 maggio - 30 giugno 2022)							
Aste (P>1MW)	A		1.904,6	536,8	413,2	58,3	206,0
Registro (P<1MW)	A		-	76,5	63,2	262,2	11,2
Registro (Amianto)	A-2		374,1	40,8	34,8	34,2	5,9
Totale			2.278,7	654,1	511,2	354,7	223,1
Final Total		**7.070,0**	**18.286,9**	**6.121,4**	**5.188,7**	**2.646,4**	**751,3**

Problemi di partecipazione a Registro A2

CASO 2
400 KWp
IRRAGGIAMENTO: 1.300 kWh/a

	IRR (%)
30	7,2
35	6,6
40	6,1
45	5,7
50	5,4

ANALISI DI REDDITIVITÀ PER DIFFERENTI VALORI DI PREMIO AMIANTO E COSTO SMALTIMENTO
500 kWp – 1.150 kWh/a

Sensitivity		Premio amianto							
Prezzo amianto	[€/Mq]	12	39,9	44,4	49	53,7	58,4	63,2	68,1
	40	3,5%	6,9%	7,4%	8,0%	8,5%	9,0%	9,5%	10,1%
	45	3,2%	6,6%	7,1%	7,6%	8,1%	8,7%	9,2%	9,7%
	50	3,0%	6,3%	6,8%	7,3%	7,8%	8,3%	8,8%	9,3%
	55	2,7%	6,0%	6,5%	7,0%	7,5%	8,0%	8,5%	9,0%

Tempi di rientro dell'investimento anche di molto superiori a 10 anni

CER (normativa sperimentale)

Fino a pochi mesi fa, la normativa relativa alle Comunità Energetiche era ancora sperimentale e non era idonea allo sviluppo di comunità energetiche di tipo commerciale, industriale o agricole.

Limitazione geografica a cabina MT/BT
Potenza max per singolo impianto 200 kw (realmente 100 kW)

Nuovi Modelli (in arrivo)



01 **Autoconsumo + Accumuli**

02 **Linee dirette e Autoconsumo Diffuso**

03 **Nuovo DM FER (cosiddetto FERX)**

04 **Comunità Energetiche – Decreto Definitivo**

04 **PNRR**

Autoconsumo classico + Accumuli

STIMOLI DERIVANTI DA CONDIZIONI DI MERCATO (PREZZI EE MOLTO ALTI)

- **L'aumento del costo dell'energia rappresenta il più importante stimolo all'installazione di impianti FV in autoconsumo**

STIMOLI DERIVANTI DA RECEPIMENTO REDII (D. Lgs. 199/21) E DIRETTIVA MERCATI (D. Lgs. 210/21)

- **È promosso l'abbinamento delle fonti rinnovabili con i sistemi di accumulo**, in modo da consentire una maggiore programmabilità delle fonti
- Decorsi 90 gg dalla data di entrata in vigore dei decreti attuativi, da emanarsi entro 180 gg, **il meccanismo dello scambio sul posto è soppresso per i nuovi impianti e dal 2025 per gli impianti esistenti**.

Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD)

Riferimento normativo: Delibera ARERA 27 dicembre 2022 – 727/2022/R/EEL

L'ARERA ha aggiornato il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso definendo 7 diverse configurazioni:

1. **Gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente**;
2. Gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente;
3. **Comunità energetiche rinnovabili - CER;**
4. Comunità energetiche dei cittadini – CEC;
5. **Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" con linea diretta;**
6. **Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione;**
7. Cliente attivo "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione.

Autoconsumo a Distanza con Linea Diretta

Devono essere verificate tutte le seguenti condizioni:

a) i soggetti facenti parte della configurazione sono un **cliente finale**, coincidente con l'autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" con linea diretta e **un produttore, coincidente con il cliente finale ovvero un soggetto terzo** soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" con linea diretta;

b) il cliente finale e il produttore, qualora diverso dal cliente finale, facenti parte della configurazione hanno dato mandato al medesimo referente per la costituzione e gestione della configurazione;

c) può essere presente un'unica unità di consumo;

d) può essere presente un solo impianto di produzione;

e) l'unità di consumo e l'impianto di produzione sono collegati con una **linea elettrica diretta**, di lunghezza, determinata secondo quanto previsto dal comma 14.2, lettera a), **non superiore a 10 km** e sono ubicati in aree nella piena disponibilità dell'autoconsumatore.

Autoconsumo a Distanza con Linea Diretta



Autoconsumo a Distanza con Rete Distrib.

Devono essere verificate tutte le seguenti condizioni:

a) soggetti facenti parte della configurazione sono **un cliente finale**, coincidente con l'autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione e **uno o più produttori, coincidenti con il cliente finale ovvero con i terzi soggetti** alle istruzioni dell'autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione;

b) il cliente finale e i produttori, qualora diversi dal cliente finale, facenti parte della configurazione hanno dato mandato al medesimo referente per la costituzione e gestione della configurazione;

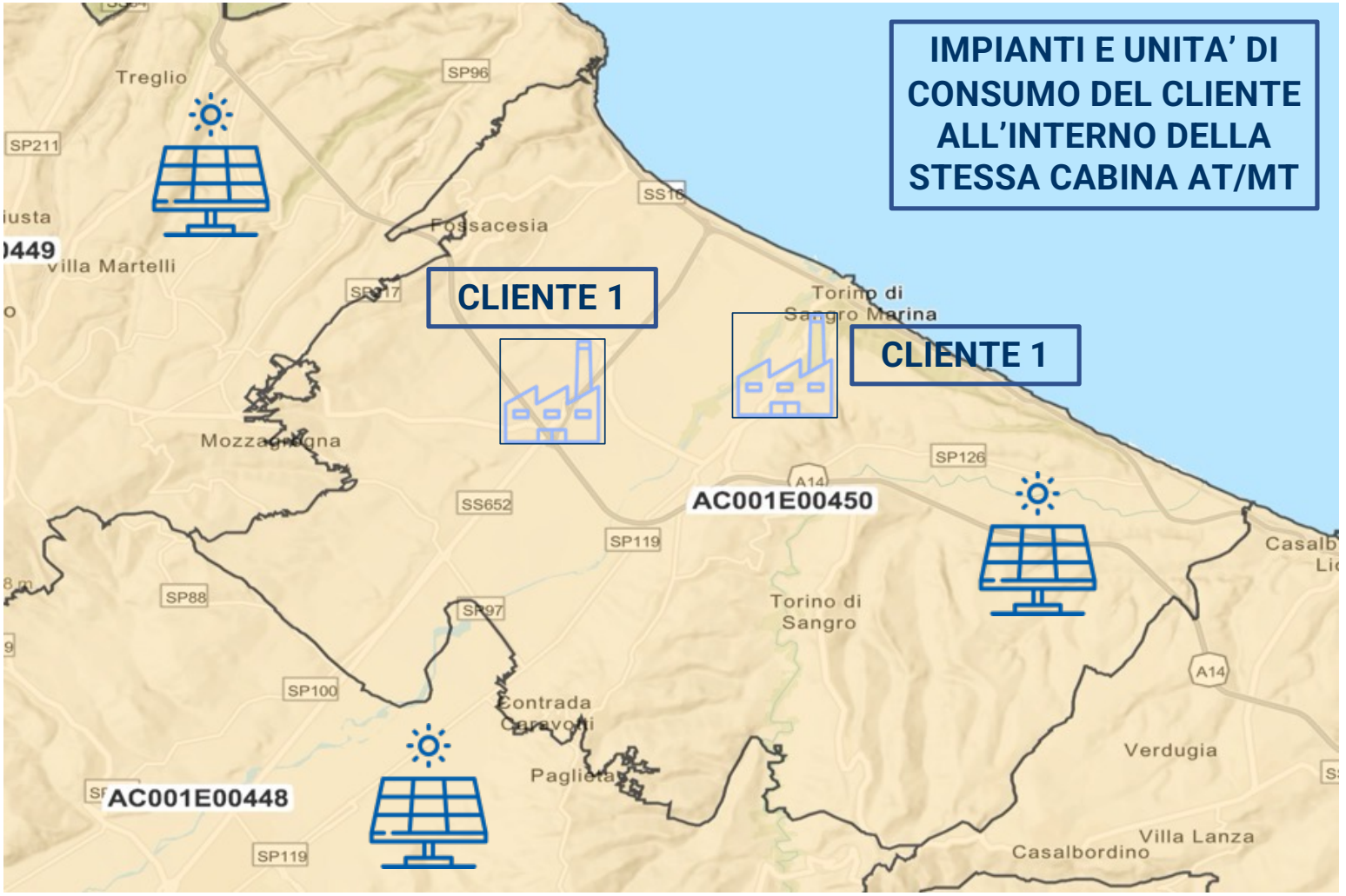
c) possono essere presenti più unità di consumo purché appartenenti alla stessa zona di mercato;

d) possono essere presenti più impianti di produzione, ciascuno dei quali può essere composto da più unità di produzione;

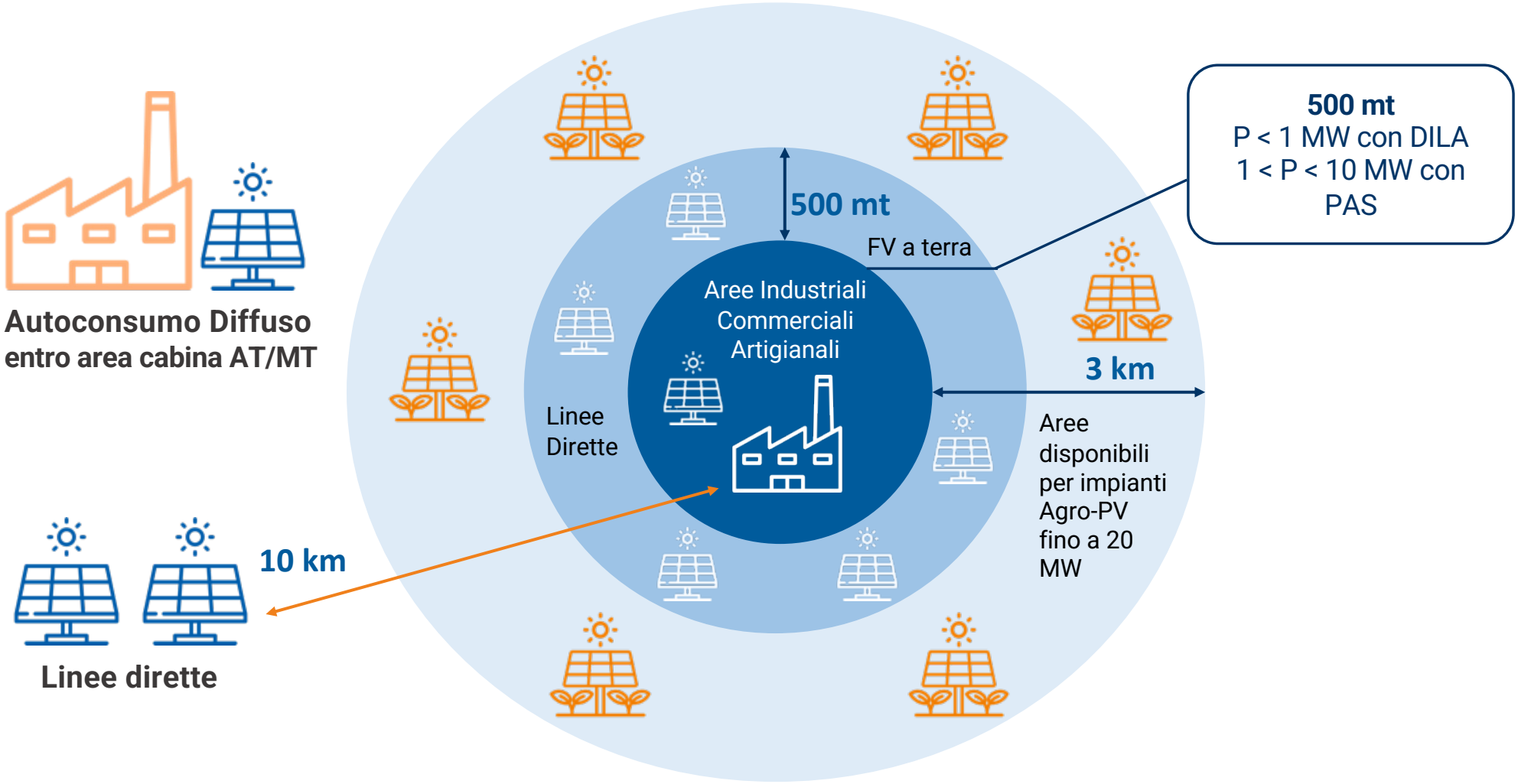
e) le unità di consumo e gli impianti di produzione sono ubicati in aree nella piena disponibilità dell'autoconsumatore;

f) l'energia elettrica immessa ai fini della condivisione deve essere prodotta da impianti di produzione ubicati nella stessa zona di mercato dove sono ubicate le unità di consumo.

Autoconsumo a Distanza con Rete Distrib.



Solar Belt - Linee Dirette - Autoc. Diffuso



FERX

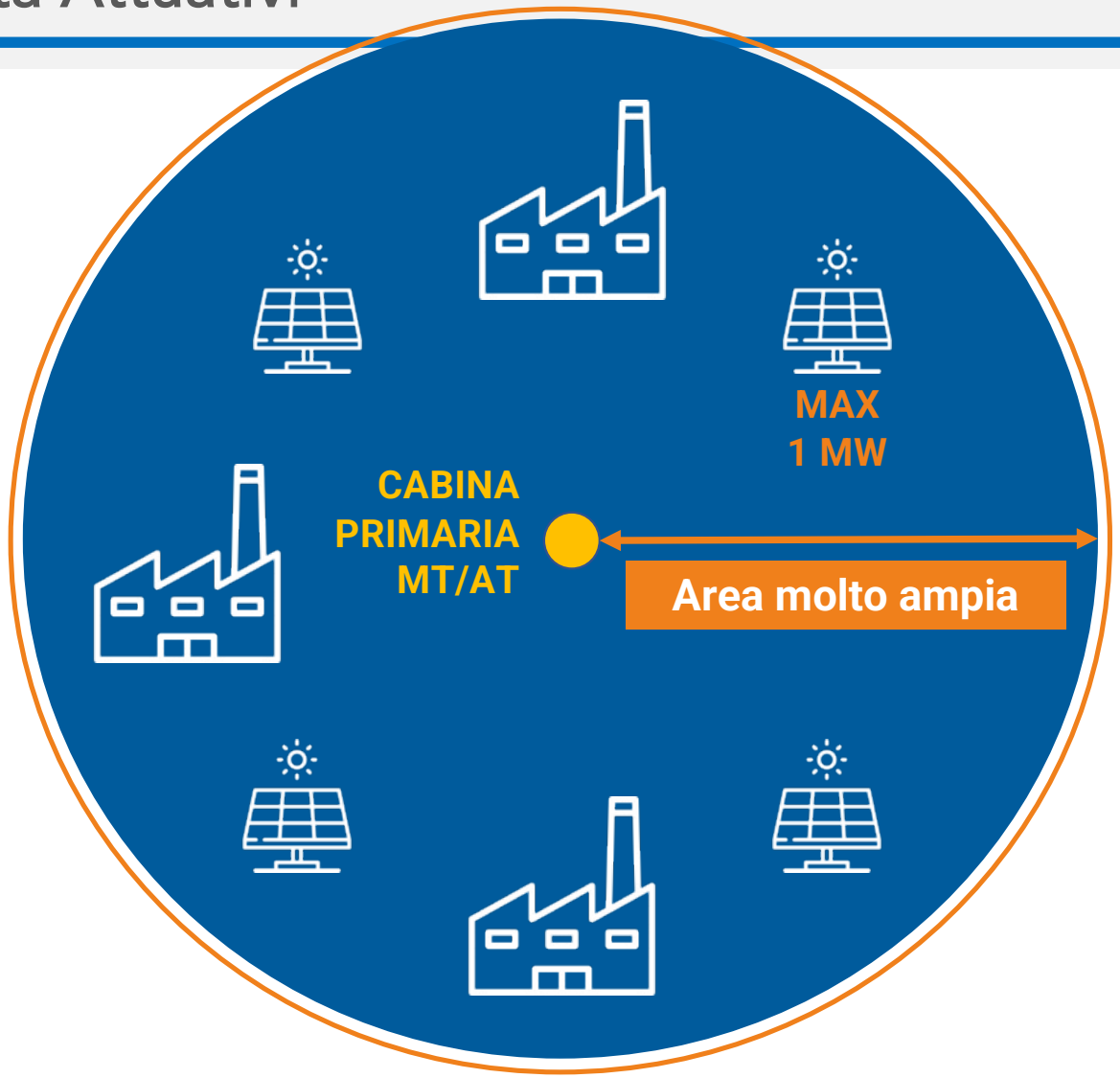
NUOVI STIMOLI E SEMPLIFICAZIONI

- **L’accesso agli incentivi è garantito fino al raggiungimento di tetti di potenza stabiliti su base quinquennale** e congruenti con gli obiettivi al 2030.
- **Per impianti di potenza inferiore a 1 MW, l’incentivo è attribuito** attraverso una richiesta da effettuare al GSE **direttamente alla data di entrata in esercizio dell’impianto e non è richiesta la preventiva iscrizione a bandi o registri**
- **Attualmente nel documento posto in consultazione mancano delle differenziazioni di prezzo per taglia di impianto ma esiste la differenziazione per fonte e premi per amianto e impianti su coperture**
- E’ **promosso l’abbinamento delle fonti rinnovabili con i sistemi di accumulo** (nella bozza di decreto non ci sono però incentivi dedicati ma solo una priorità in graduatoria a parità di prezzo offerto). In consultazione le associazioni hanno chiesto di avere un premio dedicato per l’accumulo.

CER dopo uscita Attuativi

- **Saranno aggiornati i meccanismi di incentivazione per configurazioni di autoconsumo collettivo o di comunità energetiche rinnovabili**, sulla base dei seguenti criteri:
  - **possono accedere all'incentivo gli impianti a fonti rinnovabili** che hanno singolarmente una potenza non superiore a **1 MW**
  - **l'incentivo è erogato solo in riferimento alla quota di energia condivisa** da impianti e utenze di consumo connesse **sotto la stessa cabina primaria AT/MT**
  - **non è richiesta la preventiva iscrizione a bandi o registri**
  - **l'accesso all'incentivo è garantito fino al raggiungimento di contingenti di potenza stabiliti su base quinquennale**

CER dopo uscita Attuativi



CER - Mappa cabine primarie



https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/mappa-interattiva-delle-cabine-primarie

CER – Struttura incentivi

FV < 200 kW	200 kW < FV < 600 kW	600 kW < FV < 1.000 kW
80 €/MWh + Max (0;180-PZ) Incentivo max 120 €/MWh	70 €/MWh + Max (0;180-PZ) Incentivo max 110 €/MWh	60 €/MWh + Max (0;180-PZ) Incentivo max 100 €/MWh

- Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo + 4 €/MWh
- Emilia, Friuli, Liguria, Piemonte, Lombardia, Trentino, V. Aosta, Veneto + 10 €/MWh
- Compatibilità incentivi CER con Max 40% contributi in conto capitale
- Per percentuali di autoconsumo condiviso superiori a 55%, no incentivi a imprese

PNRR – Parco Agrisolare

Investimento: 1,50 miliardi di €

Obiettivo: incentivare l'installazione di pannelli ad **energia solare sui tetti di edifici ad uso produttivo nei settori agricolo, zootecnico e agroindustriale,** con una potenza installata di circa **0,43 GW**, realizzando contestualmente una riqualificazione delle strutture produttive oggetto di intervento, con la **rimozione dell'eternit/amianto** sui tetti, ove presente, **e/o il miglioramento della coibentazione e dell'areazione.**

L'Italia è tra i paesi con il più alto consumo diretto di energia nella produzione alimentare dell'Unione Europea (terza dopo Francia e Germania).
I **costi energetici** totali rappresentano oltre **il 20% dei costi variabili** per le aziende agricole, con percentuali più elevate per alcuni sottosettori produttivi. Con il progetto Agrisolare si punta all'ammodernamento ed all'utilizzo di tetti, aumentando così la sostenibilità, la resilienza, la transizione verde e l'efficienza energetica del settore contribuendo al benessere degli animali.

PNRR – Agrofotovoltaico

Investimento: 1,10 miliardi di €

***Obiettivo**:* **installare a regime una capacità produttiva da impianti agro-voltaici di medie e grandi dimensioni di 1,04 GW**, *che produrrebbe circa 1.300 GWh annui, con riduzione delle emissioni di gas serra stimabile in circa 0,8 milioni di tonnellate di CO_2. Si vuole rendere il settore agricolo più competitivo, riducendo i costi dell'approvvigionamento energetico, e migliorare le prestazioni climatiche-ambientali di tale settore che è responsabile del 10 % delle emissioni di gas serra in Europa.*

La misura di investimento nello specifico prevede:

i) **l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte**, *anche potenzialmente valorizzando i bacini idrici tramite soluzioni galleggianti;*

ii) **il monitoraggio delle realizzazioni e della loro efficacia**, *con la raccolta dei dati sia sugli impianti fotovoltaici sia su produzione e attività agricola sottostante, al fine di valutare il microclima, il risparmio idrico, il recupero della fertilità del suolo, la resilienza ai cambiamenti climatici e la produttività agricola per i diversi tipi di colture.*

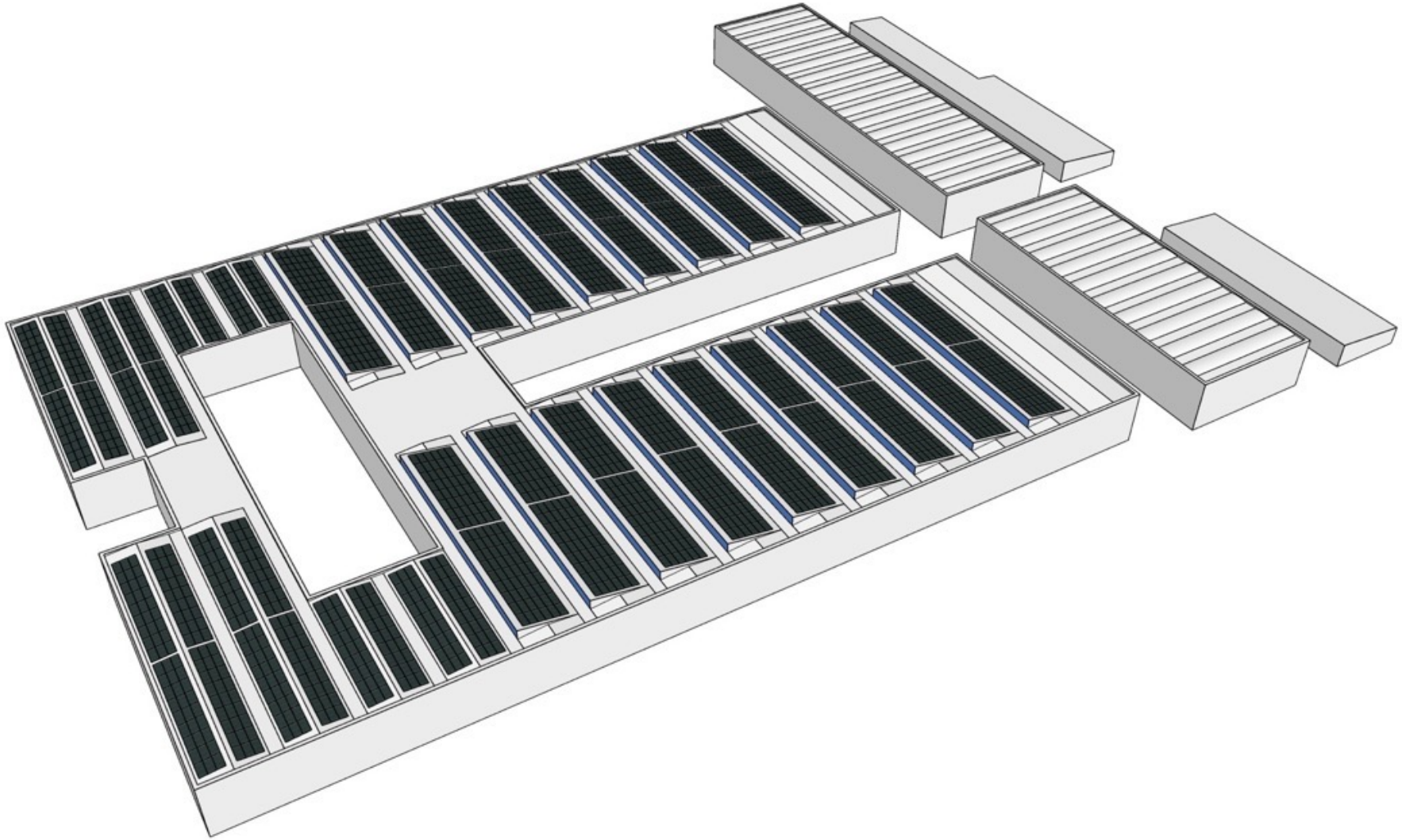
AGENDA

MODELLI DI BUSINESS A CONFRONTO

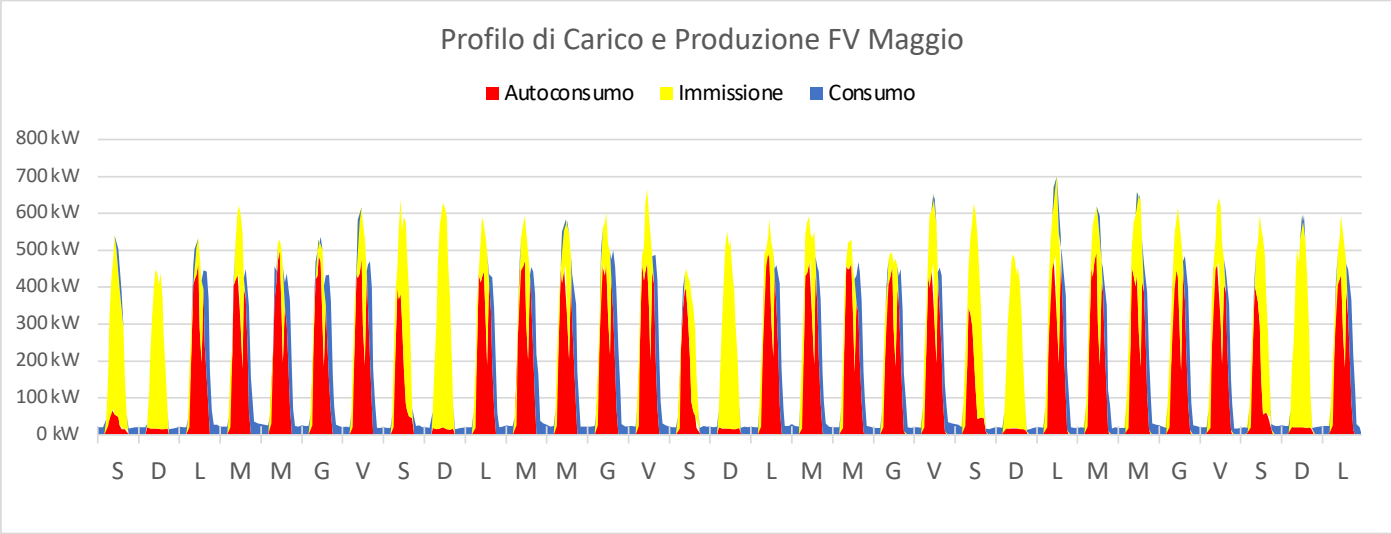
Modelli di Business per le Imprese

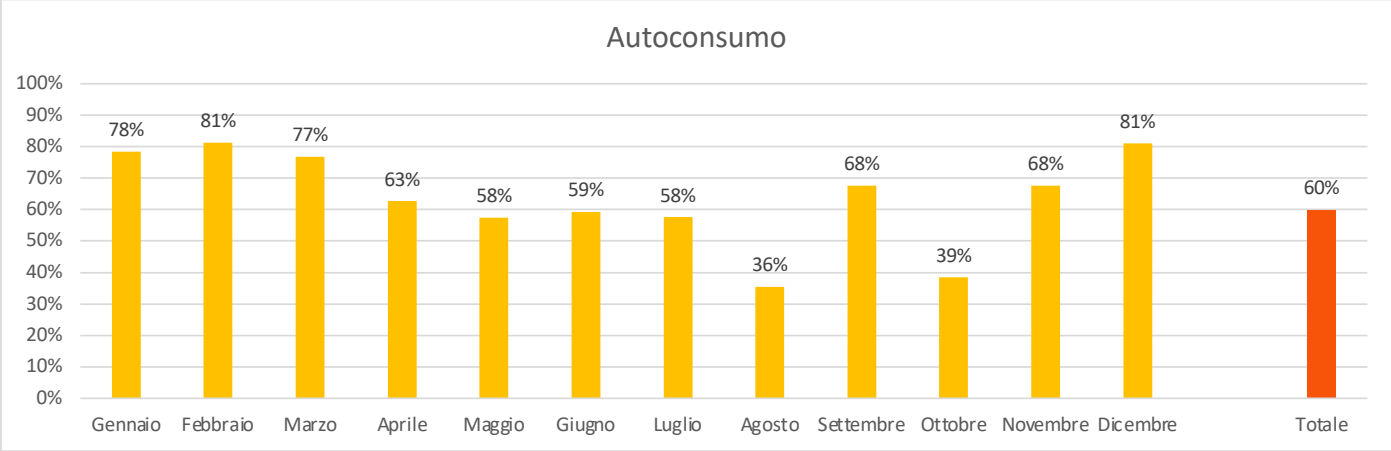
	ACQUISTO DIRETTO	NOLEGGIO OPERATIVO	DIRITTO DI SUPERFICIE	PPA
	- <u>Massimizzazione del tempo di rientro</u> dell'investimento - Riduzione dei costi in bolletta derivanti dal mancato prelievo dalla rete elettrica - Vendita dell'energia prodotta e non auto-consumata	- <u>Nessuna esposizione finanziaria</u> - Nessun investimento iniziale - Maggiori risparmi dopo termine del periodo di noleggio - Performance, gestione e manutenzione impianto garantite	- <u>Nessuna esposizione finanziaria</u> - Nessun investimento iniziale - Beneficio annuo o una tantum a fronte della cessione del diritto di superficie delle coperture	- <u>Nessuna esposizione finanziaria</u> - Nessun investimento iniziale - Acquisto dell'energia prodotta dall'impianto e direttamente consumata dalle utenze.
INVESTIMENTO	Prezzo Impianto	**0 €**	**0 €**	**0 €**
BENEFICI ANNUI	Risparmio da autoconsumo, immissione in rete e detrazioni discali	Risparmio da autoconsumo, immissione in rete e canone come costi operativi	Ricavi da contributo al diritto di superficie	Benefici da acquisto dell'energia elettrica ad un prezzo concordato
COSTI ANNUI	Eventuale canone manutenzione e costi amministrativi	Rata di noleggio	**0 €**	**0 €**

Caso studio A - Acquisto FV 1 MW



Caso studio A - Calcolo Autoconsumo





Caso studio A - Scopo di Fornitura

1. Progetto tecnico per richiesta connessione e autorizzazione impianto

2. Iter autorizzativo completo (permessi, connessione alla rete, pratiche post connessione GSE – UTF – GAUDI')

3. Fornitura e posa in opera Impianto:
   - Moduli fotovoltaici + strutture e morsetti per il fissaggio
   - Inverter trifase di stringa
   - Sezionatori per protezione elettrica pannelli
   - Quadro generale di bassa tensione
   - Quadro di Interfaccia
   - Cavi, passerelle e canalizzazioni necessarie
   - Sistema di monitoraggio

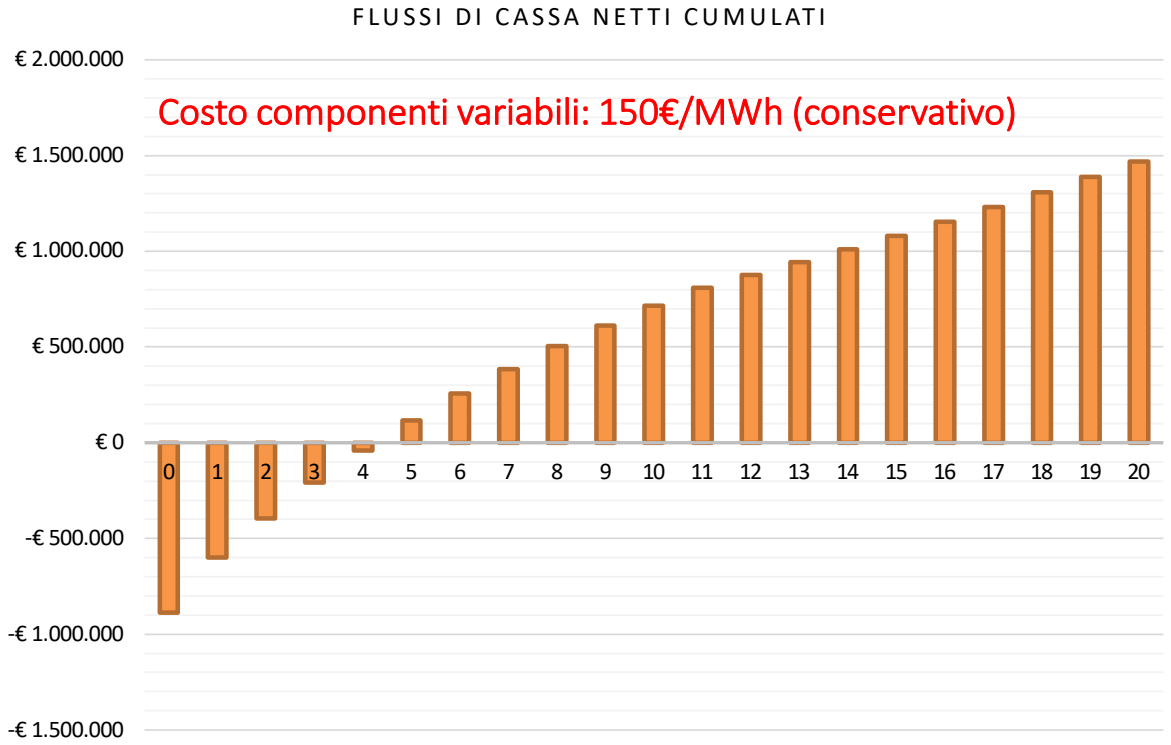
4. Collaudo e connessione alla rete

5. Dossier tecnico (as-built, schede tecniche, certificazione componenti, manuale uso e manutenzione)

Caso studio A - Esclusioni dalla fornitura

1. Oneri distributore per richiesta di connessione e accettazione del preventivo
2. Eventuali oneri di istruttoria da versare agli enti competenti per l'ottenimento delle necessarie autorizzazioni e dei nulla osta preventivi (consorzi industriali, CIL, ecc.)
3. Eventuali adeguamenti o modifiche all'impianto elettrico esistente
4. Eventuale adeguamento Cabina MT/BT (CEI 016)
5. Sistemazioni copertura e/o guaine eventualmente necessarie prima dell'installazione dell'Impianto FV
6. Adeguamento statico delle strutture e coperture, se necessario
7. Adeguamento pratica VVF
8. Linee vita definitive
9. Scale di accesso in copertura

Caso studio A - Sintesi Investimento



1°	2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°	10°
264.500 €	**182.200 €**	**166.000 €**	**143.700 €**	**134.500 €**	**118.300 €**	**106.400 €**	**96.500 €**	**85.600 €**	**80.595 €**
215 €/MWh	149 €/MWh	136 €/MWh	119 €/MWh	112 €/MWh	99 €/MWh	90 €/MWh	82 €/MWh	73 €/MWh	69 €/MWh

11°	12°	13°	14°	15°	16°	17°	18°	19°	20°
73.900 €	**66.800 €**	**66.200 €**	**65.900 €**	**71.900 €**	**73.500 €**	**76.000 €**	**76.500 €**	**79.300 €**	**81.400 €**
64 €/MWh	58 €/MWh	58 €/MWh	58 €/MWh	64 €/MWh	66 €/MWh	69 €/MWh	70 €/MWh	73 €/MWh	75 €/MWh

900.000 €

Investimento richiesto

17,7%

Tasso interno di rendimento (TIR)

1.458.500 €

Ricavi stimati per **20 anni**

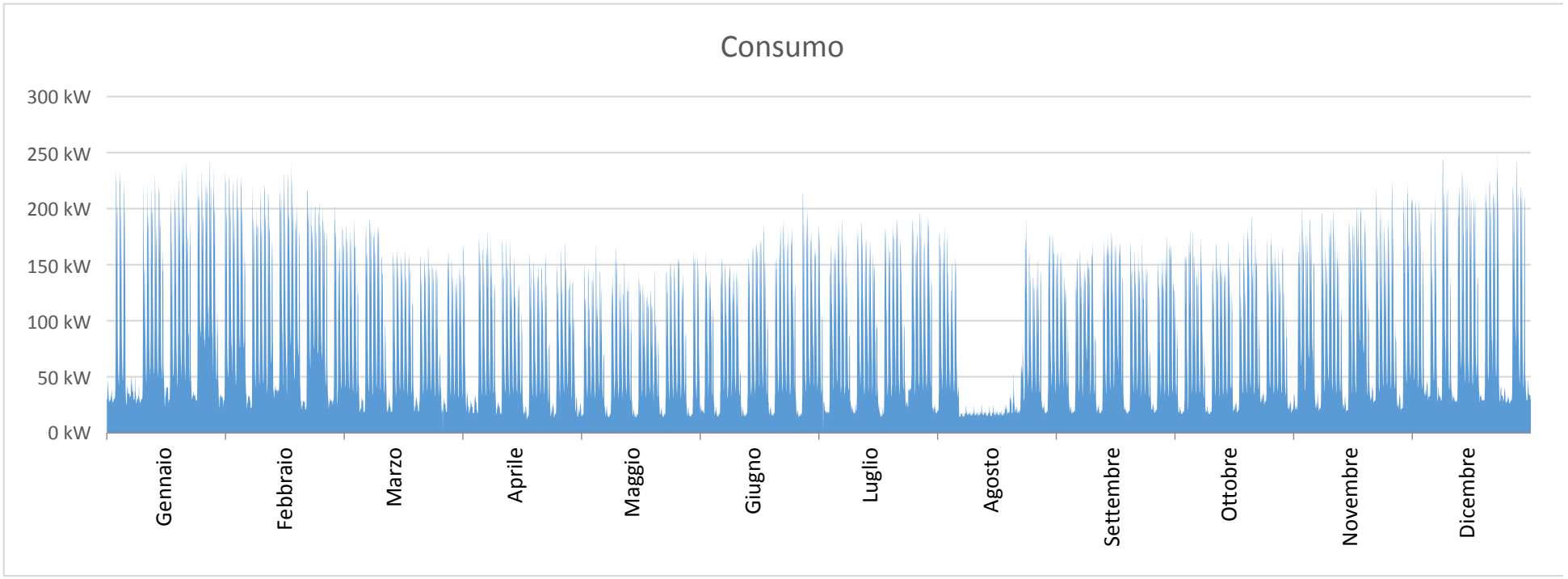
IPOTESI

- ✓ A partire dal 2° anno è stata assunta una diminuzione della producibilità dei moduli, garantita dal costruttore, dello 0,7 %
- ✓ Detrazione fiscale annua € 22.300 per 11 anni calcolate con IRES (24%) e IRAP ordinaria regione Toscana (3,9%)

Caso studio B – Acquisto – 2019 vs 2022

	2019	2022
Consumi annui energia elettrica:	1.200 MW/a	1.200 MW/a
Costo energia elettrica componenti variabili:	150 €/MW	300 €/MW
Spesa annua componenti variabili:	180.000 €/a	360.000 €/a
		+ 180.000 €/a

Consumi annui acquisiti su base quartoraria

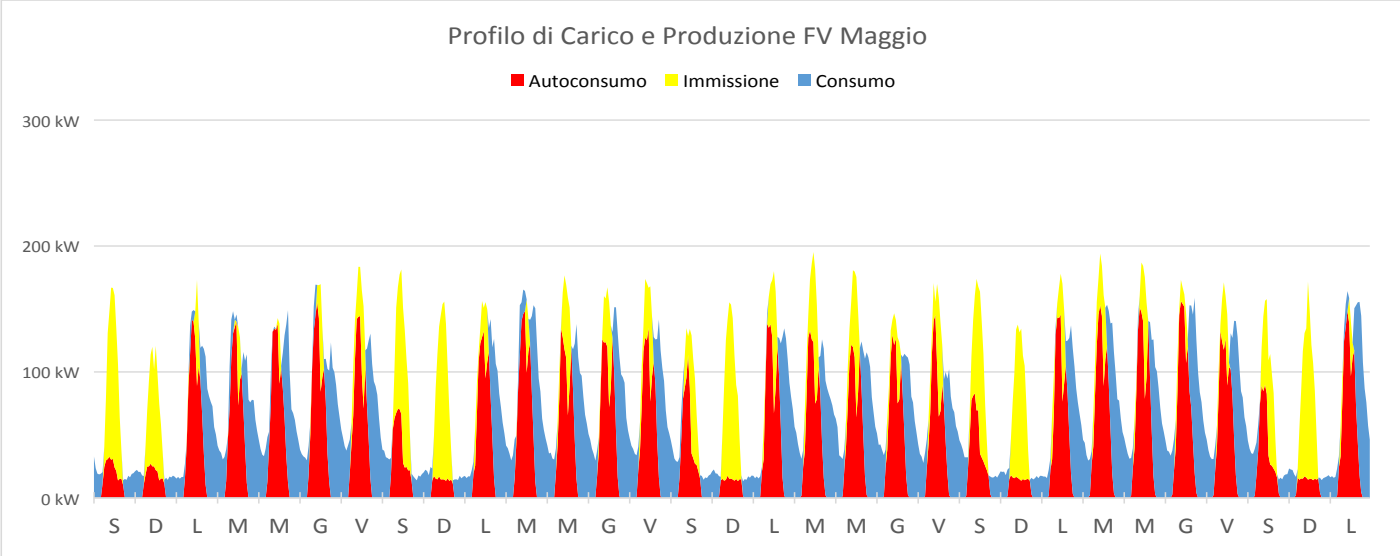


Caso studio B – anno 2019

Autoconsumo
(su produzione FV)
75%

Produzione FV
su consumi azienda
29%

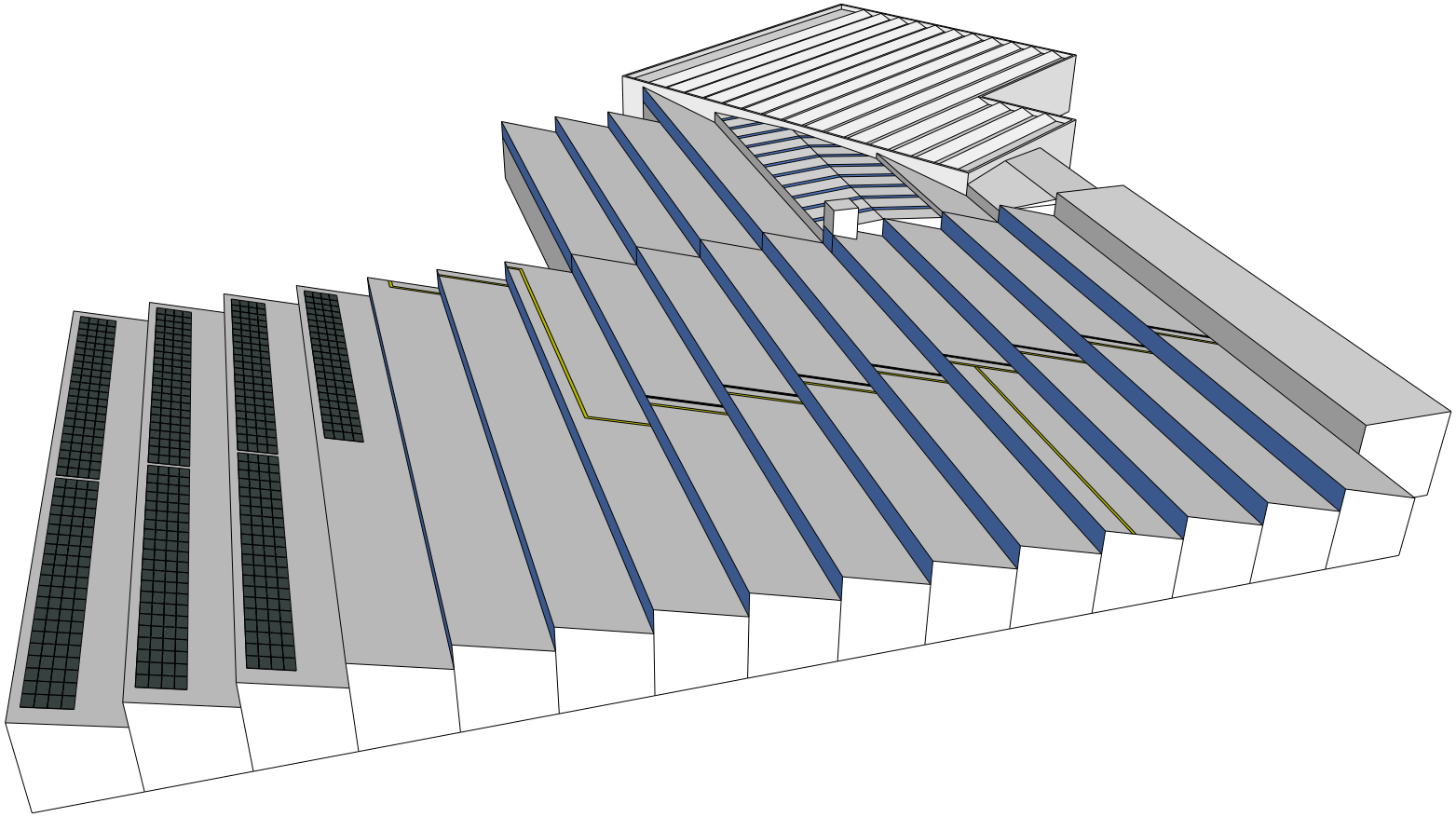
2019



Potenza
270 kW

Payback
5 anni

Caso studio B – anno 2019

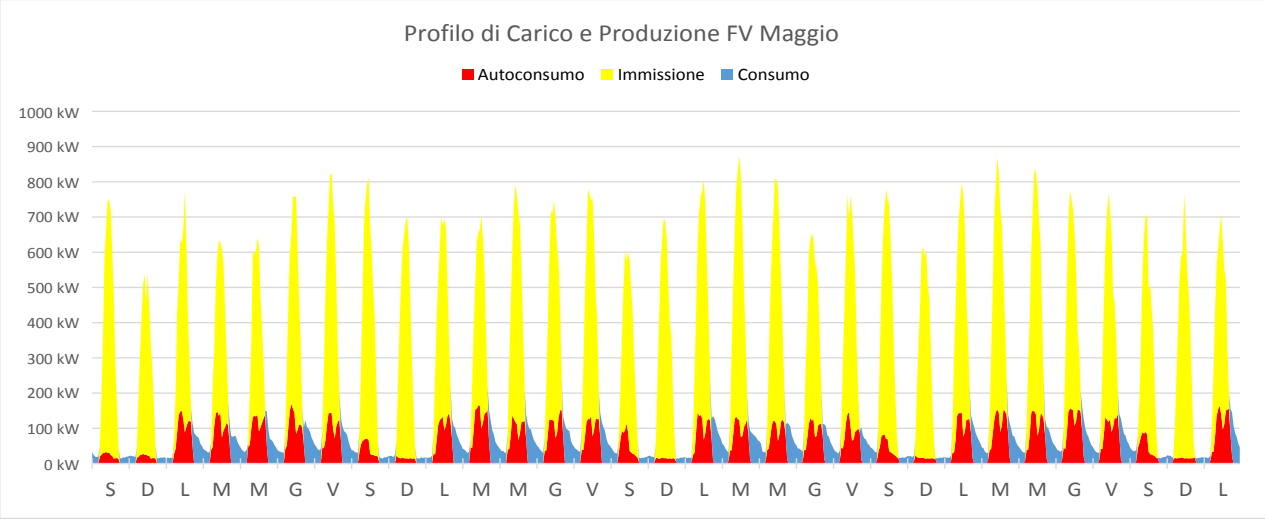


Caso studio B – anno 2022

Autoconsumo
(su produzione FV)
25%

Produzione FV
su consumi azienda
110%

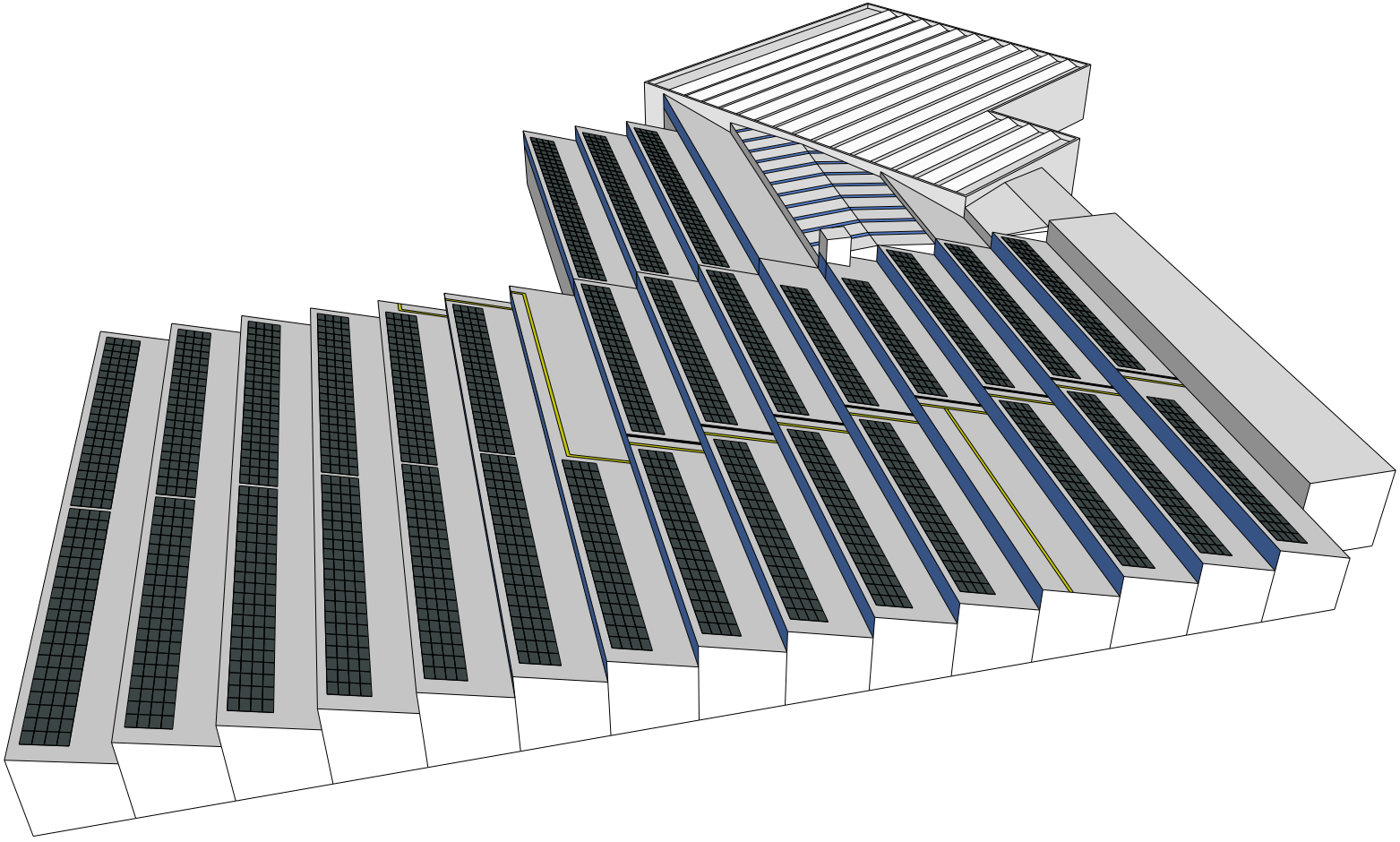
2022



Potenza
1.000 kW

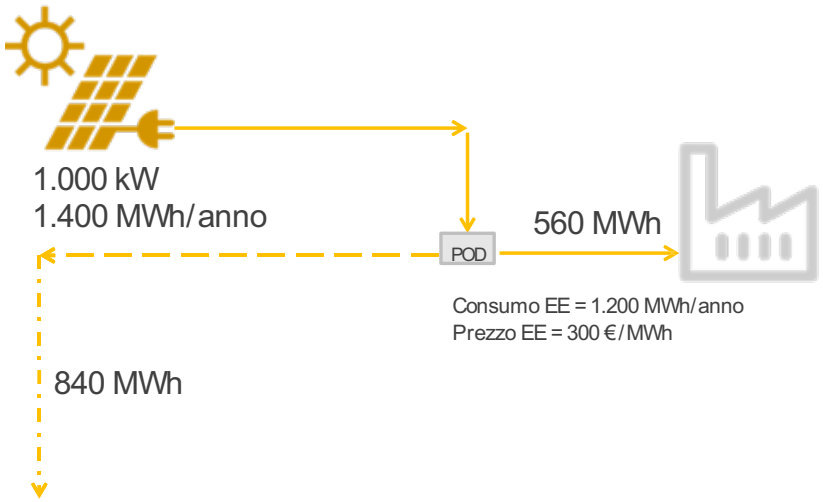
Payback
2,7 anni

Caso studio B – anno 2022



Caso studio B – anno 2022 + CER

Costo Impianto: 900.000 €

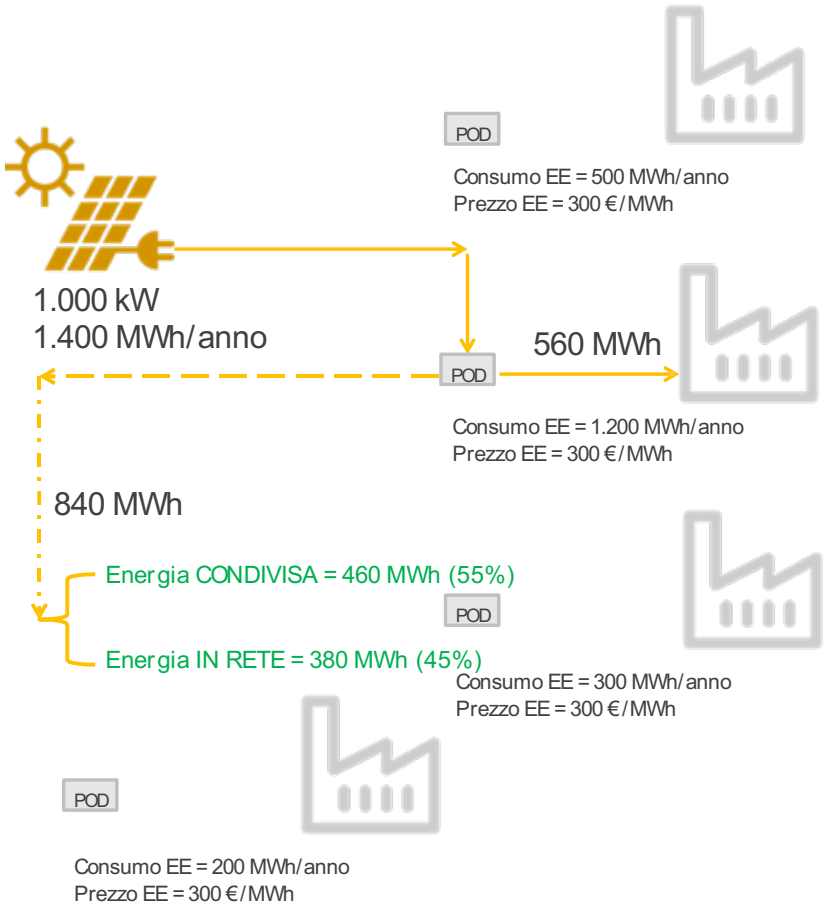


Risparmio da Autoconsumo	=	560 MWh x 300 €/MWh = 168.000 Euro/anno
PMZ da imm. in rete	=	840 MWh x 200 €/MWh = 168.000 Euro/anno

Totale Ricavi = 336.000 Euro/anno

Caso studio B – anno 2022 + CER

Costo Impianto: 900.000 €



Risparmio da Autoconsumo = 560 MWh x 300 €/MWh = 168.000 Euro/anno

PMZ da imm. in rete = 840 MWh x 200 €/MWh = 168.000 Euro/anno

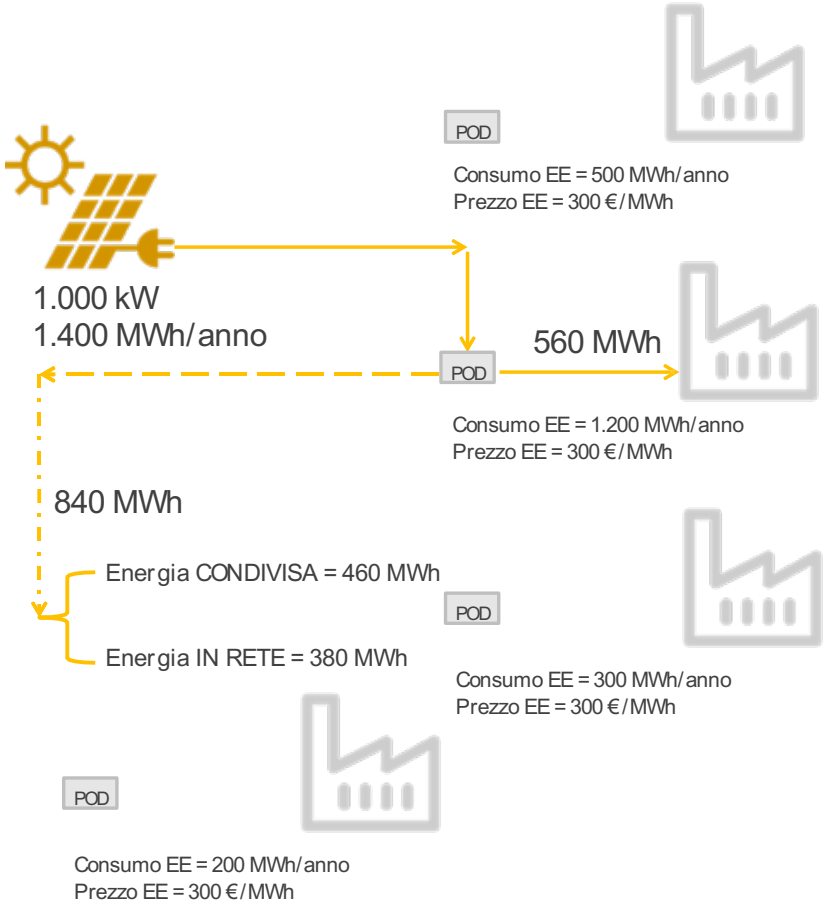
Incentivi EE condivisa = 460 MWh x 110 €/MWh = 50.600 Euro/anno

Totale Ricavi = 386.600 Euro/anno

+ 50.600 € rispetto a FV senza CER

Caso studio B – anno 2022 + CER

Costo Impianto: 900.000 €



Totale Ricavi da FV = 386.600 Euro/anno

+ 50.600 € rispetto a FV senza CER

Possibile Ripartizione Extra Ricavi

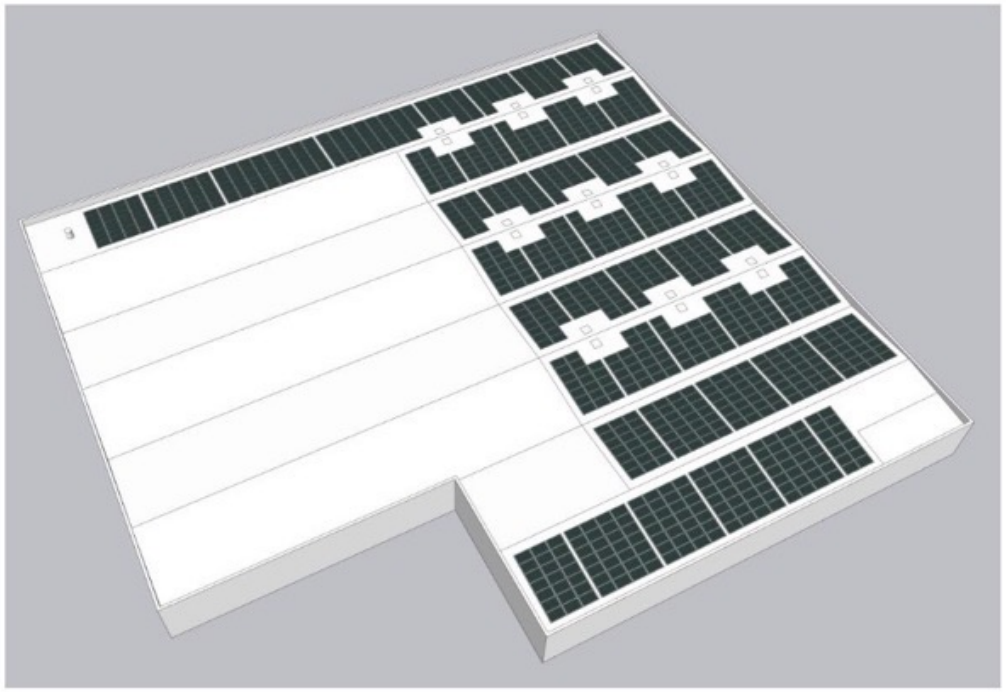
- 5.600 € alla gestione della comunità
- 25.000 € a Proprietà
- 20.000 € a aziende per condivisone consumi

Ricavi PROPRIETA' = 361.000 €/anno

+ 25.000 € rispetto a situazione No CER

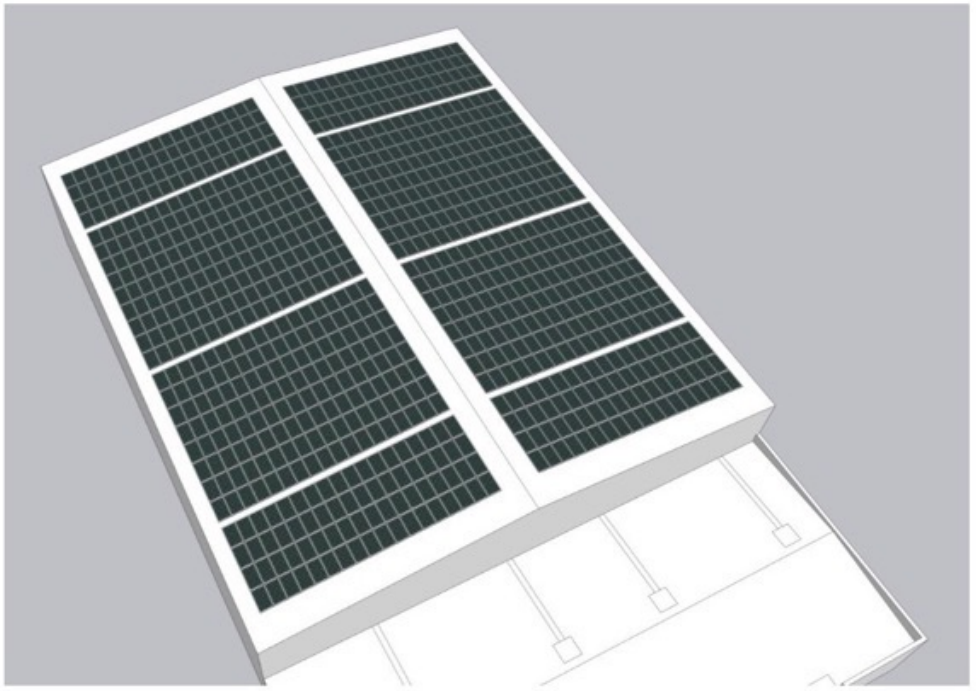
In caso di superamento del 55% di energia condivisa ulteriori benefici da poter distribuire a comunità

Caso studio C - Noleggio





Caso studio C - Noleggio





Caso studio C – Analisi consumi e spesa EE

consumo elettrico annuo di circa:

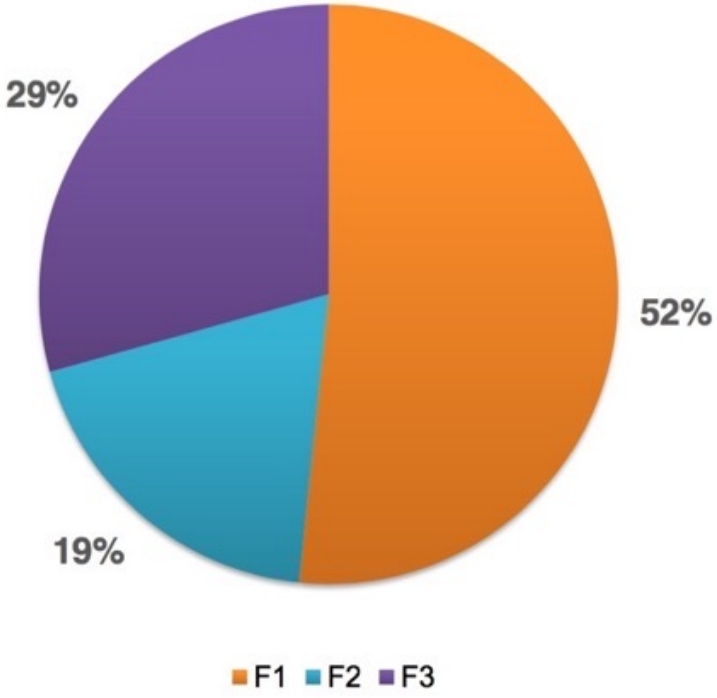
6.152 MWh

ad un costo medio (solo componenti variabili*) di:

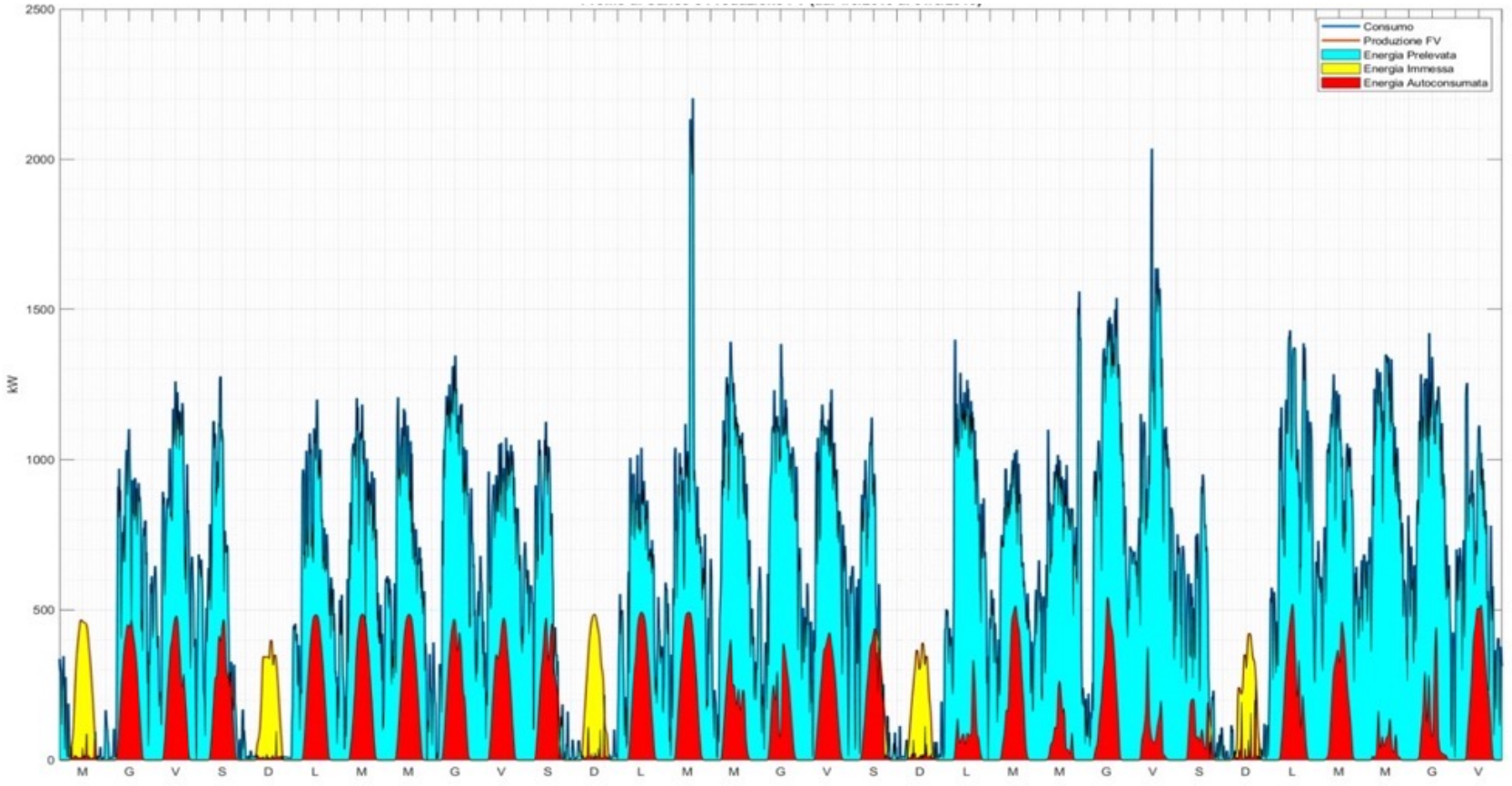
128 €/MWh

quindi la spesa annua variabile ammonta a circa:

€ 787.600



Caso studio C - Calcolo Autoconsumo



Autoconsumo stimato su base annua pari al 84%

Caso studio C – Analisi risparmi annui

779 MWh Energia prodotta annualmente dall'impianto FV di 688 kWp

> il 84 % dell'energia prodotta è direttamente autoconsumata dalle tue utenze

654 MWh	x	128 €/MWh	=	€ 83.800

> il 16 % dell'energia prodotta è immessa in rete e valorizzata tramite Ritiro Dedicato*

125 MWh	x	45 €/MWh	=	€ 5.600

RISPARMIO DA AUTOCONSUMO e CONTRIBUTO RITIRO DEDICATO	€ 89.400

* la valorizzazione del Ritiro Dedicato è stata calcolata con il prezzo medio annuo dal 2015 al 2019 formatosi sul mercato della zona Nord (0,0446 €/kWh)

Caso studio C – Rata annua e durata



0 €

Investimento iniziale

97.900 €

Canone annuo di Noleggio per i primi 5 anni (Full Service e pacchetto assicurativo inclusi)

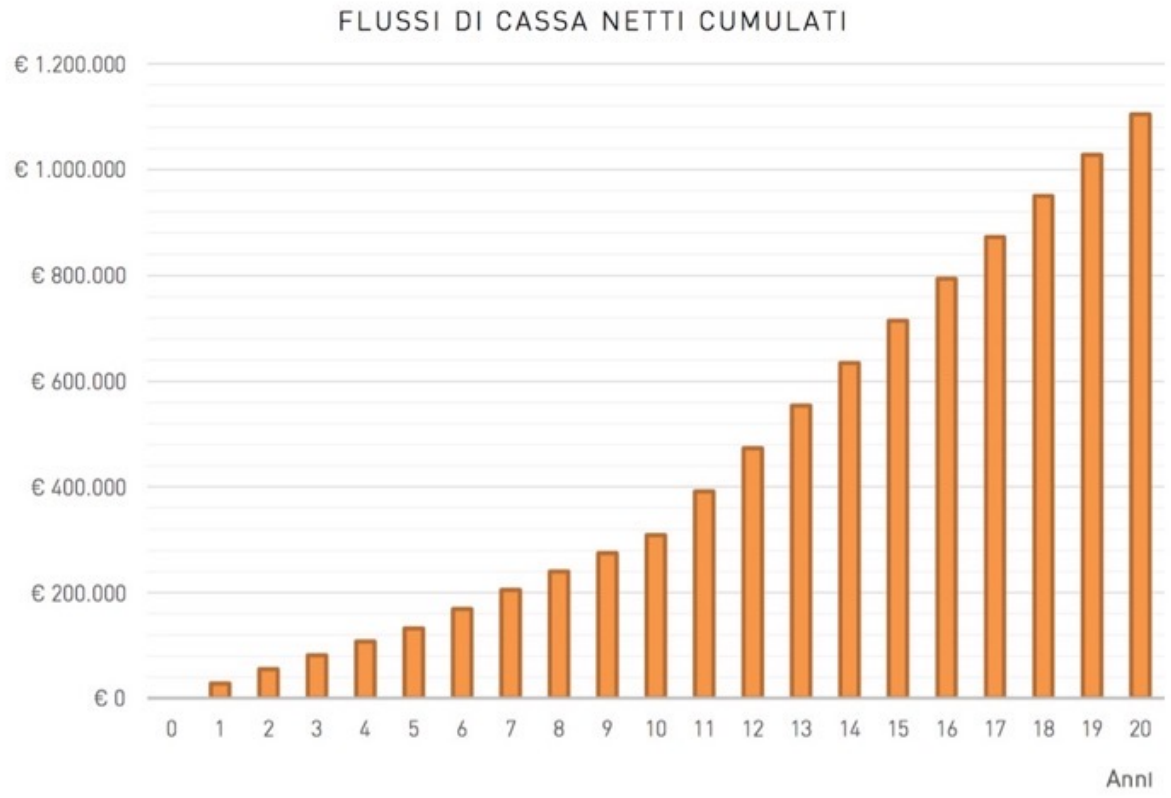
Per la restante durata del contratto, dal 6° al 10° anno, il canone annuo di noleggio Full Service verrà ridotto a 80.900 €

Caso studio C – Analisi benefici annui

	Dal 1° al 5° anno	Dal 6° al 10° anno	Dal 11° anno in poi
> Canone annuo di noleggio + IMU e TASI	-98.900 €	-81.900 €	0 €
> Detrazione fiscale del canone di noleggio*	27.600 €	22.850 €	0 €
> Autoconsumo + Ritiro Dedicato	89.400 €	89.400 €	89.400 €
> Peak Shaving	9.700 €	9.700 €	9.700 €
SALDO NETTO ANNUO	27.800 €	40.050 €	99.100 €

* Detrazioni fiscali annue per la durata del contratto calcolate con IRES (24%) e IRAP ordinaria regione Lombardia (3,9%)

Caso studio C – Flussi di cassa



IPOTESI

- ✓ A partire dal 2° anno è stata assunta una diminuzione della producibilità dei moduli, garantita dal costruttore, dello 0,7 %
- ✓ Costo dell'energia pari a 0,128 €/kWh
- ✓ Valorizzazione RID pari a 0,045 €/kWh
- ✓ Autoconsumo 84 %
- ✓ Detrazioni fiscali per 10 anni

Vantaggi cumulati in 20 anni pari a circa 1.100.000 €

Caso studio C – Prezzi riscatto impianto

Riscatto dopo anno	Prezzo (IVA esclusa)*
1	449.600 €
2	411.750 €
3	373.000 €
4	333.300 €
5	292.650 €
6	251.000 €
7	208.350 €
8	164.700 €
9	120.000 €

Caso studio D – Modello PPA Fisico

Il Modello PPA

- Il Produttore si occupa dell'autorizzazione, progettazione e realizzazione dell' impianto fotovoltaico.
- Il Cliente acquista l'energia elettrica prodotta dall'Impianto FV e contemporaneamente autoconsumata dall'azienda.
- Il prezzo di vendita è fissato per un certo numero di anni e può essere fisso o variabile, con o senza cap.
- L'energia di integrazione continua ad essere acquistata dalla rete tramite un contratto separato da stipulare con un trader (può rimanere il precedente contratto di fornitura)
- La durata del contratto di fornitura può essere decisa tra le parti (tipicamente da 5 o 10 anni)
- Essendo Produttore e Consumatore soggetti differenti, in base alla normativa SEU, vanno pagate le accesi sull'energia autoconsumata (in genere 12,5 €/MNWh). Il Produttore funge da sostituto d'imposta nei confronti del Cliente
- Il Cliente rilascia al Produttore un Diritto di Superfice sulle aree usate per la realizzazione dell'Impianto FV (durata in genere da 15 anni a salire).
- Al termine del contratto PPA, sarà possibile prolungare lo stesso per tutta la durata del DDS rimanente, o riscattare l'impianto

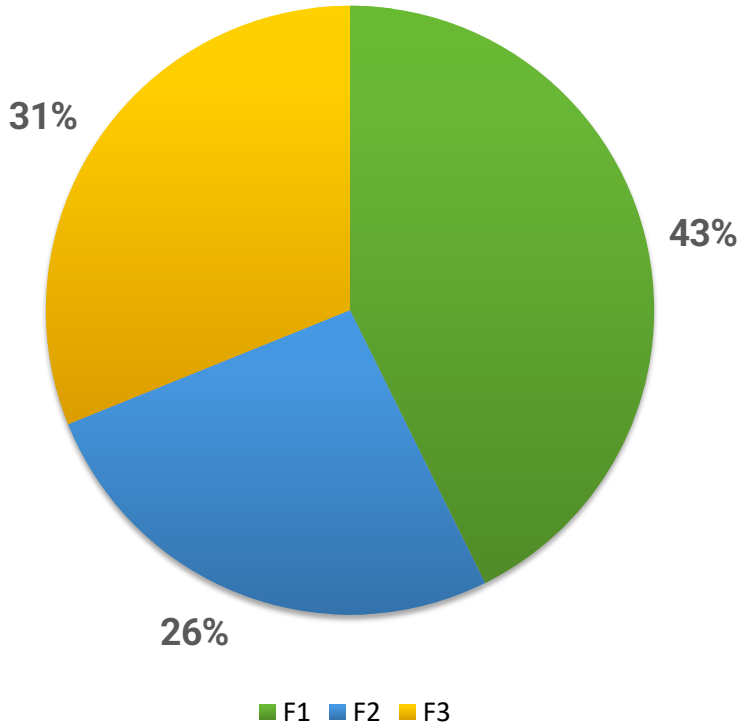
Caso studio D – Consumi Cliente

Anno 2021

Spesa annua stimata: **451.800 Euro**

Costo medio componenti variabili: **144 €/MWh***

*Il cliente ha un contratto a prezzo fisso fino al 31 dicembre 2022



Caso studio D – Modello PPA 2021 Vs 2023

SCENARIO 1 – PPA 10y – FV 1 MW

Prezzo delle componenti variabili dell'energia al **2021**, pari a **144 €/MWh**

0 €
Investimento richiesto

(0 €)
Costi di manutenzione

125 €/MWh*
Vendita energia prodotta dall'impianto fotovoltaico ed autoconsumata dalla tue utenze **per 10 anni**

17.800 €
Risparmio annuo atteso

SCENARIO 2 – PPA 10y – FV 1 MW

Prezzo componenti variabili dell'energia stimate per il 2023 pari a **250 €/MWh**

0 €
Investimento richiesto

(0 €)
Costi di manutenzione

125 €/MWh*
Vendita energia prodotta dall'impianto fotovoltaico ed autoconsumata dalla tue utenze **per 10 anni**

117.000 €
Risparmio annuo atteso

* Prezzo di vendita accise incluse, IVA esclusa, non soggetto a rivalutazione ISTAT

Caso studio D – Prezzi riscatto dopo 10 anni

Riscatto dopo anno	Prezzo (IVA esclusa)*
11	650.000
12	610.000
13	570.000
14	530.000
15	490.000
16	450.000
17	410.000
18	370.000
19	330.000
20	290.000
21	250.000
22	210.000
23	170.000
24	130.000
25	90.000

AGENDA

SEMPLIFICAZIONI AUTORIZZATIVE

Riferimenti Normativi

Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387
Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42
Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137

Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152
Norme in materia ambientale

Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28
Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE

D.P.R. 31/2017
Regolamento recante individuazione degli interventi esclusi dall'autorizzazione paesaggistica o sottoposti a procedura autorizzatoria semplificata.

Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199
Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Riferimenti Normativi

Legge n. 120 del 11 settembre 2020: "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, recante «Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitali» (Decreto Semplificazioni)".

Legge n. 108 del 29 luglio 2021: "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, recante governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure".

Legge n. 34 del 27 aprile 2022: "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, recante misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali".

Decreto legge 17 maggio 2022, n. 50
Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttivita' delle imprese e attrazione degli investimenti, nonche' in materia di politiche sociali e di crisi ucraina

Legge n. 51 del 20 maggio 2022: "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 21 marzo 2022, n. 21, recante misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina".

Percorso di semplificazione iter su coperture

- Il **Decreto MiSE del 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"** introduce **l'edilizia libera per gli impianti FV a servizio degli edifici** (quindi impianti in autoconsumo), purché aderenti alla falda (per tetti piani l'impianto FV non deve sporgere per più della metà dal parapetto), per impianti FV compatibili con il meccanismo dello scambio sul posto (inizialmente fino a 200 kW, poi lo SsP è stato esteso fino a 500 kW. Vanno comunque acquisiti eventuali pareri paesaggistici necessari nel caso di presenza aree vincolate ai sensi della normativa dei beni culturali

Percorso di semplificazione iter su coperture

- Il **Decreto Legilativo 28/2011 "Attuazione della Direttiva 209/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili**" introduce la **PAS** come procedura semplificata degli impianti **fino a 1 MW** da realizzare sulle coperture degli edifici. La PAS è valida anche per le eventuali opere di rete.
- Il Decreto dava la facoltà alle regioni di estendere la PAS anche per impianti FV di potenza superiore al 1 MW.
- Vanno comunque acquisiti eventuali pareri paesaggistici necessari per l'impianto e tutti quelli richiesti dalla normativa per le opere di rete.

Percorso di semplificazione iter su coperture

- **Il Decreto semplificazioni del luglio 2020**, convertito con Legge 120 del 11 settembre 2020, con l'aggiunta dell'art. **6bis al Decreto Legislativo 28/2011** stabilisce la possibilità di **autorizzare gli impianti in copertura di qualsiasi potenza con la DILA.**
- Si crea però un problema interpretativo del 6bis sul termine "**immobile**". Esempi di tale problema si riscontrano nelle linee guida della Regione Lombardia e nei Regolamenti del GSE che interpretano "immobile" come "fabbricato" ai fini del superamento di eventuali vincoli paesaggistici non presenti su fabbricato.

Percorso di semplificazione iter su coperture

Legge 34 del 27 aprile 2022 (conversione del Decreto Legge 01/03/2022 – Decreto Energia)

- **L'art. 9** introduce semplificazioni per l'installazione di impianti fotovoltaici su coperture di edifici, strutture e manufatti fuori terra. In particolare, **gli impianti installati su coperture e manufatti fuori terra con qualunque modalità, sono assimilati alla manutenzione ordinaria e non sono soggetti ad alcun tipo di permessi, autorizzazioni e atti amministrativi di assenso**. Sono esclusi anche degli eventuali pareri previsti dal D.Lgs. 42/04 ad eccezione di quanto previsto alle lettere b) e c) comma 1 dell'art 136 del medesi decreto. **Con le stesse modalità sono realizzabili le opere connesse o parte di esse che insistono sugli stessi edifici, strutture, manufatti o sulle loro pertinenze**.
- **L'art. 10** prevede che **entro 60 giorni dalla pubblicazione del DL, il MITE**, con il dipartimento per gli affari regionali e autonomie, **indica i termini e le modalità di applicazione del modello unico per gli impianti di potenza superiore a 50 kW e fino a 200 kW realizzati secondo le modalità dell'art. 9**

Semplificazioni iter impianti a terra

- Il **Decreto Semplificazioni** di luglio 2021 introduce la **PAS fino a 20 MW con esenzione da VIA e Screaning** per impianti in:
  - Aree industriali
  - Cave
  - Discariche
- Il **Decreto Energia di marzo 2022 introduce la Solar Belt**
  - 500 mt da aree industriali o siti produttivi (3 km per AgriFV)
  - 300 mt da autostrade
  - In tal caso: DILA fino a 1 MW – PAS fino a 10 MW
- Il **Decreto Energia** di marzo 2022 introduzione anche le **Linee dirette fino a 10 km** poi meglio normate nel TIAD

Semplificazioni iter impianti a terra

- **Il Decreto PNRR di febbraio 2023** introduce ulteriori semplificazioni autorizzative
  - **Per impianti realizzati su aree industriali, cave e discariche** è prevista l'**edilizia libera** per impianti fino a 20 MW
  - **Aumento aree idonee perché ora sono idonee le aree prive di vincoli paesaggistici e con distanza da vincoli puntuali,** in base a quanto previsto dal D.Lgs. 42/04 alle lettere b) e c) comma 1 dell'art 136, ridotta da 1 kM a **500 m**
  - **Il parere della soprintendenza è vincolate solo per aree sottoposte a vincolo**
  - **Però si introduce la necessità di screening oltre i 10 MW**

Bozza decreto Aree Idonee

- La bozza di decreto suddivide le aree a terra in **a) aree idonee, b) aree non idonee, c) aree soggette alla disciplina ordinaria**
  - **Tra le aree idonee restano le solar belt**
  - Sono poi da individuare da parte delle regioni specifici criteri per definire come superfici e aree idonee alla installazione di impianti a fonti rinnovabili: **le superfici occupate dai bacini artificiali di accumulo idrico e da canali artificiali** per la difesa idraulica del territorio, **le superfici e le aree industriali dismesse** e **altre aree compromesse, aree abbandonate e marginali quali, a titolo di esempio, aree non classificate, sottoposte ad attività abusive, terreni improduttivi, miniere e cave, discariche, aree contaminate, ex aree militari**

AGENDA

GESTIONE RISCHIO INCENDIO PER IMPIANTI FV

Riferimenti Normativi

- D.P.R. 151/2011 in Materia di Prevenzione Incendi
- D.Lgs. 81/08 – Testo Unico sulla Sicurezza
- Nota DCPREV Prot. N. 1324 del 07/02/2012 – **Linee Guida per l'Installazione degli Impianti Fotovoltaici** (Edizione Anno 2012)
- Nota Prot. N. 6334 del 04/05/2012 – Chiarimenti alla Nota DCPREV Prot. N. 1324 del 07/02/2012
- Legge 186 del 1 Marzo del 1968 – Regola Dell'Arte
- D.M. 37/08 in materia di Realizzazione di Impianti Civili e Industriali

Le Linee Guida dei VV.F. in quanto tali non costituiscono una Norma Tecnica e di conseguenza sono soggette alla Discrezionalità dei Tecnici Antincendio e dei Comandi Provinciali che di caso in caso possono prevedere Misure di Contenimento del Rischio Incendio più o meno Stringenti

Pratica VV.F.

Di per sé un Impianto Fotovoltaico non è soggetto a Controllo Prevenzione Incendi tuttavia, nel caso in cui l'impianto venga realizzato sulle Coperture di un Edificio all'interno del quale si svolgono Attività Soggette a C.P.I. è necessario verificare il Non Aggravio del Rischio Incendio

- SCIA di Tipo A ===> Semplice Aggiornamento
- SCIA di Tipo B e SCIA di Tipo C ===> Approvazione Preventiva del Progetto da parte dei VV.F. (60 giorni) e Aggiornamento
- Altenativa ===> Dichiarazione di Non Aggravio del Rischio Incendio Redatta da Professionista Abilitato Iscritto negli Elenchi del Ministero degli Interni e Aggiornamento

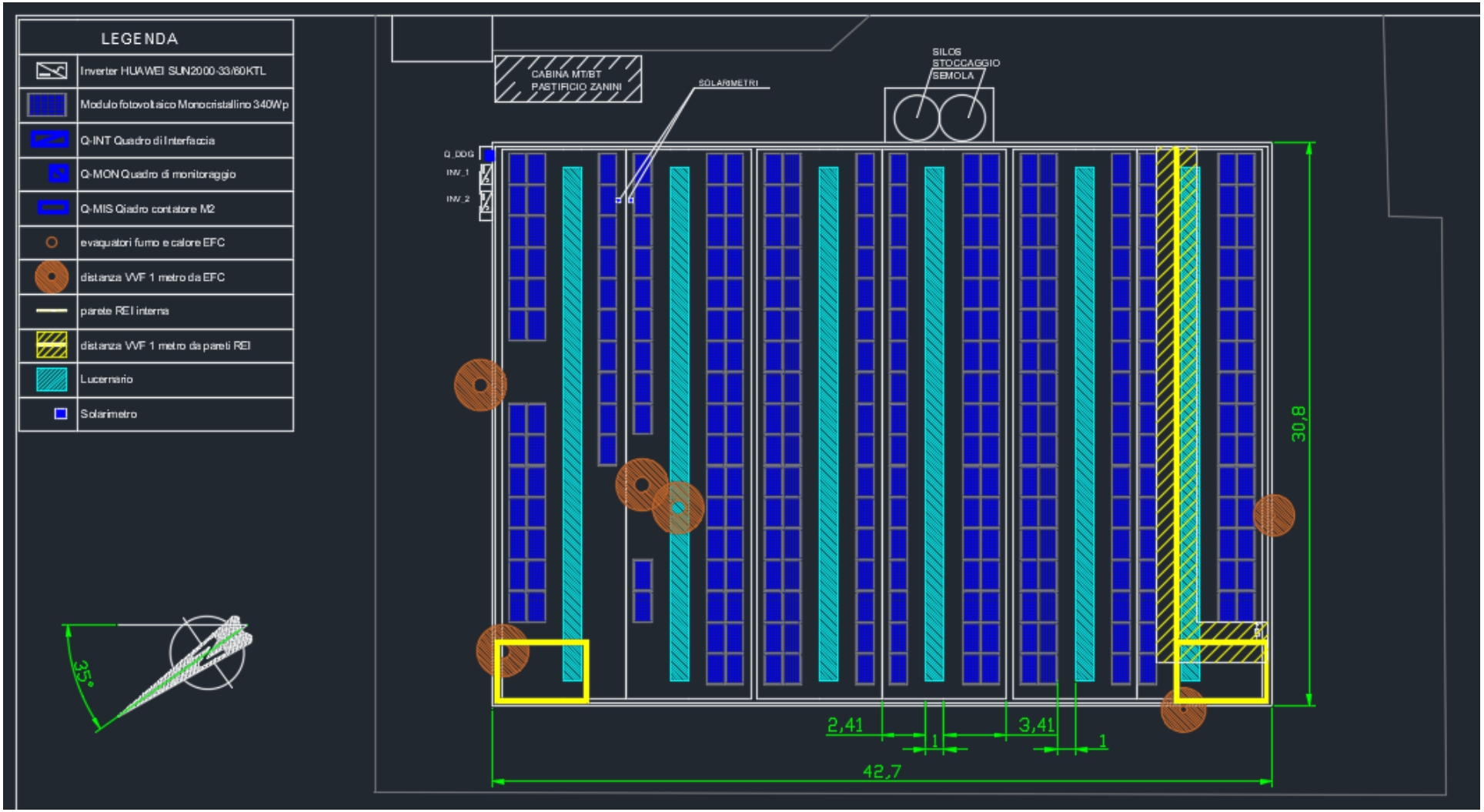
Nell'Aggiornare la S.C.I.A. viene Confermata la Precedente Valutazione del Rischio Incendio con relative Misure di Mitigazione del rischio, di conseguenza è opportuno che l'Aggiornamento venga seguito dallo stesso Tecnico che ha istruito la Pratica VV.F. originaria per l'ottenimento del CPI.

Indicazioni Progettuali e Suggerimenti

- Verificare preliminarmente se l'Impianto Fotovoltaico è da installale su siti con Attività Soggette a Controllo Prevenzione Incendi (CPI)
- In caso affermativo, prendere contatti con il Professionista Antincendio che ha seguito la Pratica dei VV.F.
- Le Linee Guida dei VV.F. non sono prescrittive di conseguenza soluzioni Tecniche diverse da quelle Standard possono essere valutate caso per caso
- Prediligere l'Installazione di Moduli Fotovoltaici in Classe I di Reazione al Fuoco (Compatibili con qualsiasi tipo di Copertura)
- Prediligere l'Installazione degli Inverter all'Esterno (In caso contrario le Linee Elettriche in CC dovranno essere dotate di Meccanismi Automatici di Sezionamento – quadri di sgancio in copertura)
- Identificare sul Layout dell' Impianto Fotovoltaico le Zone di Rispetto da Evacuatori di Fumo, Lucernari e Pareti REI all'interno delle quali non dovranno essere collocati Moduli Fotovoltaici, Inverter e Linee in CC (Linee in CC che Attraversano tali Zone dovranno essere protette con Vernici Intumescenti o Guaine Protettive Certificate)

Considerando la Vita Utile di un Impianto Fotovoltaico pari a circa 25 – 30 anni è opportuno attenersi alle Linee Guida dei VV.F. anche in caso di Assenza di Attività non soggette a CPI

Layout con Zone di Rispetto



Rischio Caduta Dall'Alto – Rif. Normativi

- D.Lgs. 81/08 – Testo Unico sulla Sicurezza
- Normative Regionali in materia di Sicurezza per i Lavori in Quota (Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Marche, Piemonte, Sicilia, Toscana, Provincia Autonoma di Trento, Umbria, Veneto e Campania)*
- Norma EN 795 – Norma UNI 11758
- Norma EN 131

* La prima Regione italiana a legiferare in materia di Sicurezza per i Lavori in Quota è stata la Regione Toscana che ha di conseguenza assunto il Ruolo di Capofila; le singole normative regionali per tale ragione tendono ad uniformarsi a quanto deliberato dalla Regione Toscana

(Rif. www.coperturasicura.toscana.it)

Elaborato Tecnico di Copertura

L'Elaborato Tecnico di Copertura deve essere Redatto dal Coordinatore per la Sicurezza in fase di Progettazione o in assenza dal Progettista che deve essere, tuttavia un Tecnico Abilitato. Al Termine dei Lavori l'ETC, in caso di modifiche, dovrà essere Aggiornato dal Coordinatore per la Sicurezza in fase di Esecuzione o in assenza dal Progettista, sempre Abilitato, incaricato della Redazione del Progetto in versione «As Built»

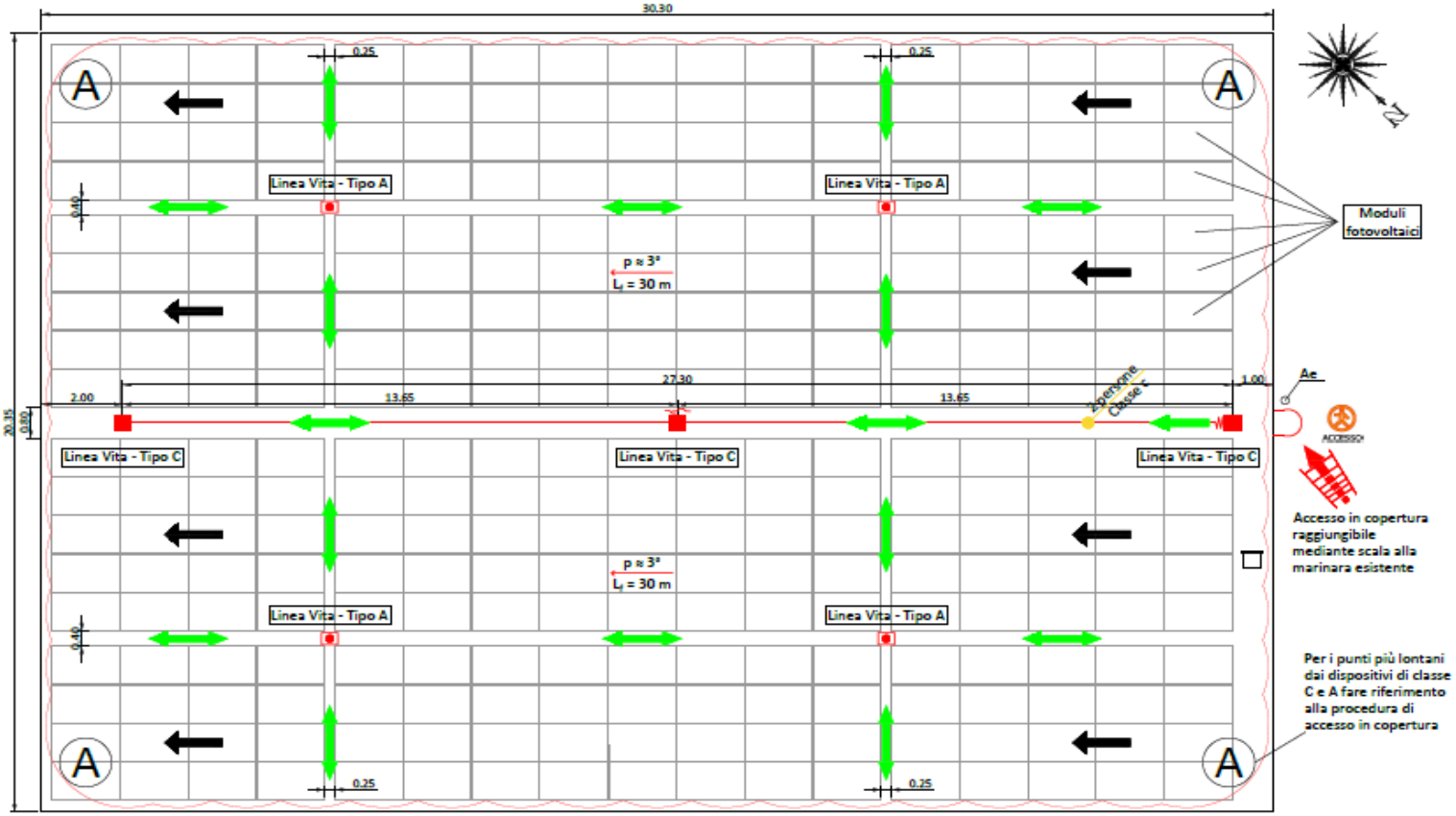
L'Elaborato Tecnico di Copertura è costituito da:

- Elaborato Planimetrico
- Relazione Tecnica contenente:
  - ✓ Anagrafica della Copertura
  - ✓ Indicazioni sui Dispositivi Anticaduta Installati
  - ✓ Indicazioni sulla Periodicità delle Manutenzioni
- Relazione di Calcolo linee vita e ganci di sicurezza
- Procedura di Accesso in Copertura

Esempio di Elaborato Tecnico di Copertura

LEGENDA

PROCEDURE	PERCORSO	Il percorso verticale di accesso, costituito da scala alla marinara non presenta ostacoli o pericoli perché in area ben delimitata.
	ACCESSO	L'accesso alla copertura avviene tramite scala alla marinara esistente
	TRANSITO	Il transito in copertura è reso sicuro dalla presenza di un sistema anticaduta. Nei lavori di manutenzione si prevede la necessità di rimanere obbligatoriamente collegati alla linea vita. Per raggiungere i bordi soggetti ad arresto di caduta si deve far uso di DPI costituito da sistema guidato dotato di blocco avendo cura di bloccare il sistema in modo da ridurre la calpestabilità di massima ad una distanza minima di circa 50 cm dal bordo.
	MISURE DI RECUPERO	Essendo ammessa la possibilità di arresto caduta di un operatore ed essendo l'area raggiungibile per prestare soccorso da parte di pubblico intervento (Vigili del Fuoco) entro i termini raccomandati. I lavori dovranno essere svolti solo in presenza di personale in grado di effettuare la chiamata di soccorso in caso di caduta
DPI	DPI	DPI di III categoria. Imbracature UNI EN 361 con dispositivo di tipo retrattile UNI EN 360
SISTEMA ANTICADUTA	1 - PERCORSO DI ACCESSO IN COPERTURA	Percorso orizzontale Percorso verso il basso Percorso verso l'alto
	2 - ACCESSO IN COPERTURA	Ae Punto di accesso esterno
	3 - TRANSITO IN COPERTURA	Linea di ancoraggio orizzontale di tipo flessibile di tipo C Ancoraggio fisso Ancoraggio doppio: finale-iniziale Ancoraggio rompitratto — Stop Punto di ancoraggio e deviazione di caduta (golfare) Ancoraggio fisso a parete Ancoraggio
	4 - CARATTERISTICHE COPERTURA	Copertura praticabile piana - inclinata - fortemente inclinata - curva Area non calpestabile Linea di pendenza della falda verso il basso. p = °, L_f = lunghezza falda
	5 - VALUTAZIONE DEI RISCHI	Bordo protetto (parapetto con e senza reti anticaduta) Bordo ad arresto caduta SCHEMA Installazione e Uso

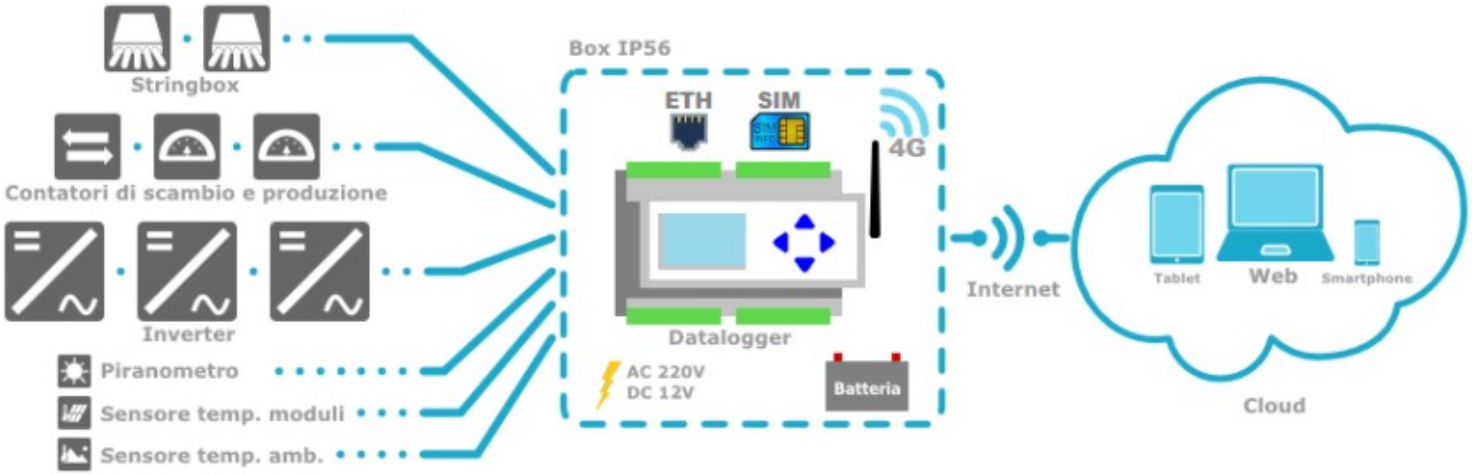


AGENDA

GESTIONE E MANUTENZIONE DEGLI IMPIANTI FV

Sistema di Monitoraggio

Il Sistema di Monitoraggio si compone di un **datalogger** industriale da installare sul campo e da un **software web "cloud based"** che riceve e analizza in tempo reale i dati ricevuti.



Architettura del sistema di monitoraggio Ermes Monitor

Hardware di supervisione e controllo dati

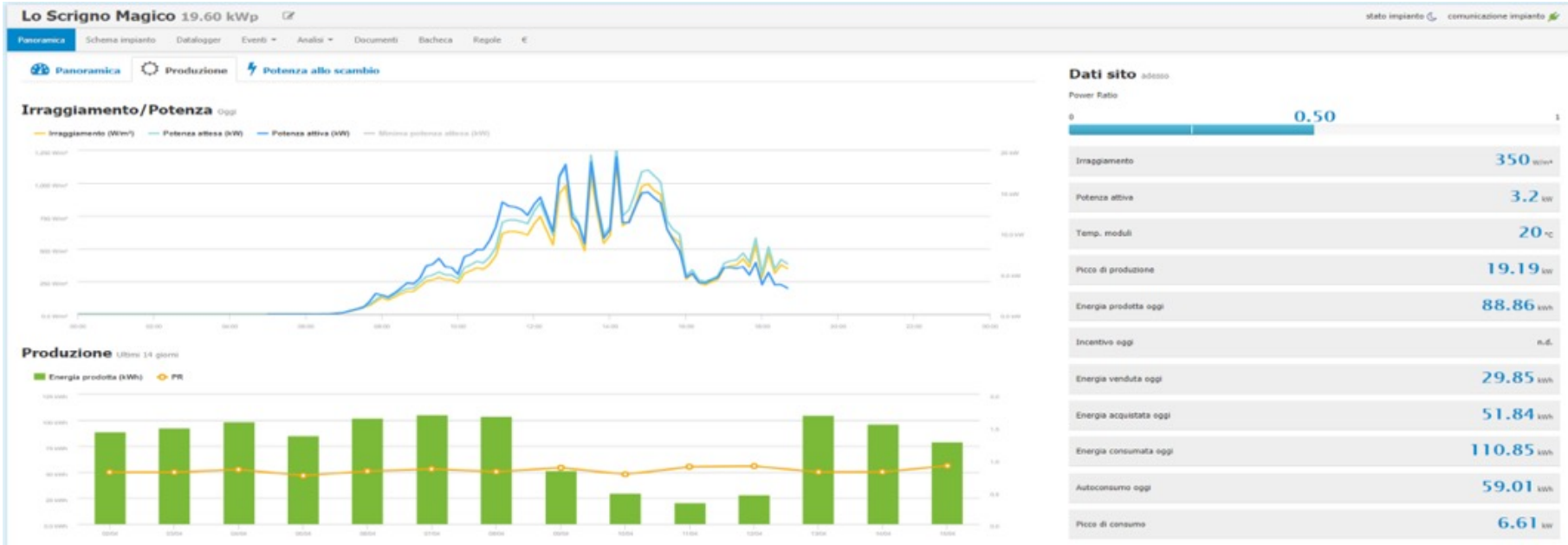
Dispositivo in grado di acquisire e analizzare i dati ambientali e di produzione energetica per ricavare indicatori di performance e comprenderne lo stato di funzionamento.

Sistema di Monitoraggio

Software di supervisione e controllo dati

Il Sistema di Monitoraggio è il **sistema nervoso** dell'impianto, che permette di conoscerne in *tempo reale* lo stato di salute o l'insorgenza di un'anomalia di funzionamento.

Il Sistema, pur fornendo allarmi, deve essere presidiato con *check* costanti da un operatore in grado di valutarne il funzionamento.

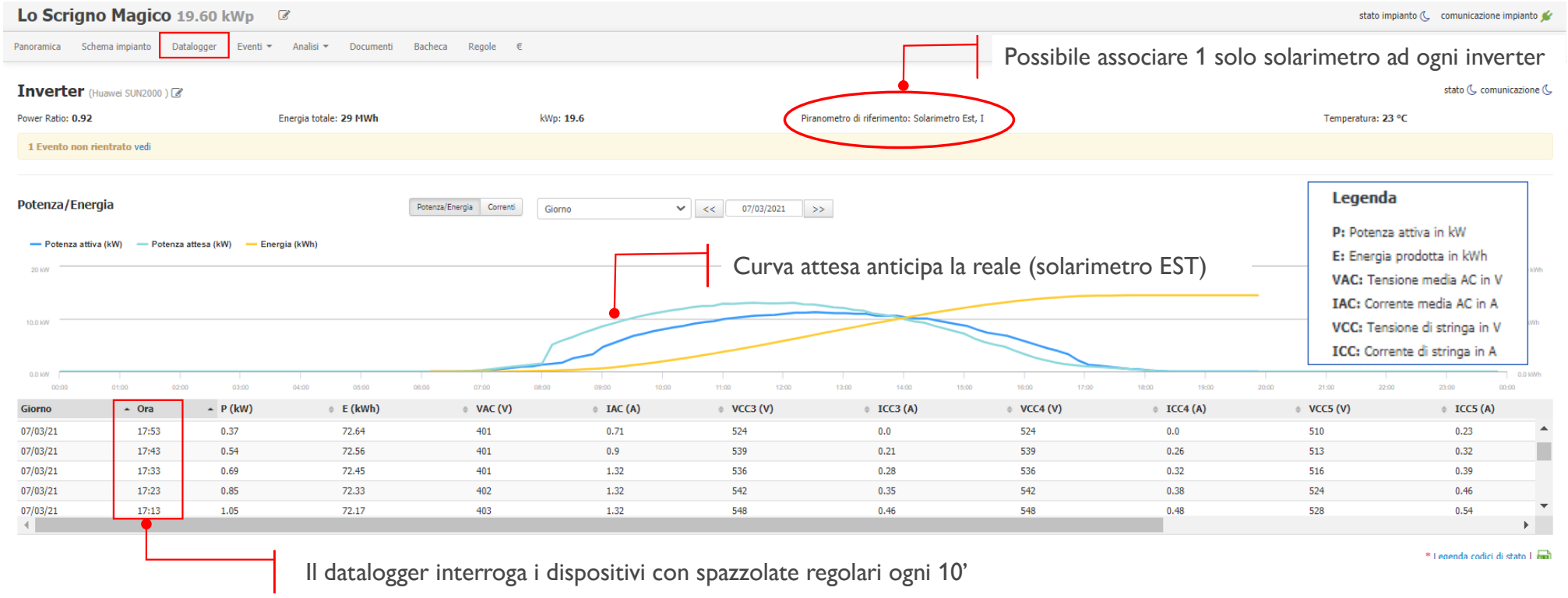


Cruscotto del sistema di monitoraggio Ermes Monitor - Panoramica

Monitoraggio

Diagnostica di malfunzionamento e guasti da remoto

Il sistema è in grado di verificare costantemente i **parametri elettrici** per singola stringa, segnalando prontamente eventuali deviazioni significative rispetto alle attese e ai valori medi del resto dell'impianto.



Esempio di visualizzazione parametri monitorati per l'inverter

Monitoraggio

Tipologie di eventi rilevabili da remoto

La piattaforma *web* di controllo è configurata per segnalare condizioni di malfunzionamento dell'impianto o avvertire di situazioni anomale (*alert*).

Il Sistema rileva lo stato dei singoli *devices* e incrocia queste info per calcolare gli indici di prestazione.

Le condizioni rilevabili da remoto sono diverse e possono generare **2 tipi di eventi**:

1) **Avvertenze** → evento anomalo che, in prima analisi, non inficia sulla operatività/produzione del sistema (parametri elettrici fuori range, perdita connessione *datalogger*);
2) **Guasti/Errori** → evento che pregiudica il corretto funzionamento (assenza di tensione di rete all'inverter, bassa resistenza isolamento, fermo macchina ecc.).

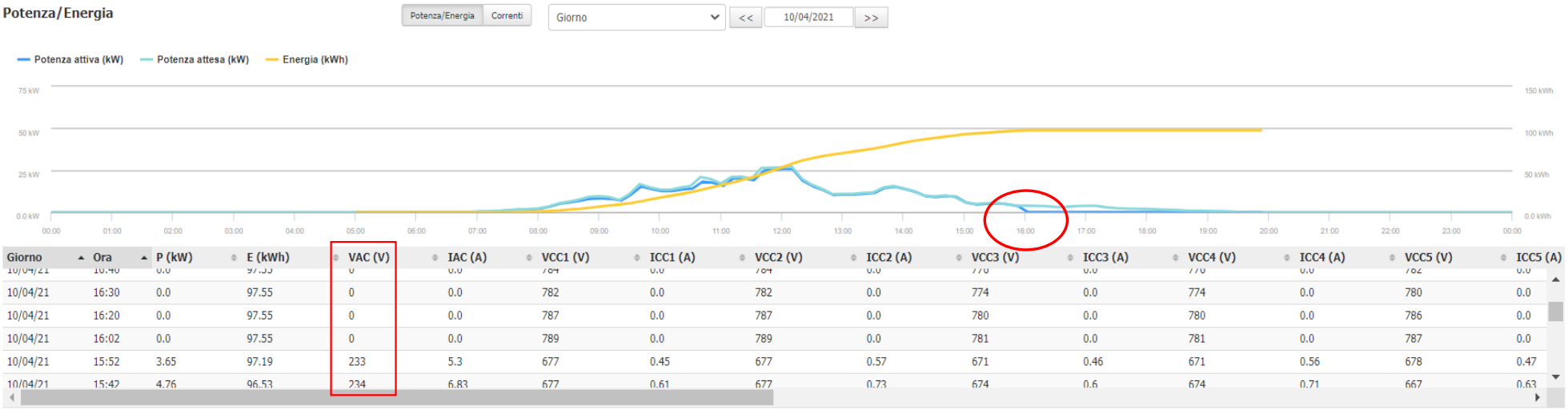
Gli *ALERT* da remoto vanno sempre interpretati da un operatore che conosce le specificità dell'impianto monitorato

Monitoraggio

Esempio di diagnostica

L'apertura di un interruttore è normalmente indice di un guasto. Nel fotovoltaico può non essere così. Per esempio, può aprirsi l'interruttore differenziale per una corrente di dispersione dovuta ad alta umidità nella rete elettrica a cui l'impianto è collegato, risultando un falso guasto.

→ la condizione di scatto delle protezioni è rilevabile verificando sul sistema l'assenza di tensione lato AC.



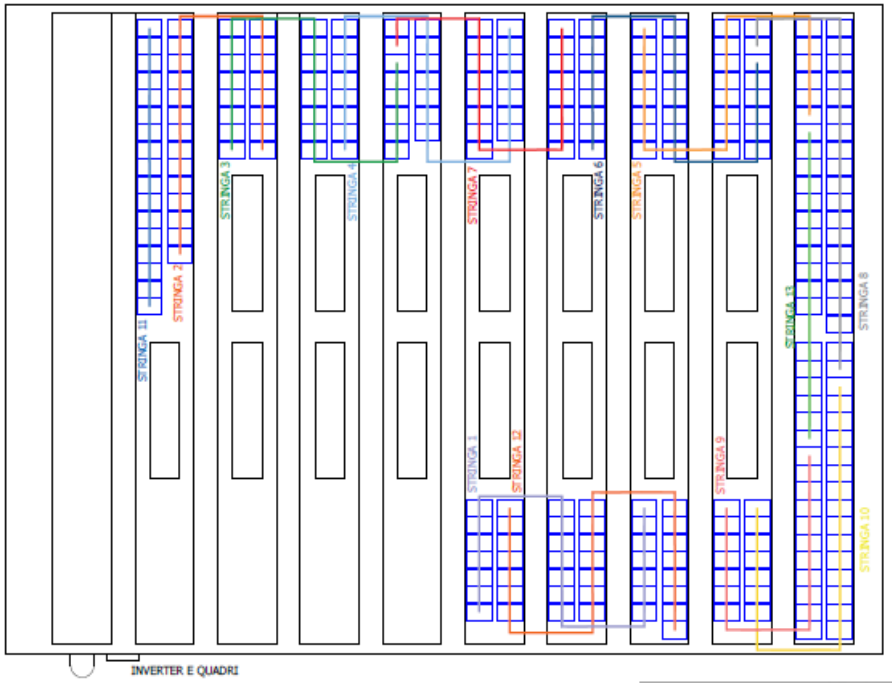
Giorno	Ora	P (kW)	E (kWh)	VAC (V)	IAC (A)	VCC1 (V)	ICC1 (A)	VCC2 (V)	ICC2 (A)	VCC3 (V)	ICC3 (A)	VCC4 (V)	ICC4 (A)	VCC5 (V)	ICC5 (A)
10/04/21	16:30	0.0	97.55	0	0.0	782	0.0	782	0.0	774	0.0	774	0.0	780	0.0
10/04/21	16:20	0.0	97.55	0	0.0	787	0.0	787	0.0	780	0.0	780	0.0	786	0.0
10/04/21	16:02	0.0	97.55	0	0.0	789	0.0	789	0.0	781	0.0	781	0.0	787	0.0
10/04/21	15:52	3.65	97.19	233	5.3	677	0.45	677	0.57	671	0.46	671	0.56	678	0.47
10/04/21	15:42	4.76	96.53	234	6.83	677	0.61	677	0.73	674	0.6	674	0.71	667	0.63

Esempio di diagnostica da remoto – Inverter con produzione pari a 0

Monitoraggio

Falsi allarmi: un esempio

Se alcune stringhe di un impianto registrano un valore di corrente prodotta inferiore rispetto ad altre simili, è un possibile malfunzionamento. Ma se l'operatore conosce che su quell'impianto quelle stringhe hanno un'esposizione diversa o sono soggette ad un parziale ombreggiamento che non si verifica sulle altre, allora deve premurarsi di capire se il fenomeno ha la portata attesa (non-*alert*) o è un vero malfunzionamento (*alert*)



CONFIGURAZIONE STRINGHE E INVERTER

Inverter	MPPT	ID Stringa	Moduli	kWp	Azimut
1	1	2	22	6,6	-99°
		4	22	6,6	-99°
	2	6	22	6,6	-99°
		12	22	6,6	-99°
	3	8	22	6,6	-99°
		10	22	6,6	-99°
	4	3	22	6,6	81°
		5	22	6,6	81°
	5	1	21	6,3	81°
	6	11	17	5,1	81°
		13	17	5,1	81°
2	1	7	18	5,4	81°
	2	9	18	5,4	81°

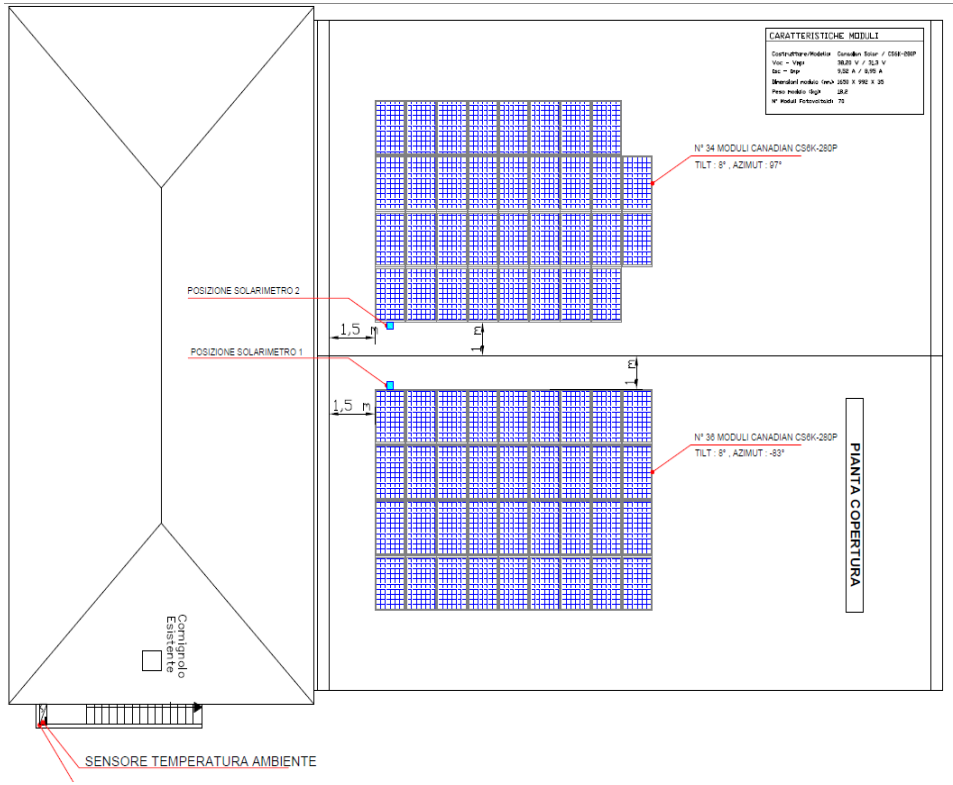


Inverter 1: Bassa performance stringhe

Dispositivo: **Inverter 1 (Huawei SUN2000 60-KTL M0)**
Creato il: **13/04/2021 16:52**
Rientrato il: **n.d.**

Una o più stringhe hanno generato una corrente inferiore di una certa percentuale rispetto alla media delle correnti.
Correnti delle stringhe rilevate: [2.12, 2.27, 2.2, 2.32, 2.14, 2.23, 6.76, 6.9, 0.0, 6.86, 6.66, 6.97]
Stringhe con correnti anomale: [1, 2, 3, 4, 5, 6]
Massimo scostamento: 0.3
Media delle correnti rilevate: 4.31 A
Soglia minima delle correnti: 1.0 A (questo evento viene registrato solo quando la media delle correnti è superiore a questo valore)
Irraggiamento al momento della registrazione di questo evento: 220.0 W/mq (questo evento viene registrato solo in presenza di irraggiamento > 100.0 W/mq)

Report di Esercizio



Layout impianto FV

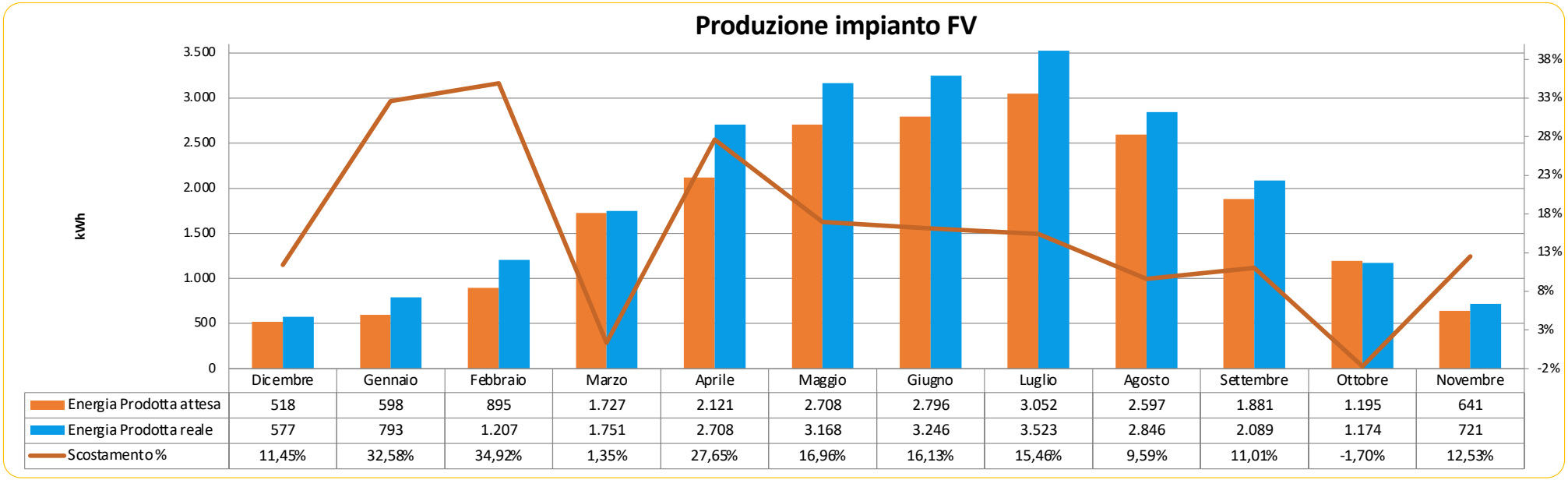
SCHEDA IMPIANTO	
NOME IMPIANTO	Pippo
LUOGO INSTALLAZIONE	Via ……..
DATA ALLACCIO IMPIANTO	19/11/2019
POTENZA IMPIANTO	19,6 kWp di cui: 9,52 kWp orientati a OVEST e 10,08 kWp orientati a EST
NUMERO E TIPOLOGIA MODULI	70 moduli Canadian Solar CS6K 280P
NUMERO E TIPOLOGIA INVERTER	N° 1 inverter trifase Huawei SUN2000-20KTL

Report di Esercizio

Passo 1: *Definizione della **BASELINE** di riferimento (producibilità attesa al 1° anno)*

Simulazione con software PVSyst / PVGIS e definizione garanzia produzione annua, ridotta del:

- 1,5-2,5% (a seconda del modulo) al 1° anno per considerare l'**Effetto LID** (prima esposizione)
- 0,8% a partire dal 2° anno per considerare il naturale decadimento delle prestazioni dei moduli

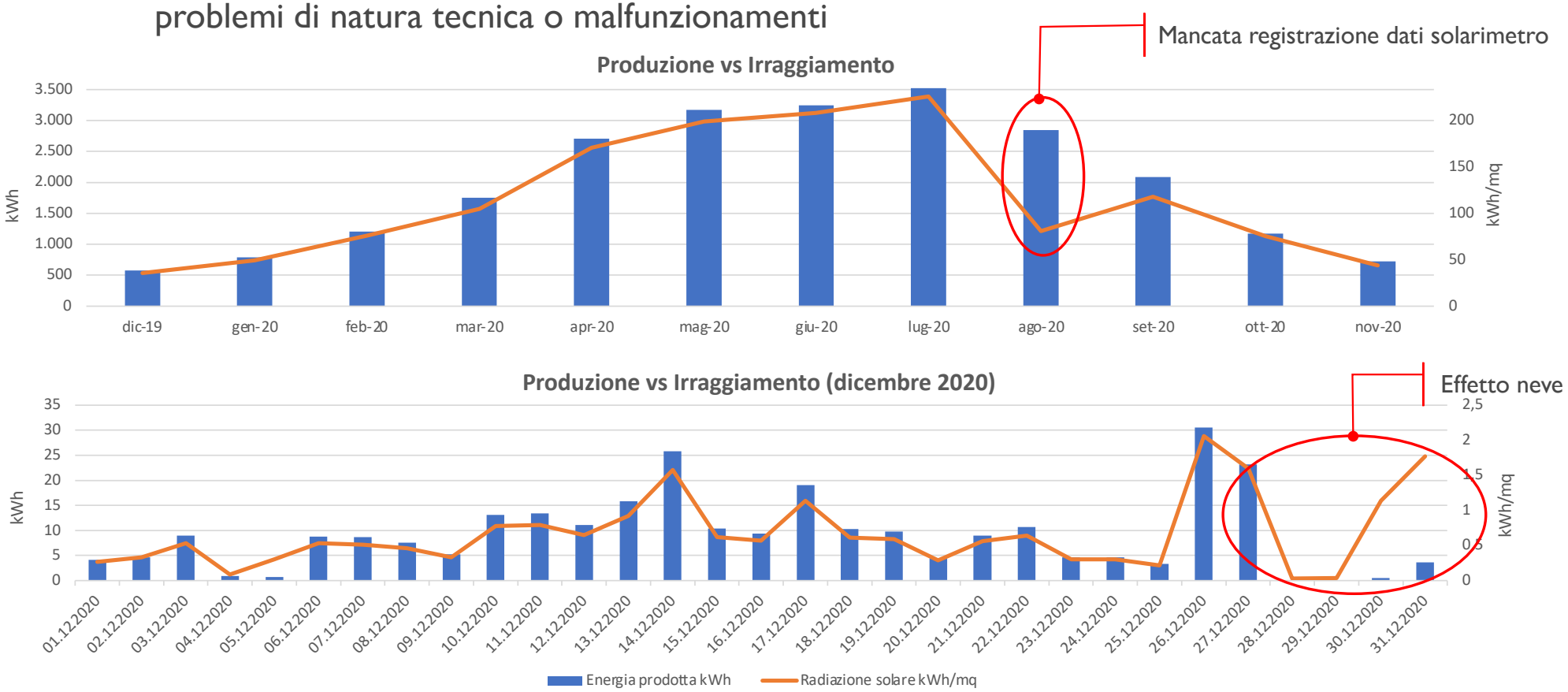


	Dicembre	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre
Energia Prodotta attesa	518	598	895	1.727	2.121	2.708	2.796	3.052	2.597	1.881	1.195	641
Energia Prodotta reale	577	793	1.207	1.751	2.708	3.168	3.246	3.523	2.846	2.089	1.174	721
Scostamento %	11,45%	32,58%	34,92%	1,35%	27,65%	16,96%	16,13%	15,46%	9,59%	11,01%	-1,70%	12,53%

Andamento produzione 1° anno operatività e scostamento rispetto alle attese

Report di Esercizio

Passo 2: Confronto dati di produzione a consuntivo vs irraggiamento per verificare che non ci siano problemi di natura tecnica o malfunzionamenti



Confronto produzione – radiazione solare

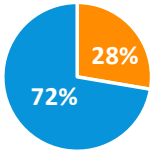
Report di Esercizio

Passo 3: Si definiscono dunque i **benefici energetici e ambientali** dell'impianto

MESE	Risparmio Acquisto Energia (*)	Valore economico energia immessa (SSP) (**)
dic-19	€ 125	€ ...
gen-20	€ 120	€ -
feb-20	€ 130	€ -
mar-20	€ 145	€ -
apr-20	€ 150	€ -
mag-20	€ 150	€ .....
giu-20	€ 155	€ .....
lug-20	€ 160	€ -
ago-20	€ 170	€ -
set-20	€ 150	€ -
ott-20	€ 145	€ -
nov-20	€ 130	€ ....
Totale	**€ .....**	**€ ....**

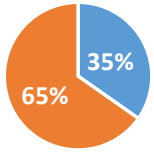
- ✓ 2.852 kWh risparmiati
- ✓ 1.500 € di risparmio sulla bolletta
- ✓ 360 € di ricavi da Scambio Sul Posto

- ✓ 3,2 t di CO_2 evitata equivalenti a 40 alberi salvati



Tasso di autoconsumo:

- **72% energia autoconsumata**
- **28% energia immessa in rete**



Tasso di autosufficienza:

- **35% energia autoconsumata**
- **65% energia prelevata dalla rete**

(*) Costo energia considerato pari a 0,109 €/kWh, come inserito all'interno del Business Plan;
(**) Il contributo in SSP è stato stimato utilizzando la formula riportata all'interno delle Regole Tecniche GSE per lo Scambio Sul Posto (Ed. n. 4 di Maggio 2019).
Il GSE provvede ad emettere due acconti semestrali, con successivo conguaglio entro il 30/06 dell'anno successivo.

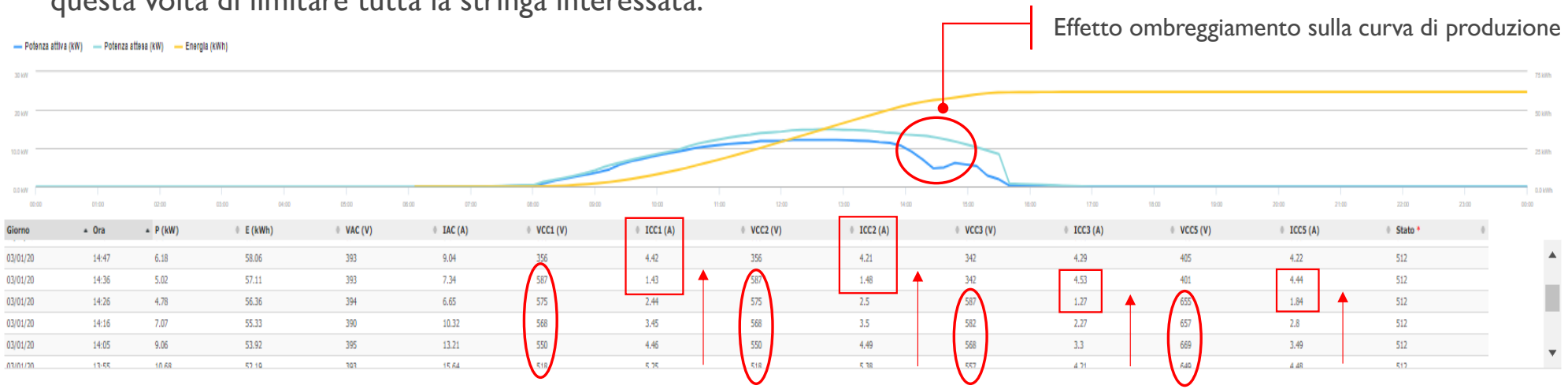
PERDITE CARATTERISTICHE DI PRESTAZIONE

Perdite dovute all'ombreggiamento

La presenza di ombre parziali sui moduli FV induce una **perdita di produzione più che proporzionale all'ombreggiamento.**

→ in una stringa di moduli, quello ombreggiato produce una **corrente** inferiore a quella potenziale degli altri moduli non ombreggiati: l'effetto elettronico globale è che limita le correnti di tutti gli altri moduli riducendo la produzione potenziale. In sostanza, l'ombreggiamento di 1 modulo limita tutta la stringa di moduli.

→ in caso di 2 stringhe in parallelo, la **tensione** della stringa ombreggiata (più bassa) limita l'altra: l'effetto è anche questa volta di limitare tutta la stringa interessata.



Giorno	Ora	P (kW)	E (kWh)	VAC (V)	IAC (A)	VCC1 (V)	ICC1 (A)	VCC2 (V)	ICC2 (A)	VCC3 (V)	ICC3 (A)	VCC5 (V)	ICC5 (A)	Stato
03/01/20	14:47	6.18	58.06	393	9.04	356	4.42	356	4.21	342	4.29	405	4.22	512
03/01/20	14:36	5.02	57.11	393	7.34	587	1.43	587	1.48	342	4.53	401	4.44	512
03/01/20	14:26	4.78	56.36	394	6.65	575	2.44	575	2.5	587	1.27	656	1.84	512
03/01/20	14:16	7.07	55.33	390	10.32	568	3.45	568	3.5	582	2.27	657	2.8	512
03/01/20	14:05	9.06	53.92	395	13.21	550	4.46	550	4.49	568	3.3	669	3.49	512

Esempio variazione parametri elettrici a causa di ombreggiamento progressivo delle celle dei moduli

PERDITE CARATTERISTICHE DI PRESTAZIONE

Perdite per effetto della temperatura

All'aumentare della temperatura di cella, i moduli FV riducono le loro prestazioni in quanto diminuisce la tensione prodotta.

→ Questo effetto è più accentuato in **impianti su copertura**, in quanto il retro modulo è poco aerato non beneficiando della ventilazione naturale impedita dalla poca distanza dalla superfice della copertura.

$$\eta = \eta_{std} * \{1 - \gamma (T_c - T_{c,std})\}$$

Fattore decadimento potenza (Mono/Policristallini): -0,4%/°C → possibile perdita 10% passando da 25° a 50°C di T_{modulo}

Nelle giornate estive soleggiate la temperatura del modulo in copertura raggiunge i 65-70°C.

PERDITE CARATTERISTICHE DI PRESTAZIONE

Perdite per sporcamento della superfice dei moduli

I siti con bassa piovosità e/o luoghi con forte presenza di polveri o smog sono più soggetti a sporcamento.





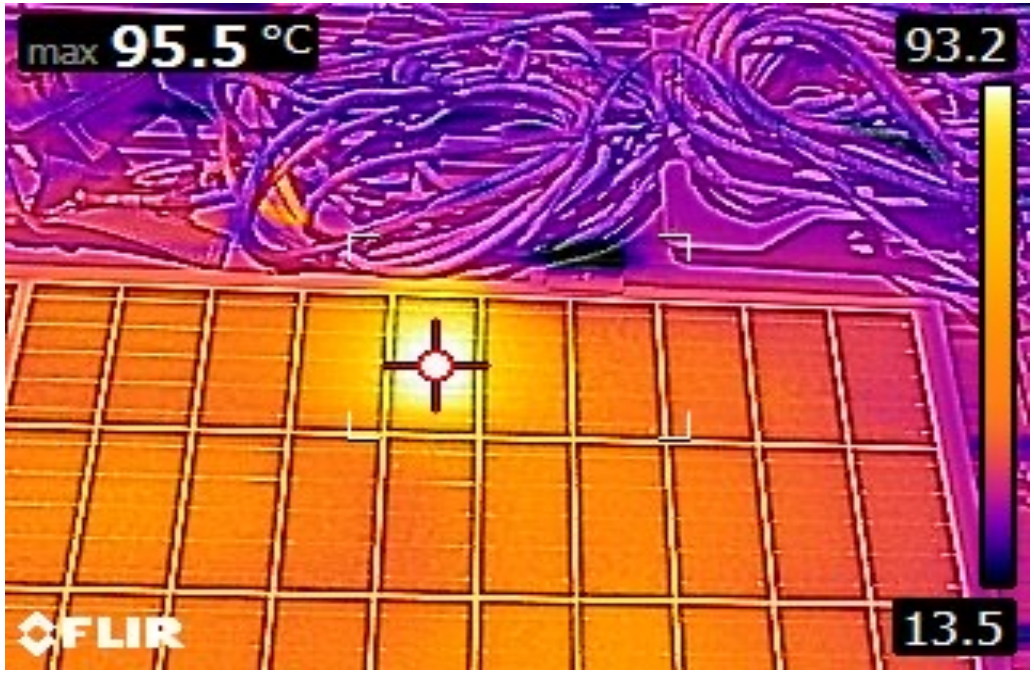

L'effetto di dilavamento naturale con la pioggia è significativo per inclinazioni del modulo > 10°: se esposti ad inclinazioni inferiori, rimarrà sempre nella parte più bassa dei moduli un residuo di grasso/polvere che, col tempo, si inspessisce. In genere, per esposizione > 10° l'effetto è una perdita di produzione tra il 2-3%.

E' consigliabile effettuare comunque un lavaggio prima dell'inizio della stagione primaverile/estiva; un secondo lavaggio prima dell'inverno se, analizzando i dati di produzione, si riscontra un decadimento delle prestazioni rispetto alle attese.

PERDITE CARATTERISTICHE DI PRESTAZIONE

Un'indagine opzionale sulle prestazioni: termografia

L'analisi termografica può permettere rapidamente di rilevare eventuali danneggiamenti celle che risultano non più attive all'erogazione di potenza e con essa tutte le altre celle collegate.



→ Una cella danneggiata tende a surriscaldarsi (colorazione bianca) e fare intervenire le protezioni elettroniche contenute nel modulo che riducono la tensione erogata.

MANUTENZIONE

L'importanza della manutenzione

Due sono le tipologie di manutenzione sugli impianti:

a) **Manutenzione ordinaria**: manutenzione cadenzata NON motivata da guasti o malfunzionamenti, finalizzata a preservare le prestazioni ottimali dell'impianto. Un'evoluzione della manutenzione ordinaria è quella **predittiva** con interventi volti a prevenire malfunzionamenti, facendo ricorso a IoT;

b) **Manutenzione straordinaria**: interventi di manutenzione a seguito di un guasto o malfunzionamento che comporta riduzioni della prestazione dell'impianto.

La **supervisione** degli impianti deve essere accompagnata da un **piano di manutenzione ordinaria**, volto al controllo in sito dei principali componenti.

Nel caso di impianti FV di piccole dimensioni, spesso i proprietari ignorano l'importanza di avere un sistema di monitoraggio, nonché di effettuare verifiche periodiche, gestendo interventi solo in caso di guasto.

→ Si consiglia di effettuare un'ispezione **annuale** per impianti allacciati in BT (Pn < 100 kWp);

Per impianti di taglia < 20 kWp si consiglia il lavaggio solo in caso di *under performance*.

MANUTENZIONE

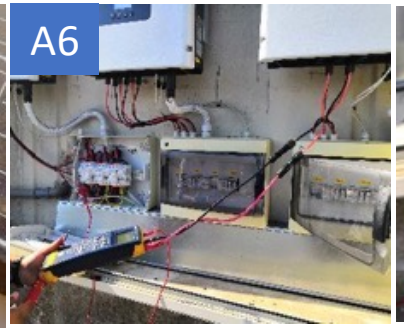
Piano di manutenzione ordinaria per impianti connessi in bt

	Attività	Cadenza		
		R	SM	A
A	**Generatore fotovoltaico**			
A1	Ispezione visiva di integrità dei moduli fotovoltaici (vetro e cornice)			**X**
A2	Rimozione di eventuali elementi oscuranti macroscopici (guano, foglie, etc..)			**X**
A3	Ispezione visiva dell'integrità delle strutture di supporto			**X**
A4	Verifica a campione serraggio morsetti			**X**
A5	Pulizia della superficie dei moduli fotovoltaici (lavaggio pannelli)			**X**
A6	Controllo parametri elettrici (tensioni, correnti, potenza, energia)	**X**		**(*)**











MANUTENZIONE

Piano di manutenzione ordinaria per impianti connessi in bt

	Attività	Cadenza		
		R	SM	A
B	**Quadri di parallelo stringhe (se presenti)**			
B1	Ispezione visiva stato interno ed esterno quadro e pulizia			**X**
B2	Verifica serraggio morsettiere			**X**
B3	Verifica integrità scaricatori DC			**X**



B1



B3



MANUTENZIONE

Piano di manutenzione ordinaria per impianti connessi in bt

	Attività	Cadenza		
		R	SM	A
C	**Quadro misura Agenzia delle Dogane**			
C1	Ispezione visiva stato interno ed esterno quadro e pulizia			**X**
C2	Verifica serraggio morsettiere			**X**







MANUTENZIONE

Piano di manutenzione ordinaria per impianti connessi in bt

Attività		Cadenza		
		R	SM	A
D	**Quadro generale bt**			
D1	Ispezione visiva stato interno ed esterno quadro e pulizia			**X**
D2	Verifica serraggio morsettiere			**X**
D3	Verifica azionamento dispositivi elettromeccanici di protezione (SPI)			**X**
D4	Verifica azionamenti dispositivo di sgancio V.V.F. (se presente)			**X**
D5	Controllo integrità scaricatori AC			**X**







MANUTENZIONE

Piano di manutenzione ordinaria per impianti connessi in bt

Attività		Cadenza		
		R	SM	A
E	**Inverter**			
E1	Ispezione visiva stato interno ed esterno quadro e pulizia			**X**
E2	Verifica display stato della macchina e storico degli allarmi			**X**
E3	Interventi secondo il "Manuale di manutenzione" del Costruttore	**Sec. scadenziario**		







MANUTENZIONE

Piano di manutenzione ordinaria per impianti connessi in bt

	Attività	Cadenza		
		R	SM	A
F	**Sistema di monitoraggio in campo**			
F1	Ispezione visiva stato interno ed esterno quadro e pulizia			**X**
F2	Controllo efficienza sensori della centralina meteo			**X**





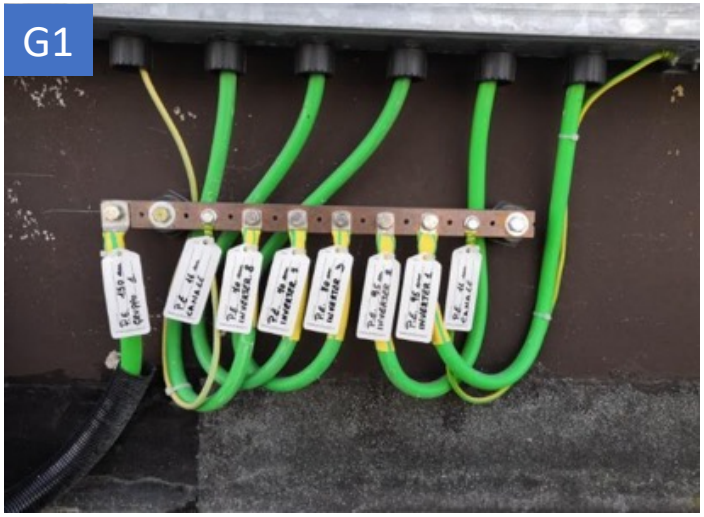


MANUTENZIONE

Piano di manutenzione ordinaria per impianti connessi in bt

Attività		Cadenza		
		R	SM	A
G	**Sistema di Terra**			
G1	Verifica di continuità conduttori di protezione ed equipotenziali			**X**

G1



MANUTENZIONE

Piano di manutenzione ordinaria per impianti connessi in bt

Attività		Cadenza		
		R	SM	A
H	**Reporting**			
H1	Report Attività Manutenzione Ordinaria			**annuale**
H2	Report Attività Manutenzione Straordinaria			**all'intervento**
H3	Report Performance Impianto			**semestrale**


RAPPORTO INTERVENTO TECNICO MANUTENZIONE ORDINARIA IMP. FV

H1



H3

MANUTENZIONE

Esempi problematiche ricorrenti impianti su tetto

- Deposito sporco su fascia inferiore dei moduli se inclinazione < 10° (totale integrazione);
- Tendenza a maggiore sporcamente in zone industriali, vicinanza ad autostrade e ubicazione su siti di lavorazione materiali che tendono a creare polveri che si depositano in copertura;
- Temperature più alte d'estate sul backsheet se moduli complanari alle coperture, che si traduce in una minor resa energetica (mancata convezione del vento come per impianti a terra);
- Difficoltà nell'effettuare attività di sostituzione di inverter installati in copertura;
- Necessità di dotarsi di mezzi sollevatori per trasportare materiali in copertura (moduli FV, cavi, ecc..);
- Dislocazione di sezioni di impianto su più edifici distanti anche centinaia di metri tra loro;
- Perdita di comunicazione di solarimetri per sfilamento cavi RS-485;

MANUTENZIONE

Esempi problematiche ricorrenti impianti su tetto

- Presenza di ombreggiamenti connessi a parapetti esistenti (per quanto si vogliano limitare, un minimo di ombreggiamento nella stagione invernale avviene);
- Necessità di predisporre interventi di messa in sicurezza per garantire agli operatori di effettuare in sicurezza attività di manutenzione (parapetti provvisori, catene e paletti per interdire l'accesso di alcune aree, segnalazione di lucernari trasparenti, installazione di golfari e linee vita, cartelli monitori, ecc…);
- Difficoltà nel reperire moduli con stesse potenze unitarie di quelle inizialmente montate, se non si ha un magazzino dedicato (problema comune a tutti gli impianti FV).
- Mancata comunicazione del datalogger a causa di scarsa copertura di operatori telefonici in zone remote (es. Aziende Agricole)

MANUTENZIONE

Esempi problematiche ricorrenti impianti su tetto

- Sostituzione di pannelli guasti (a seguito di analisi termografica che rileva hot spot – predittiva – e di ispezioni in copertura a valle di rilevazione di parametri elettrici inferiori alle attese con il sistema di monitoraggio;
- Guasti su centraline Sistema di Protezione Interfaccia;
- Sostituzione di bobine di minima o di sgancio, che agiscono sugli interruttori

MANUTENZIONE

Esempio di gestione degli interventi a seguito di guasto

- Dalla centrale di controllo, l'operatore, dopo aver rilevato dal Sistema di monitoraggio un'**anomalia** dell'impianto:
  - verifica se l'*alert* sia ricorrente;
  - ipotizza una possibile causa in relazione alle peculiarità dell'impianto;
  - se possibile, con l'aiuto del Cliente, raccoglie informazioni aggiuntive.

- Una volta accertata la necessità di intervenire fisicamente sull'impianto, l'operatore **attiva tempestivamente il Manutentore**, condividendo con lui la possibile diagnostica e le modalità di intervento.
- Il manutentore viene **assistito da remoto** dall'operatore della centrale di controllo durante l'intervento.
- Una volta ripristinata la completa funzionalità dell'impianto, il **manutentore redige un rapporto di intervento.**
- L' operatore **trasmette al Cliente il report di intervento.**

Gli interventi di Manutenzione Straordinaria sono eseguiti a chiamata con i tempi di ripristino che sono legati alla **disponibilità del materiale in sostituzione**.

VERIFICHE PERIODICHE

Verifiche periodiche (non di esercizio) su impianti FV

VERIFICA		CADENZA	NORMA DI RIFERIMENTO	
VERIFICA DISPOSITIVI SPI (MT e BT)		5 ANNI	Delibera 786/2016/R/eel ARERA del 22 dicembre 2016	P ≥ 11,08 kWp
VERIFICA DISPOSITIVI SPG (SOLO MT)		5 ANNI	Delibera 07 aprile 2020 119/2020/R/eel ARERA	
VERIFICA IMPIANTO DI TERRA		5 ANNI (*)	D.P.R. 462/2001 e ss.mm.ii.	
VERIFICA CONTATORE PRODUZIONE		3 ANNI	Circolare Min. Finanze n. 28/D del 26/01/1998	P ≥ 20 kWp
LINEE VITA	**ISPEZIONE VISIVA SISTEMA DI ANCORAGGIO**	2 ANNI	UNI EN 11560:2014 p.to 9.2.3	
	VERIFICA STRUTTURALE DI SUPPORTI E ANCORAGGI	4 ANNI		
VERIFICA/SOSTITUZIONE SOLARIMETRO		4 ANNI	Cadenza calibratura indicata su Datasheet del produttore	

(*) 2 ANNI per locali a uso medico e ambienti a maggior rischio in caso di incendio

AGENDA

AGRIFOTOVOLTAICO

Fotovoltaico e aree agricole

Entro il 2030 sono necessari 41,4 GW di nuove installazioni fotovoltaiche.
La nuova potenza richiede circa 54 mila ettari di superficie, di questa il 30% potrebbe andare sui tetti.
Pertanto la superficie agricola necessaria è di meno di 38 mila ettari equivalente a:

Superficie agricola disponibile
> 16,6 mln di ettari



Superficie agricola utilizzata
> 12,4 mln di ettari





0,23% superficie agricola totale

0,90% superficie agricola persa totale

Superficie agricola non utilizzata/abbandonata
> 4,2 mln di ettari

Fonte:ISTAT

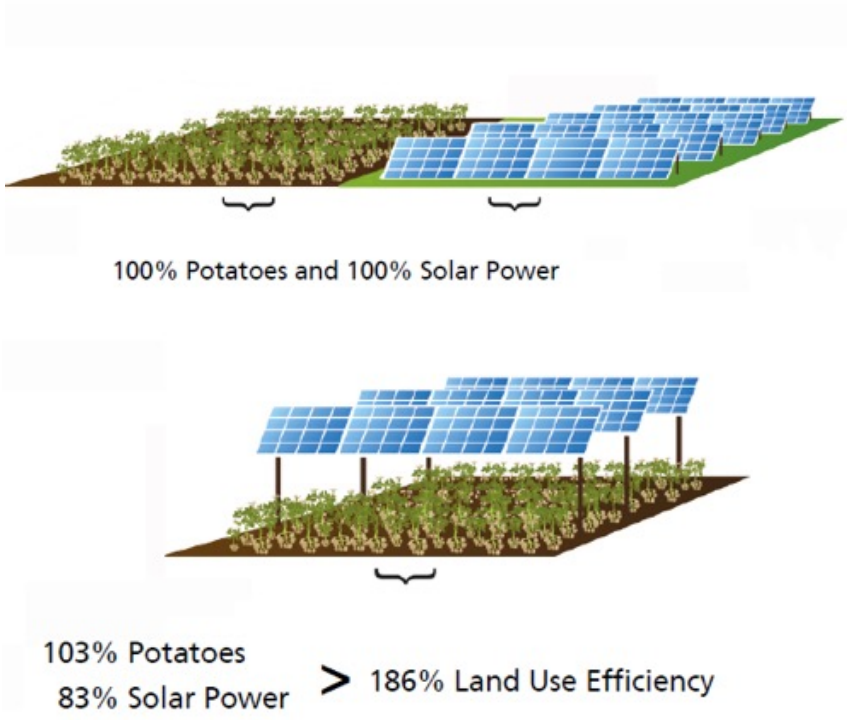
Benefici dell'Agro-Fotovoltaico

Risponde alla domanda:
I terreni agricoli dovrebbero essere utilizzati per produrre cibo oppure energia elettrica?

L'agro-fotovoltaico consente l'utilizzo simultaneo del terreno per l'agricoltura e per la produzione di energia elettrica da fotovoltaico

- **Rappresenta una soluzione efficiente per un utilizzo virtuoso del suolo.**
- **Rispetta l'utilizzo dei terreni agricoli.**
- **Supporta l'agricoltura grazie alla diversificazione delle fonti di reddito.**
- **Può creare valore addizionale nelle aree rurali.**

Benefici dell'Agro-Fotovoltaico (3/3)



Fonte: "Agrivoltaics opportunities for agriculture and the energy transition" - Fraunhofer ISE – Ottobre 2020

01 Consente un duplice uso del suolo (cfr immagine nel box sopra - studio Fraunhofer ISE)

02 Può aiutare a contrastare l'abbandono dei terreni agricoli. *Nel 2000-2017 ogni anno in EU sono andati perduti circa 80 mila ettari di terreno agricolo a causa dell'abbandono.*

03 Può fungere da stimolo per la elettrificazione e digitalizzazione delle aziende agricole

04 Può contribuire ad una corretta gestione del fabbisogno idrico del terreno

Fonte: SolarPower Europe – Agrisolar Best Practices Guidelines 2021

Esperienze dal mondo

Dal 2014 ad oggi sono stati sviluppati nel mondo circa 2.800 progetti di Agro-fotovoltaico per una potenza complessiva installata di 2,9 GW

extra-EU



CINA - 1.9 GWp installati

CINA - 700 MWp è l'impianto agro-FV più grande al mondo. Al confine con il Deserto di Gobi.



GIAPPONE – più di 1.800 impianti agro-FV installati



COREA DEL SUD – il governo ha in programma la realizzazione di 100 mila impianti Agro-PV nelle fattorie.

EU27



FRANCIA – Aste separate hanno luogo dal 2017



GERMANIA- A partire dai progetti di R&S sull'Agro-Fotovoltaico, è stato annunciato un programma per l'installazione di 200 GW al 2030.



EUROPA - Se venissero installati progetti di Agro-Fotovoltaico sull'1% della superficie agricola europea, si potrebbero installare oltre 900 GW di Agro-fotovoltaico.

DATI AGGIORNATI AL 2022

Che succede in Italia

Cosa prevede il PNRR

Investimento: 1,10 miliardi di €

***Obiettivo**: **installare a regime una capacità produttiva da impianti agro-voltaici di medie e grandi dimensioni di 1,04 GW**, che produrrebbe circa 1.300 GWh annui, con riduzione delle emissioni di gas serra stimabile in circa 0,8 milioni di tonnellate di CO_2. Si vuole rendere il settore agricolo più competitivo, riducendo i costi dell'approvvigionamento energetico, e migliorare le prestazioni climatiche-ambientali di tale settore che è responsabile del 10 % delle emissioni di gas serra in Europa.*

La misura di investimento nello specifico prevede:

i) ***l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte**, anche potenzialmente valorizzando i bacini idrici tramite soluzioni galleggianti;*

ii) ***il monitoraggio delle realizzazioni e della loro efficacia**, con la raccolta dei dati sia sugli impianti fotovoltaici sia su produzione e attività agricola sottostante, al fine di valutare il microclima, il risparmio idrico, il recupero della fertilità del suolo, la resilienza ai cambiamenti climatici e la produttività agricola per i diversi tipi di colture.*

Linee Guida su Agro-FV + DM AgriFV feb.2024

AGRO-FV: Vengono introdotti 5 REQUISITI non tutti necessari sempre

- A - **Il sistema è progettato e realizzato** in modo da adottare una **configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica** e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi

- B: **Il sistema agrivoltaico è esercito**, nel corso della vita tecnica, in **maniera da garantire la produzione sinergica** di energia elettrica e prodotti agricoli **e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale**

Linee Guida su Agro-FV + DM AgriFV feb.2024

AGRO-FV: Vengono introdotti 5 REQUISITI non tutti necessari sempre

- C: **L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra**, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli (2,1 m agri – 1,3 zoot.)

- D: **Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola** per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate

- E: **Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che**, oltre a rispettare il requisito D, **consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici**

Linee Guida su Agro-FV + DM AgriFV feb.2024

AGRO-FV: Requisito A

Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una **configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica** e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi

- la **superficie coltivabile sotto l'impianto almeno il 70%** di quella totale occupata

Linee Guida su Agro-FV + DM AgriFV feb.2024

AGRO-FV: Requisito B

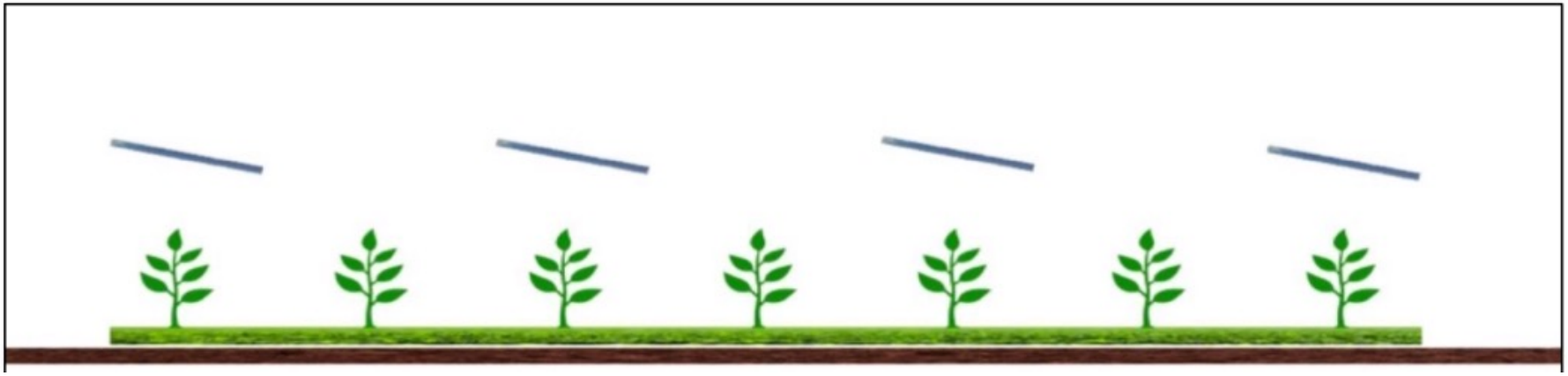
Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in **maniera da garantire la produzione sinergica** di energia elettrica e prodotti agricoli **e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale**

- la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento;
- la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa (almeno prestazioni pari al 60% di un FV standard)

Linee Guida su Agro-FV + DM AgriFV feb.2024

AGRO-FV: Requisito C – Moduli elevati da terra

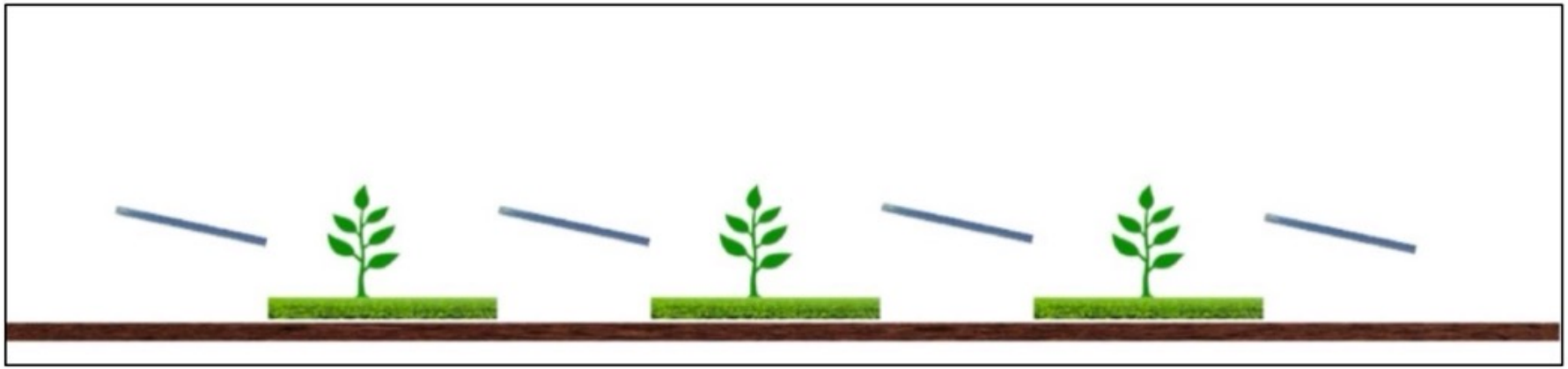
TIPO 1) l'altezza minima dei moduli è studiata in modo da consentire la continuità delle attività agricole (o zootecniche) anche sotto ai moduli fotovoltaici. I moduli fotovoltaici svolgono una funzione sinergica alla coltura, che si può esplicare nella prestazione di protezione della coltura (da eccessivo soleggiamento grandine, etc.) compiuta dai moduli fotovoltaici



Linee Guida su Agro-FV + DM AgriFV feb.2024

AGRO-FV: Requisito C – Moduli elevati da terra

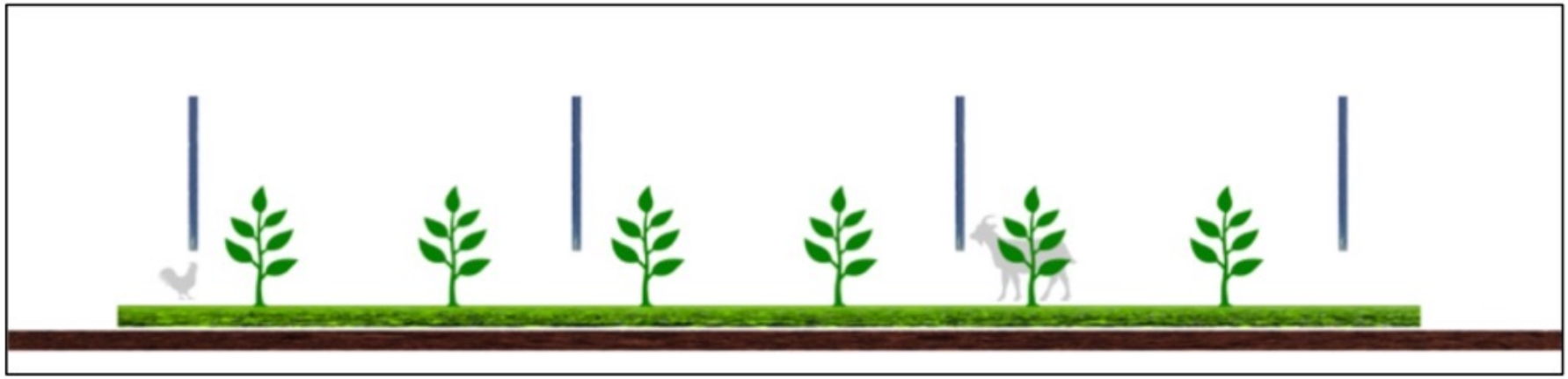
TIPO 2) l'altezza dei moduli da terra non è progettata in modo da consentire lo svolgimento delle attività agricole al di sotto dei moduli fotovoltaici. Si configura una condizione nella quale esiste un uso combinato del suolo, con un grado di integrazione tra l'impianto fotovoltaico e la coltura più basso rispetto al precedente (poiché i moduli fotovoltaici non svolgono alcuna funzione sinergica alla coltura)



Linee Guida su Agro-FV + DM AgriFV feb.2024

AGRO-FV: Requisito C – Moduli elevati da terra

TIPO 3) i moduli fotovoltaici sono disposti in posizione verticale. L'altezza minima dei moduli da terra non incide significativamente sulle possibilità di coltivazione (se non per l'ombreggiamento in determinate ore del giorno), ma può influenzare il grado di connessione dell'area, e cioè il possibile passaggio degli animali, con implicazioni sull'uso dell'area per attività legate alla zootecnia. Per contro, l'integrazione tra l'impianto agrivoltaico e la coltura si può esplicare nella protezione della coltura compiuta dai moduli fotovoltaici che operano come barriere frangivento



Linee Guida su Agro-FV + DM AgriFV feb.2024

AGRO-FV: Definizioni di Impianto Agro-FV

- **"AGRIVOLTAICO"** : rispetta i requisiti A e B e garantisce la continuità agricola

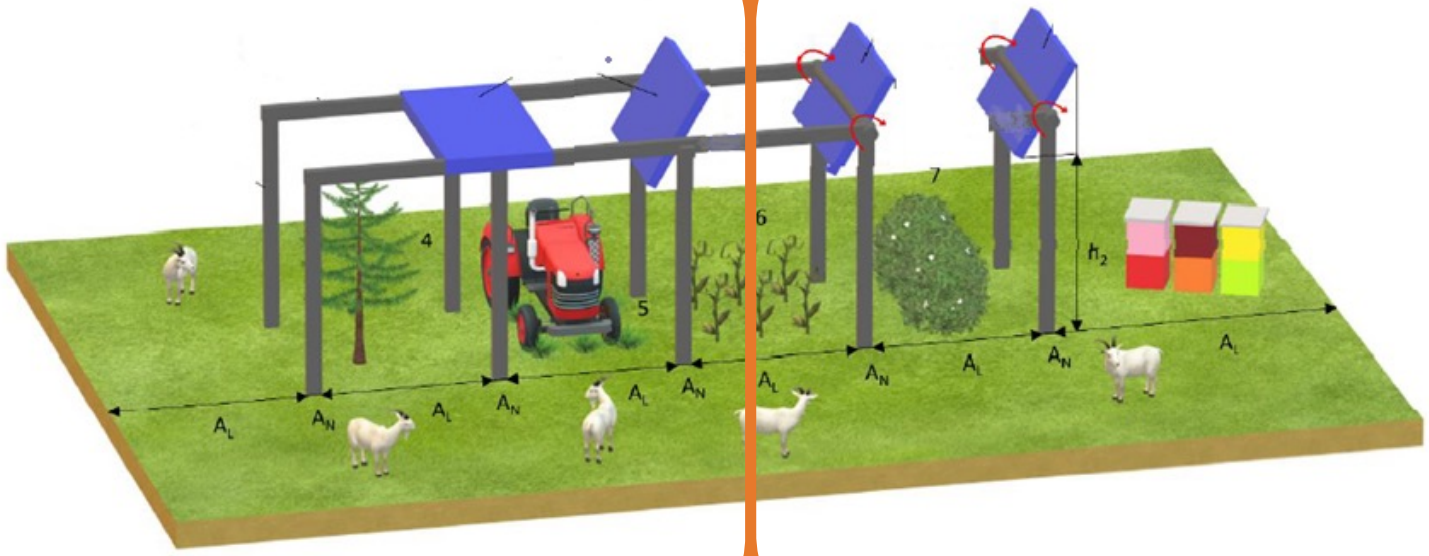
- **”IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO"**: rispetta i requisiti A,B,C e D: può accedere agli incentivi statali in conto energia (riconosciuti sulla produzione elettrica) ma non ai contributi del PNRR

- **”SISTEMA AGRIVOLTAICO per PNRR":** rispetta tutti i requisiti. Solo quest'ultimo accede ai contributi del PNRR

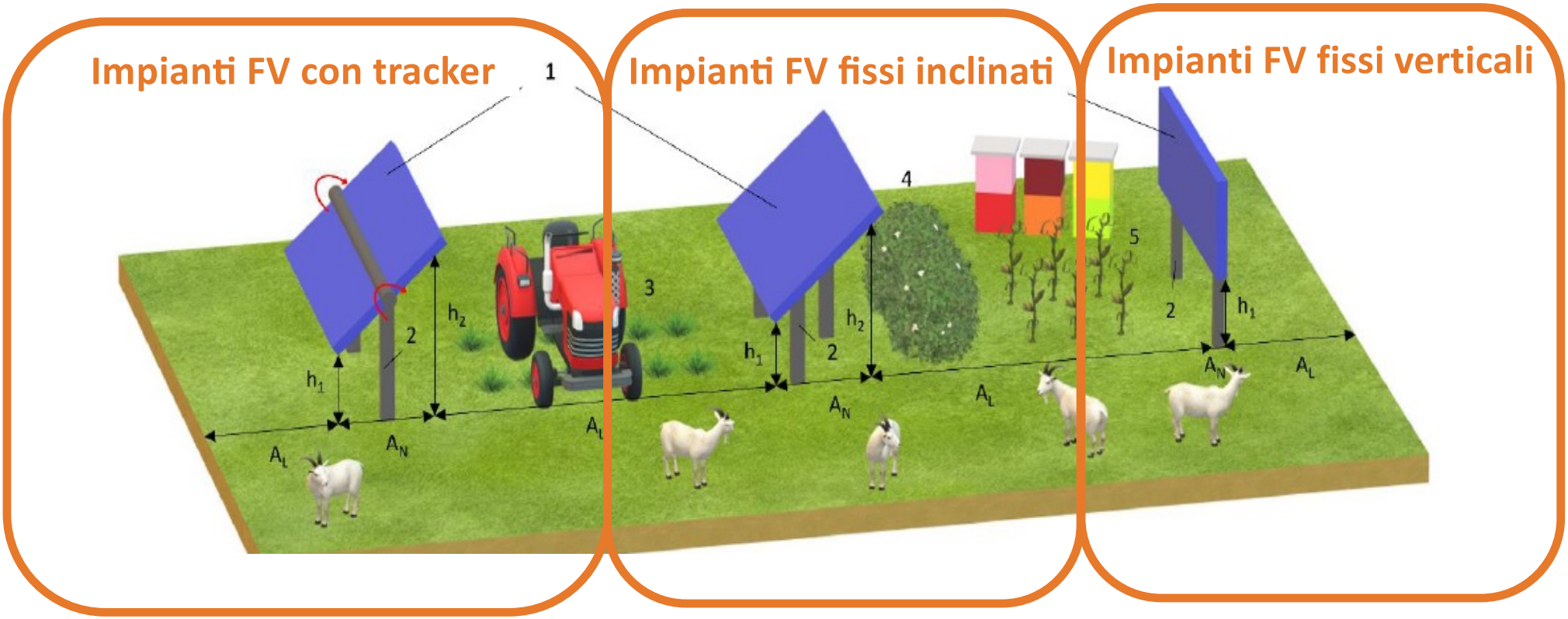
Linee Guida su Agro-FV + DM AgriFV feb.2024

Impianti FV fissi

Impianti FV con tracker



Linee Guida su Agro-FV + DM AgriFV feb.2024



Agro-FV

ESEMPI APPLICATIVI



Progetto tedesco sviluppato da Next2Sun sfruttando pannelli perpendicolari al terreno

Agro-FV

ESEMPI APPLICATIVI





Impianto giapponese abbinato alla apicoltura (prima modalità di sostegno)

Agro-FV

ESEMPI APPLICATIVI



Impianto realizzato da RemTec nel distretto cinese di Anhui

Agro-FV

ESEMPI APPLICATIVI



Impianto cinese abbinato all'itticoltura

Agro-FV

ESEMPI APPLICATIVI



Agro-FV

ESEMPI APPLICATIVI



Impianto abbinato al pascolo di ovini situato a Gatton, Australia

Agro-FV

ESEMPI APPLICATIVI



Impianto abbinato all'acquacoltura a Les Cedres, La Reunion



Les Cedres, visuale dall'alto

Agro-FV

ESEMPI APPLICATIVI



Impianto Bolton Bees, Minnesota

Agro-FV

ESEMPI APPLICATIVI





Impianto a Babberich, visuale in prospettiva

Agro-FV

ESEMPI APPLICATIVI



Impianto Piolenc

Agro-FV

ESEMPI APPLICATIVI



Impianto ad Heggelbach, Germania

Agro-FV

ESEMPI APPLICATIVI



Agro-FV

ESEMPI APPLICATIVI



Agro-FV

ESEMPI APPLICATIVI





Agro-FV





FERRE FOTOVOLTAICE

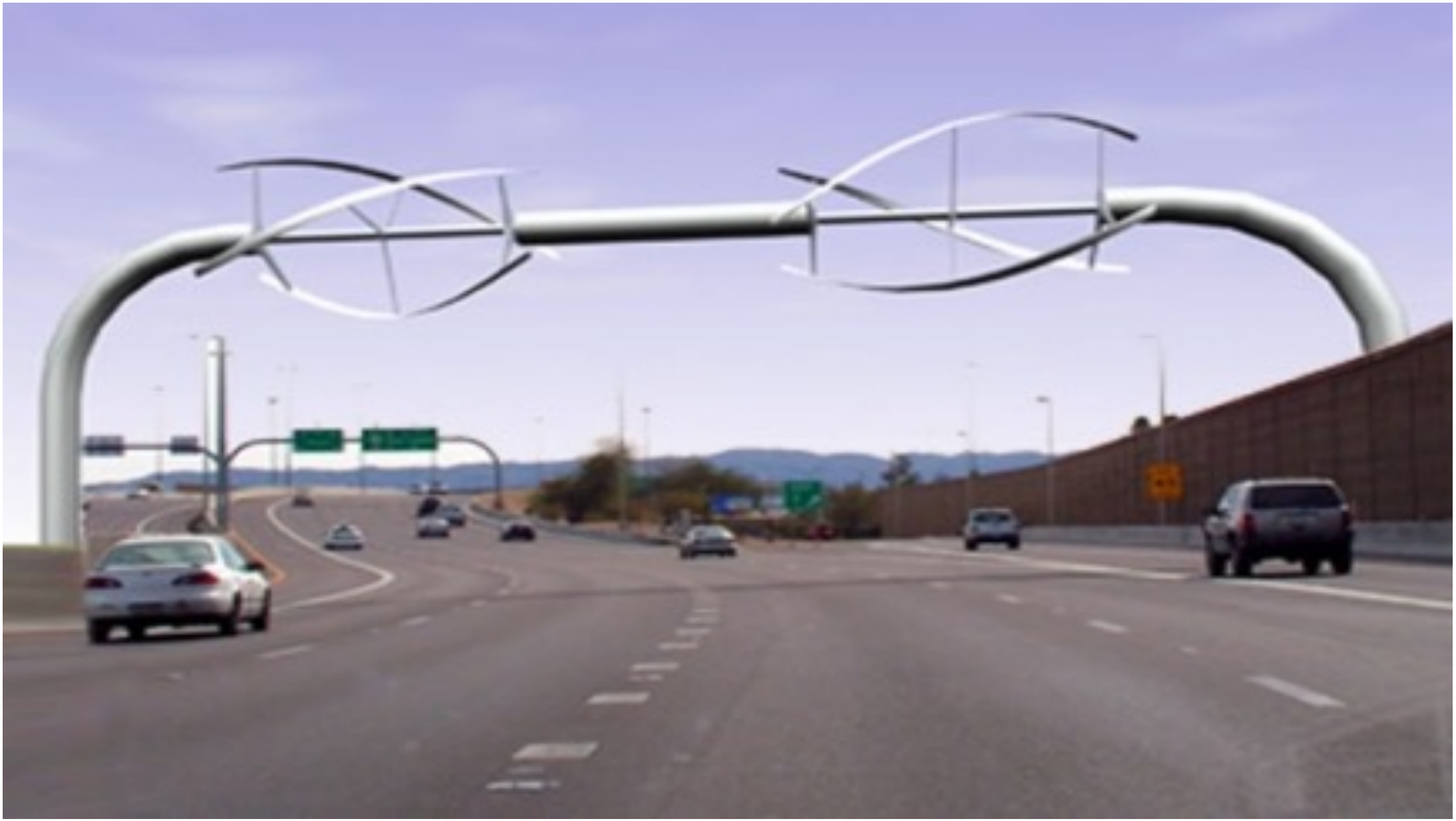
AGENDA

EOLICO



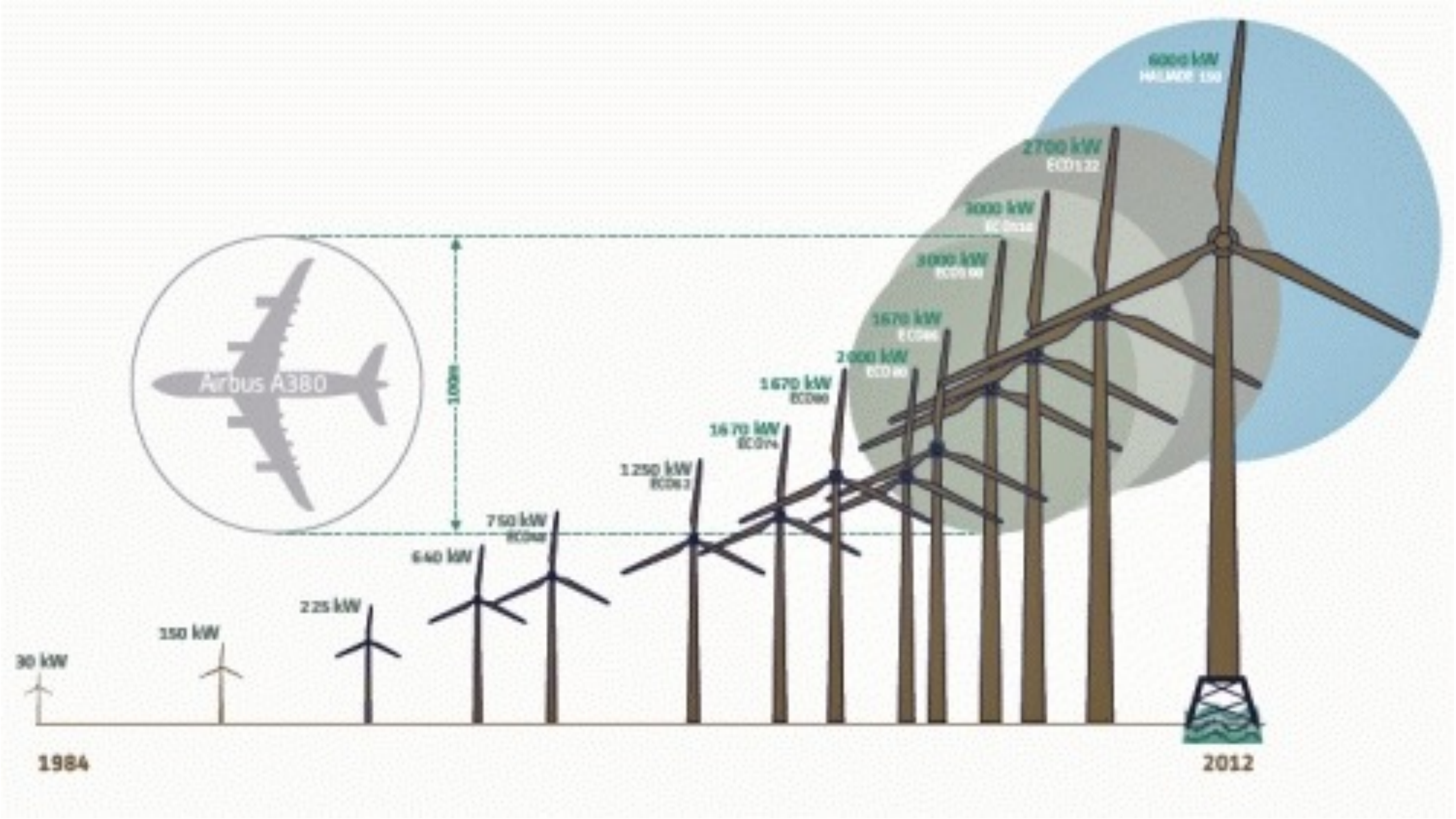











Airbus A380
100m
30 kW
150 kW
225 kW
640 kW
750 kW
1250 kW
1670 kW
2000 kW
3000 kW
6000 kW
1984
2012



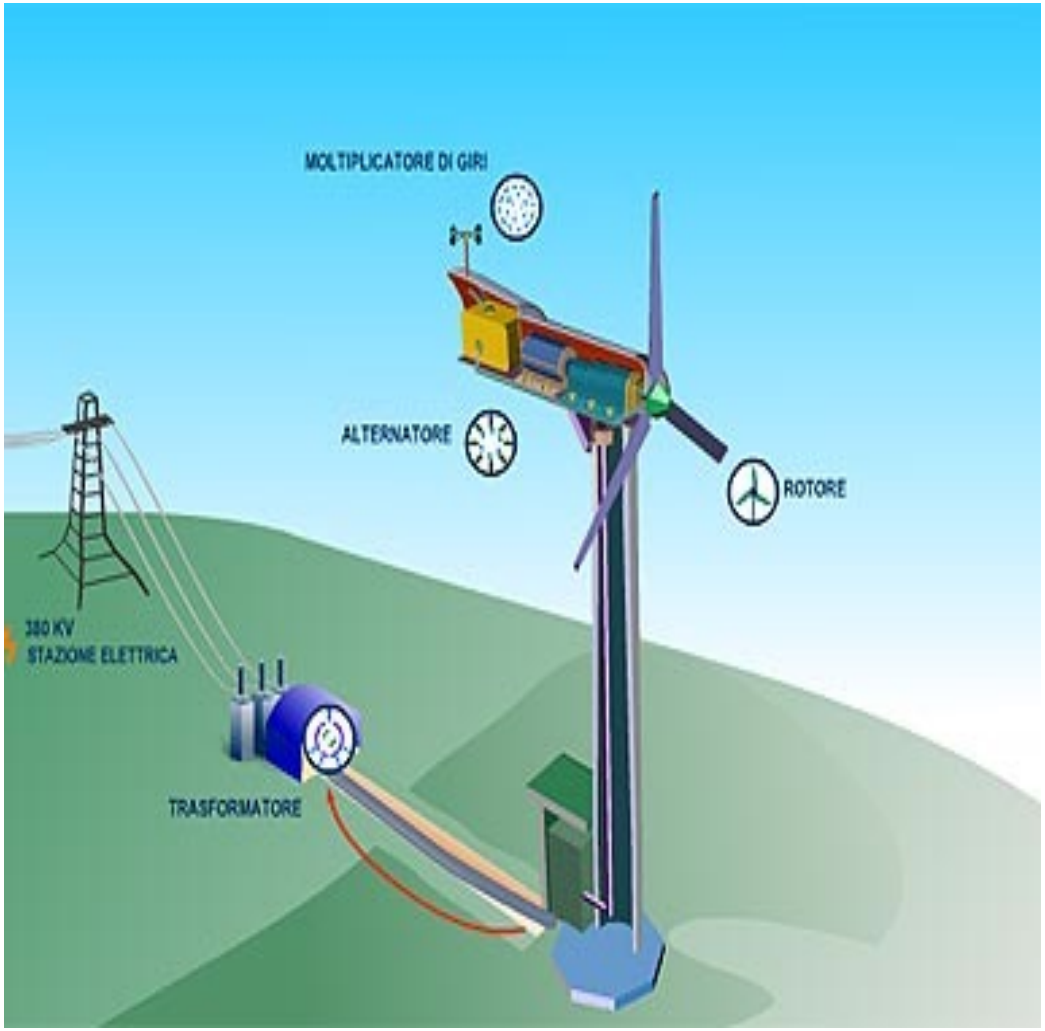

ALSTOM
Haliade 150-6MW

Schema realizzativo pala eolico ad asse orizzontale

TORRE: è realizzata in acciaio e ha la funzione di supporto

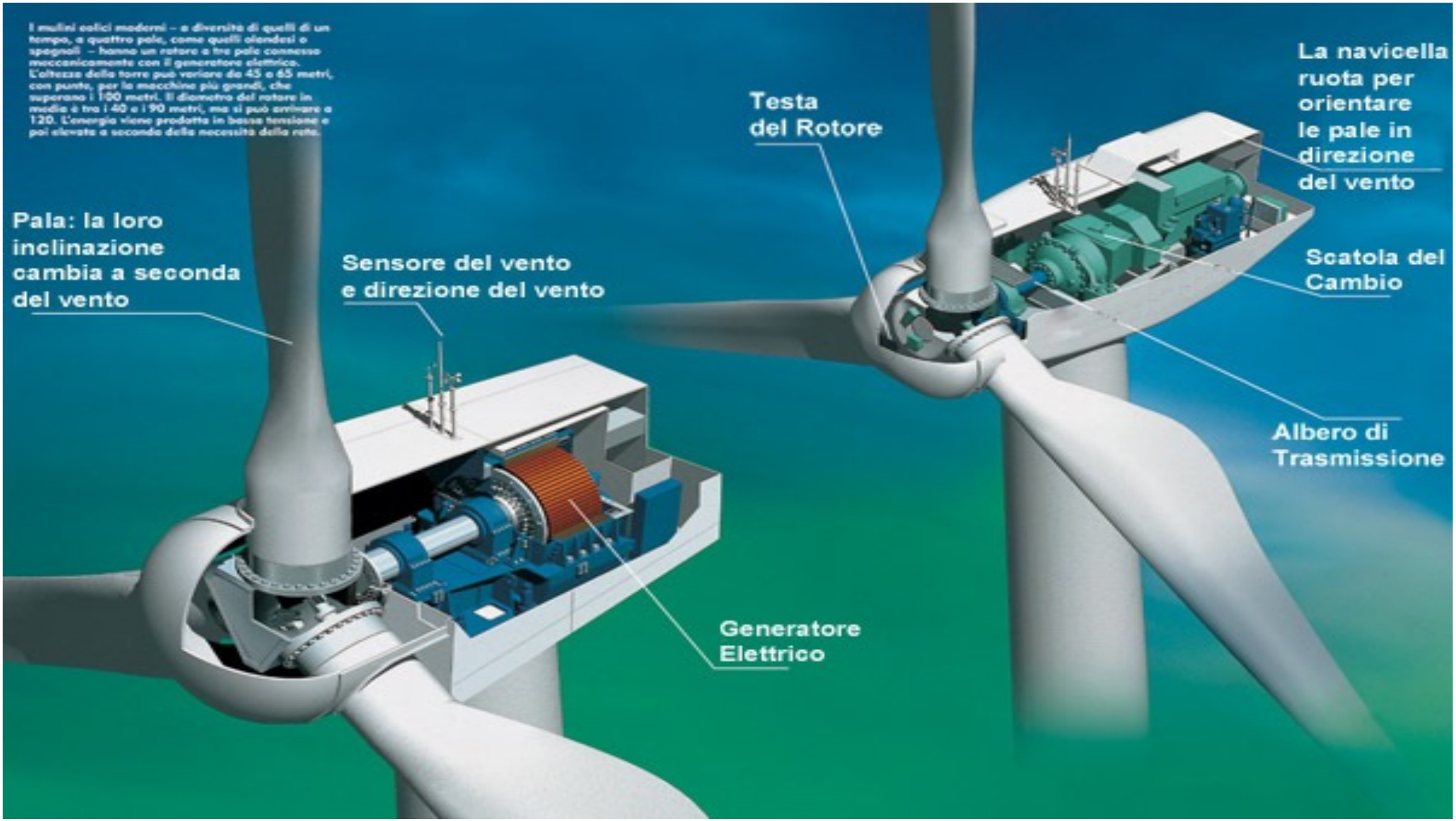
NAVICELLA: è posta all'estremità della torre e contiene il moltiplicatore di giri e il generatore elettrico

ROTORE: è fissato all'estremità dell'albero di trasmissione ed è costituito dal mozzo su cui sono montate le pale

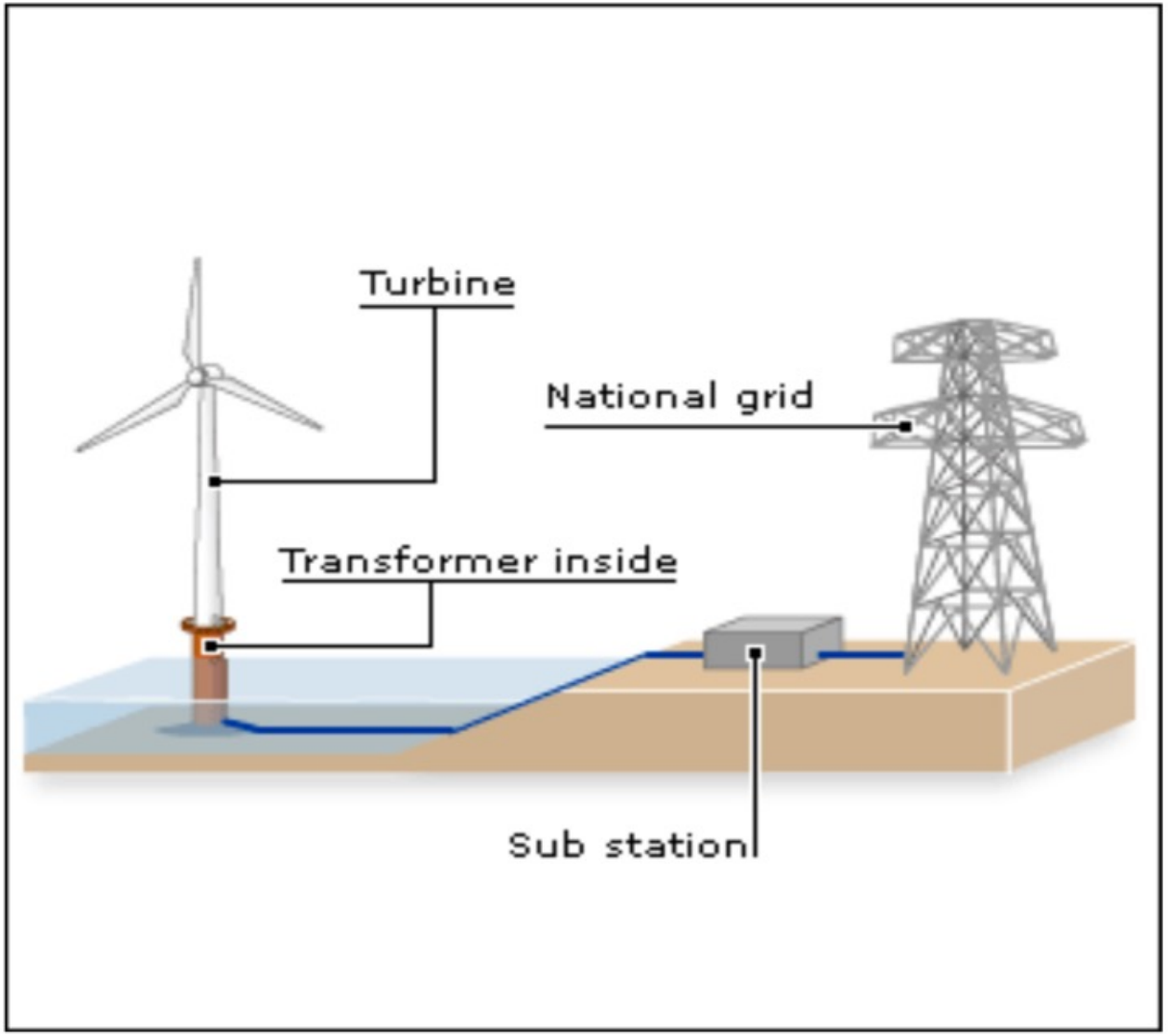


Torri




I mulini eolici moderni – a diversità di quelli di un tempo, a quattro pale, come quelli olandesi o spagnoli – hanno un rotore a tre pale connesso meccanicamente con il generatore elettrico. L'altezza della torre può variare da 45 a 65 metri, con punte, per le macchine più grandi, che superano i 100 metri. Il diametro del rotore in media è tra i 40 e i 90 metri, ma si può arrivare a 120. L'energia viene prodotta in bassa tensione e poi elevata a seconda della necessità della rete.
Pala: la loro inclinazione cambia a seconda del vento
Sensore del vento e direzione del vento
Testa del Rotore
La navicella ruota per orientare le pale in direzione del vento
Scatola del Cambio
Albero di Trasmissione
Generatore Elettrico

Schema eolico off-shore

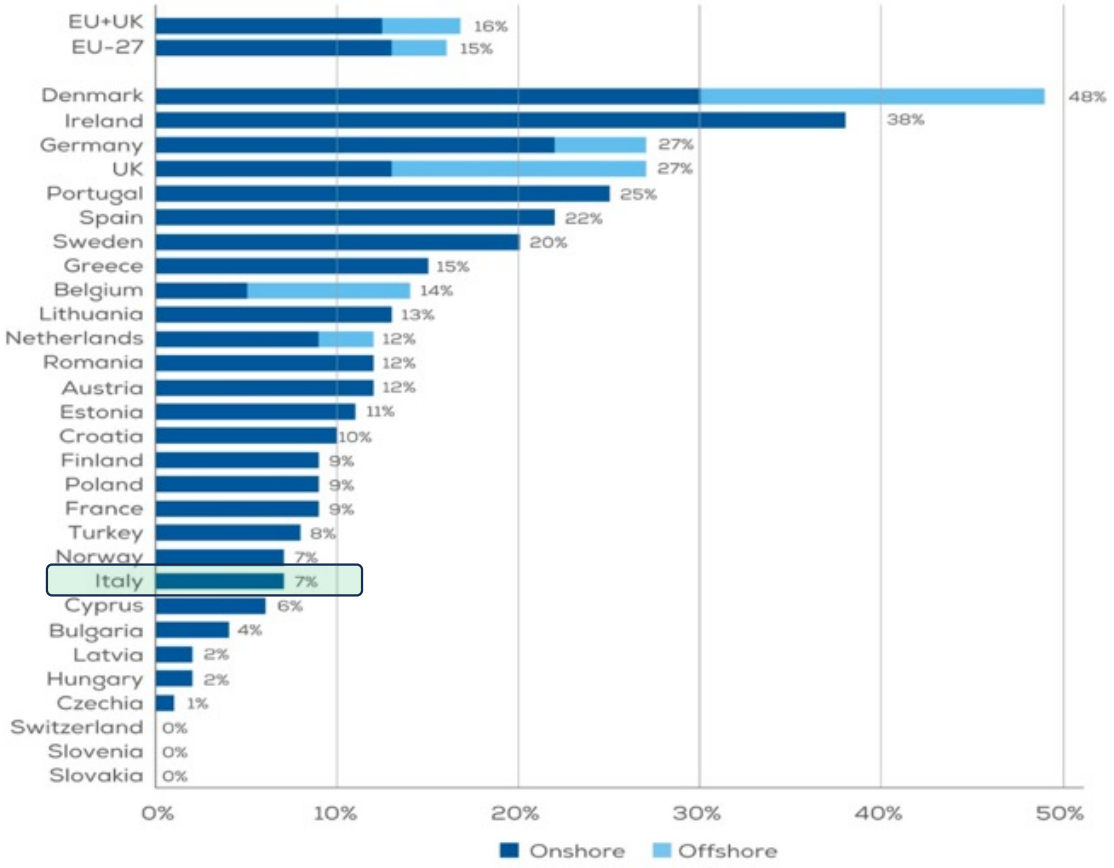


Eolico off-shore galleggiante



Eolico in Europa

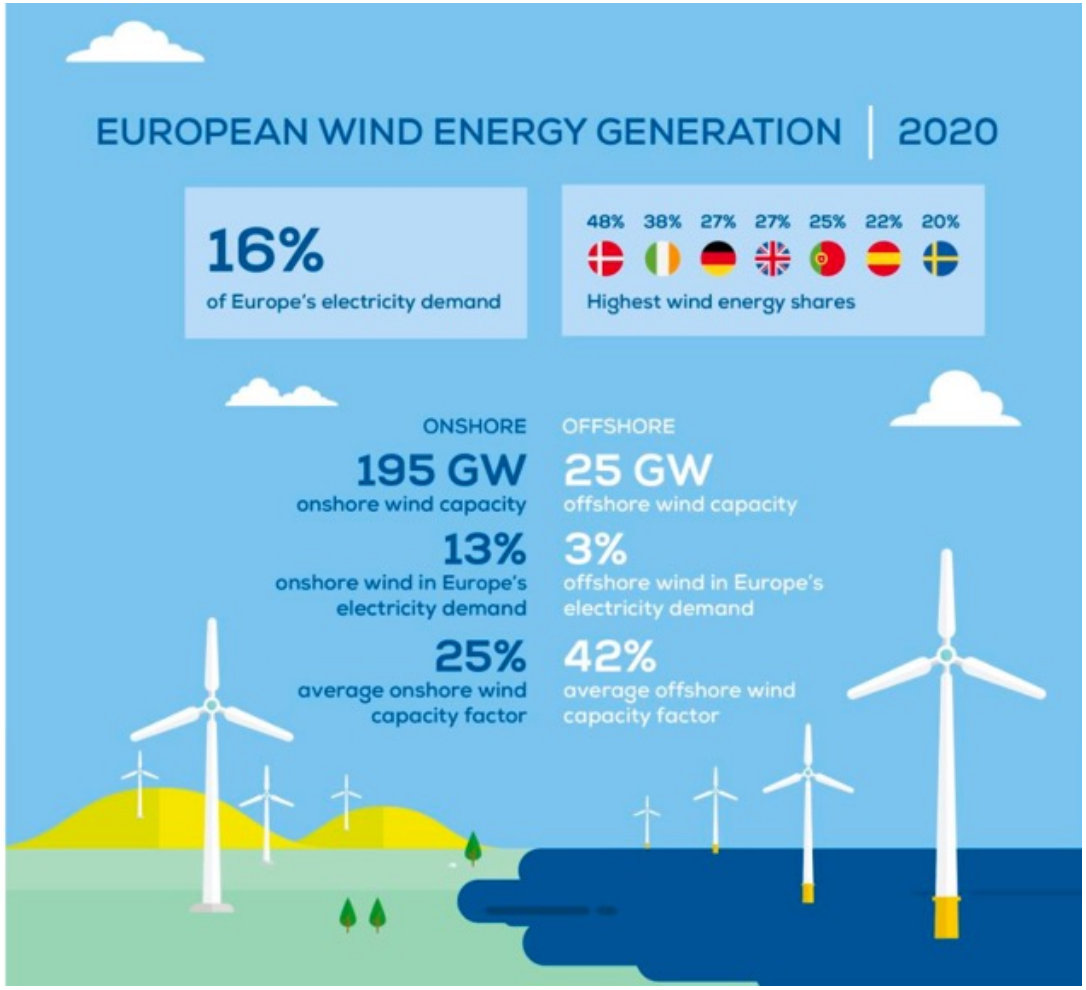
Percentuale media annuale della domanda di elettricità soddisfatta dall'energia eolica in Europa nel 2020



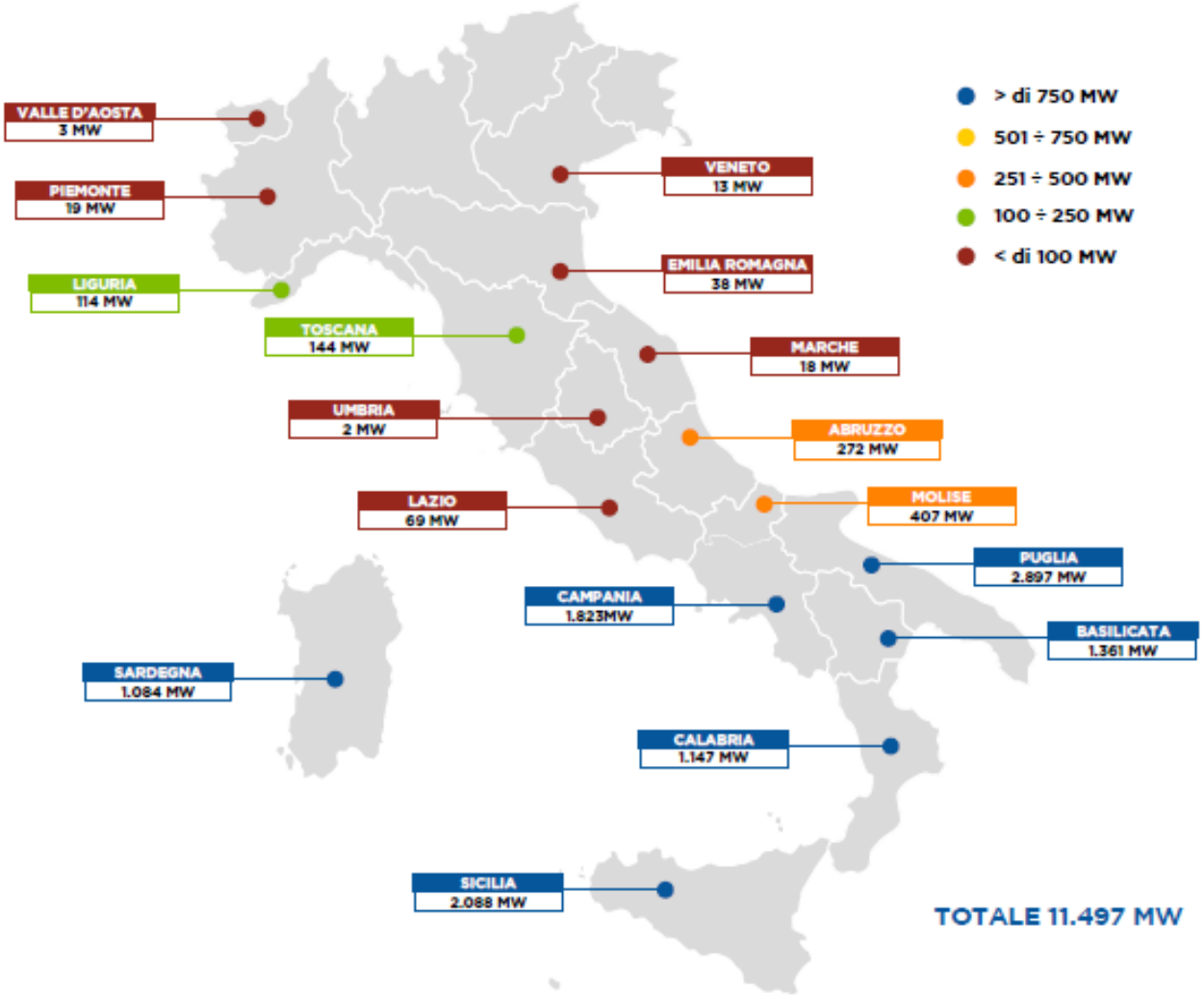
blu = onshore
celeste = offshore

Source:
WindEurope

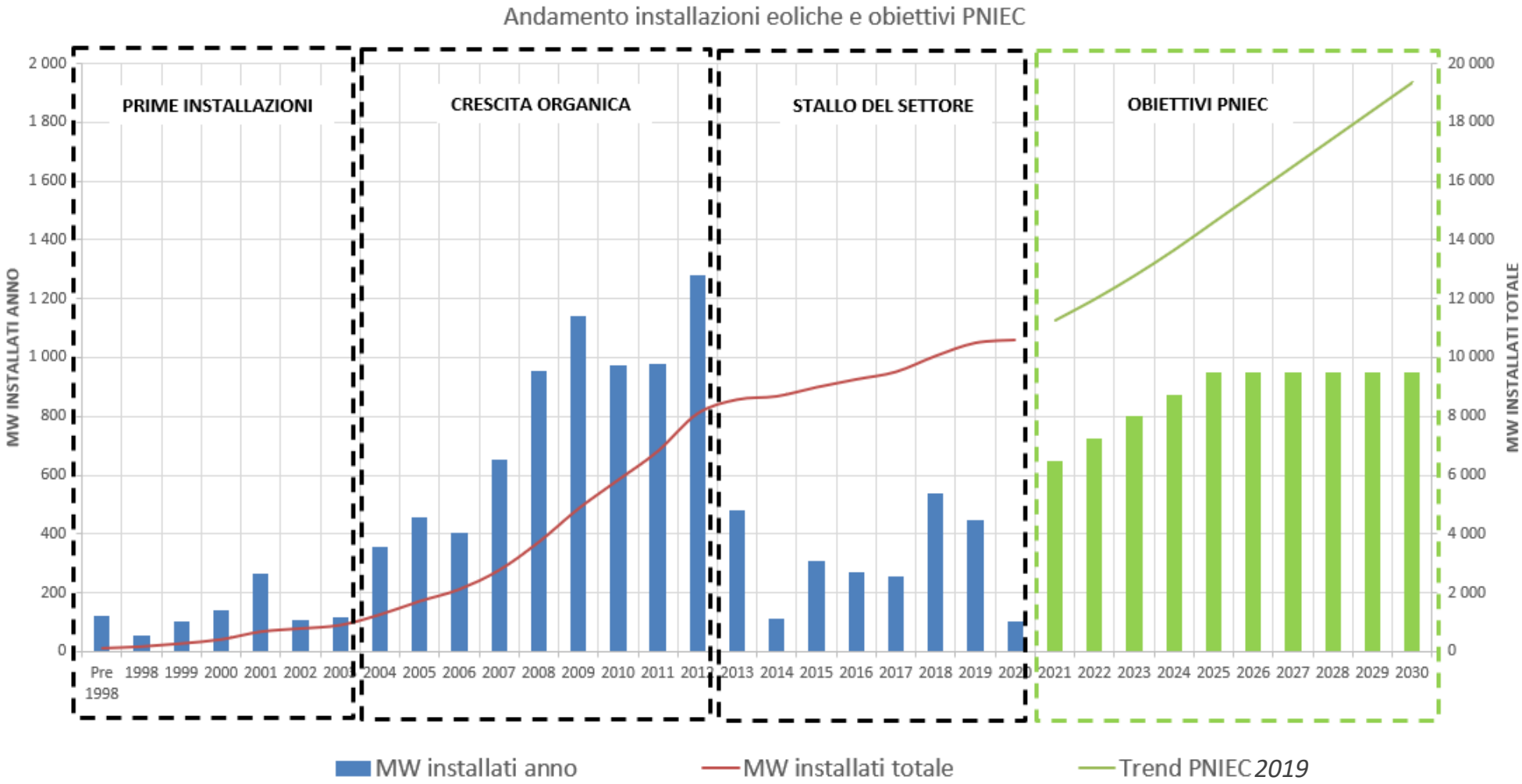
Eolico in Europa



L'eolico in Italia (2021)



Evoluzione eolico in Italia PNIEC 2019



PNIEC 2023 - Obiettivi FER elettriche (GW totali)

FER
2021-2030
+ 73,3 GWp

Wind
2021-2030
+ 17 GWp

	2020	2021	2025	2030
Idrica*	19.106	19.172	19.172	19.172
Geotermica	817	817	954	1.000
Eolica	10.907	11.290	17.314	28.140
- di cui off shore	0	0	300	2.100
Bioenergie	4.106	4.106	3.777	3.052
Solare	21.650	22.594	44.848	79.921
- di cui a concentrazione	0	0	300	873
Totale	**56.586**	**57.979**	**86.065**	**131.285**

Fonte: PNIEC

PNIEC 2019 e 2023 a confronto

2019	2023	Var.
FER 2019-2030 **+ 40 GWp**	**FER** 2021-2030 **+ 73 GWp**	**FER** **+ 35 GWp**
Wind 2019-2030 **+ 8,5 GWp**	**Wind** 2021-2030 **+ 17 GWp**	**Wind** **+ 8,5 GWp**

Fonte: PNIEC

Il ministro Pichetto al recente G7 di Torino ha preso l'impegno di triplicare la potenza delle rinnovabili elettriche entro il 2030

Difficoltà autorizzative eolico

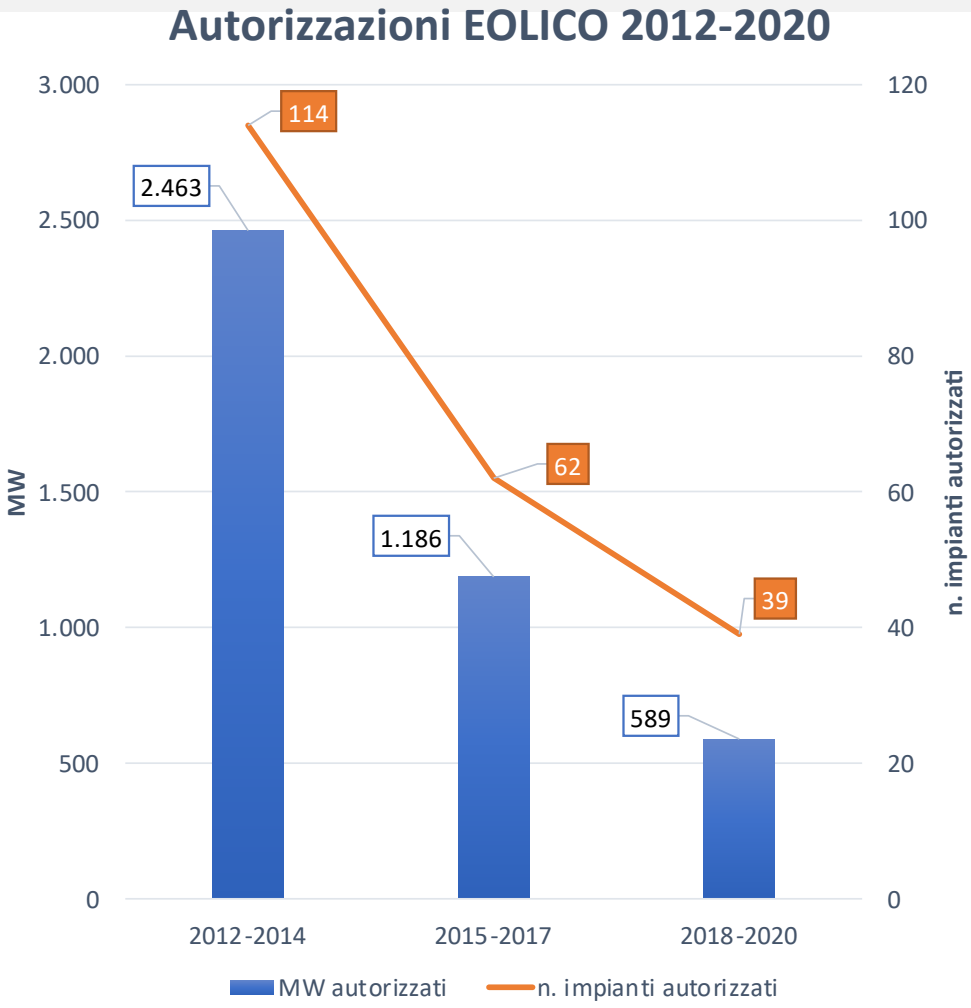
I tempi lunghi e la bassa percentuale di autorizzazioni sono dovuti a una serie di fattori, tra cui:

- La complessità della normativa vigente, che prevede una serie di autorizzazioni da parte di diversi enti pubblici;
- Le difficoltà di coordinamento tra gli enti coinvolti, che spesso richiedono tempi lunghi per esprimere un parere;
- La frequente opposizione per impatto paesaggistico da parte del MiC
- Le opposizioni da parte di cittadini e associazioni, che possono presentare ricorsi contro le autorizzazioni.

Negli ultimi 8 anni si è quindi assistito ad una riduzione dei provvedimenti autorizzatori emessi dalle Autorità competenti

Difficoltà autorizzative eolico

- **Il tempo medio per ottenere l'autorizzazione per un impianto eolico in Italia è di 43 mesi.**
- **Solo l'8% dei progetti eolici presentati ottengono l'autorizzazione**
- Nell'ultimo decennio si è passati dai **2.463 MW** eolici autorizzati nel triennio **2012/2014** (con una media di *821 MW/anno*), ai **1.186 MW** eolici nel triennio **2015/2017** (con una media di *395 MW/anno*) e ai soli **589 MW** nel triennio **2018/2020** (con una media di *196 MW/anno*, periodo in cui spicca il dato di soli 102 MW installati nel 2020).



Difficoltà autorizzative eolico

Lo status della VIA nazionale per l'eolico onshore

elemens
energy boutique consulting

3,0 GW — **53 progetti con VIA positive**
Fonte: Portale VIA/VAS/AIA del MASE aggiornato al 05/10/2023

1,0 GW — **16 con procedura ordinaria**

2,0 GW — **37 con sblocco in CdM**

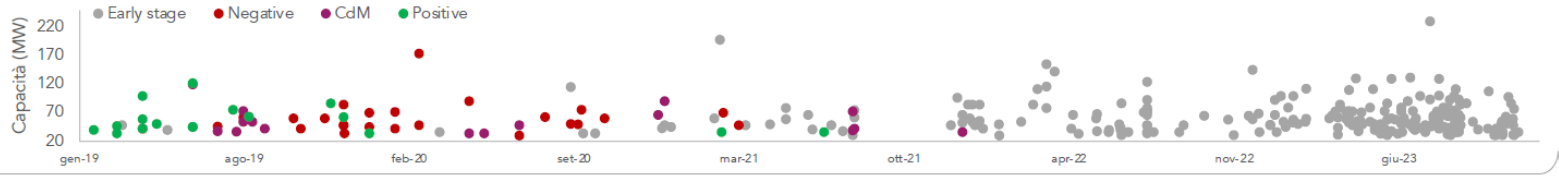
Su 100 pareri del MiC
Fonte: Portale VIA/VAS/AIA del MASE aggiornato al 01/04/2023

5,5 GW

16 Positivi — **0,9 GW**

84 Negativi — **4,6 GW**

Lo status della VIA nazionale: i progetti eolici divisi per taglia, data di istanza e esito della procedura



Possibili azioni correttive

- Semplificazione e velocizzazione autorizzativa chiarendo il ruolo del Ministero della Cultura;
- Istituzione di un Tavolo di confronto con le Istituzioni per l'individuazione delle attività soggette ad autorizzazione;
- Previsione di meccanismi di sostegno e supporto con visione quinquennale - aste mono-tecnologiche con meccanismo automatico di adeguamento prezzo all'inflazione (FERX);
- Istituzione di una cabina di regia presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri;
- Revisione delle Linee Guida Nazionali;
- Esclusione dall'AU delle opere di Rete di Trasmissione Nazionale (RTN);

Proposte di ANEV

ANEV ritiene che le condizioni per sviluppare tutto il potenziale eolico oggi disponibile in Italia, sia in ambito on-shore che off-shore possano concretizzarsi, nel breve termine, adottando le seguenti principali azioni:

- Definire urgentemente le Aree Idonee e i target rinnovabili regionali;
- Completare l'opera di semplificazione autorizzativa per i nuovi impianti e per il repowering;
- Emanare velocemente il FERX;
- Superare le problematiche afferenti alle procedure di connessione;
- Favorire lo sviluppo dei PPA;
- Rendere più efficienti i mercati dell'energia;
- Proseguire con le attività di revisione del Mercato Elettrico.

AGENDA

EOLICO OFF-SHORE

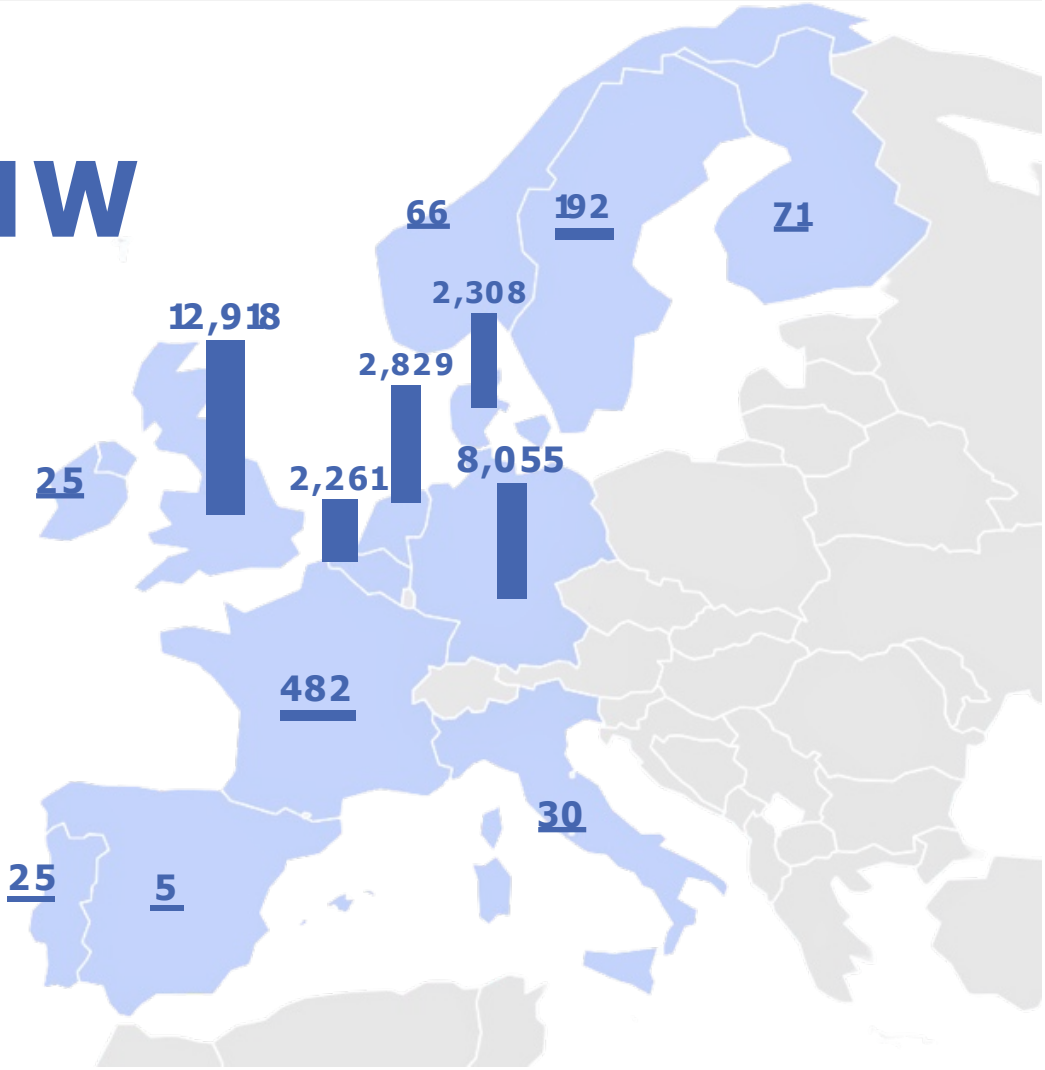
Eolico off-shore Europa

30,267 MW
COLLEGATI ALLA RETE

5,954
TURBINE

13 PAESI

126
PARCHI EOLICI COLLEGATI ALLA RETE



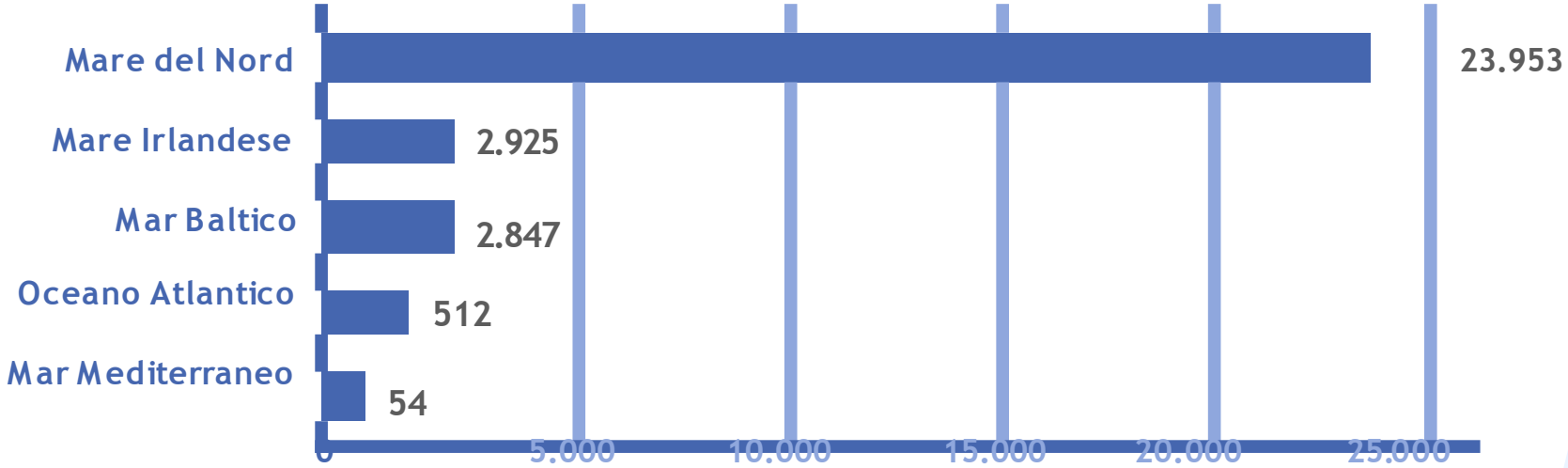
*LE CIFRE NELLA MAPPA INDICANO I MW

Elaborazione Anev su se dati WindEurope

Eolico off-shore Europa (MW)

Elaborazione Anev su base dati WindEurope

- CAPACITÀ CUMULATIVA COLLEGATA ALLA RETE PER BACINO MARINO:



79%

Delle turbine collegate alla rete si trova nel Mare del Nord.

Eolico off-shore Europa

Elaborazione Anev su base dati WindEurope

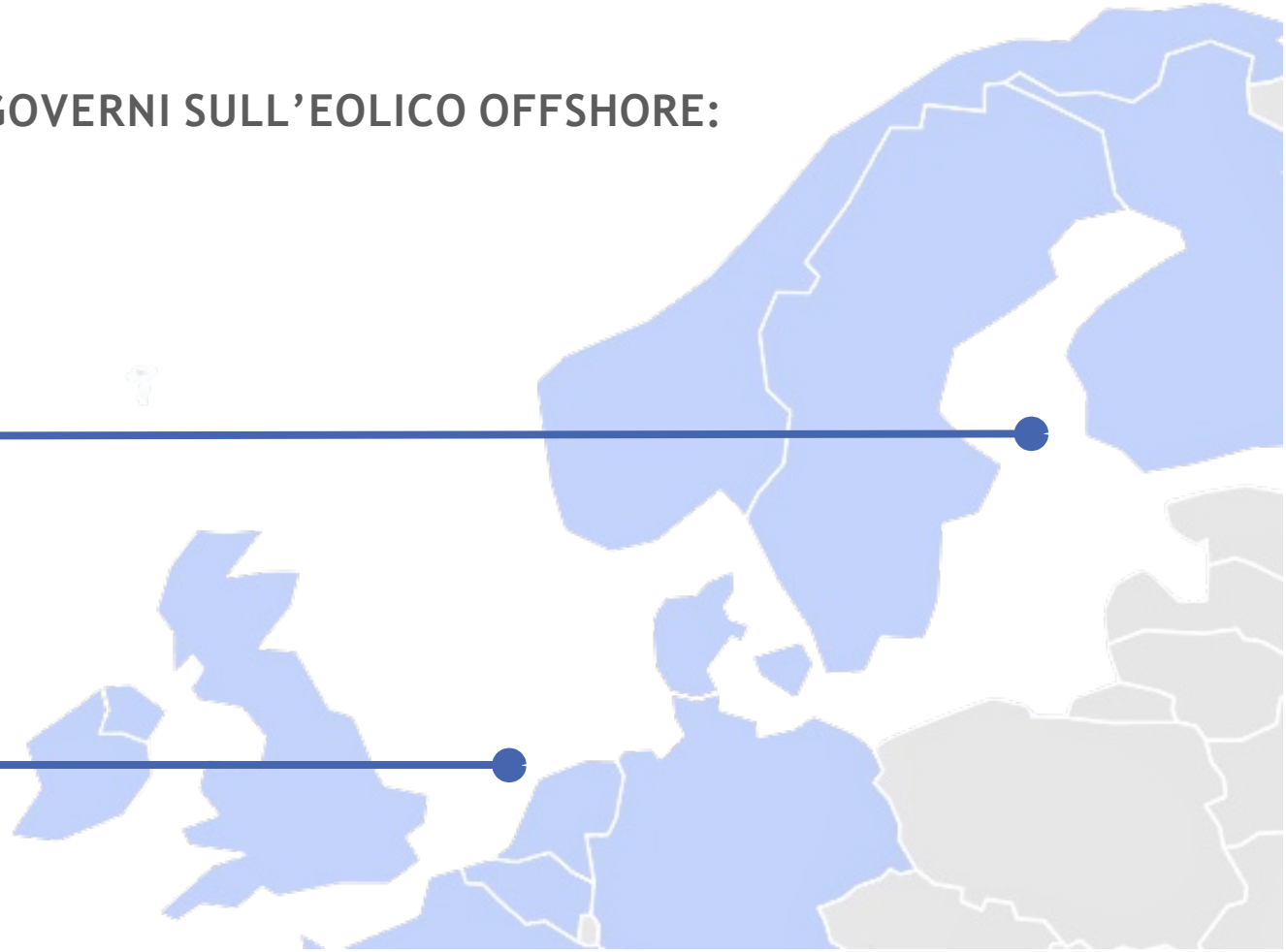
- GLI OBIETTIVI DI CRESCITA DEI GOVERNI SULL'EOLICO OFFSHORE:

MAR BALTICO

19.6 GW ENTRO IL 2030

MARE DEL NORD

120 GW ENTRO IL 2030

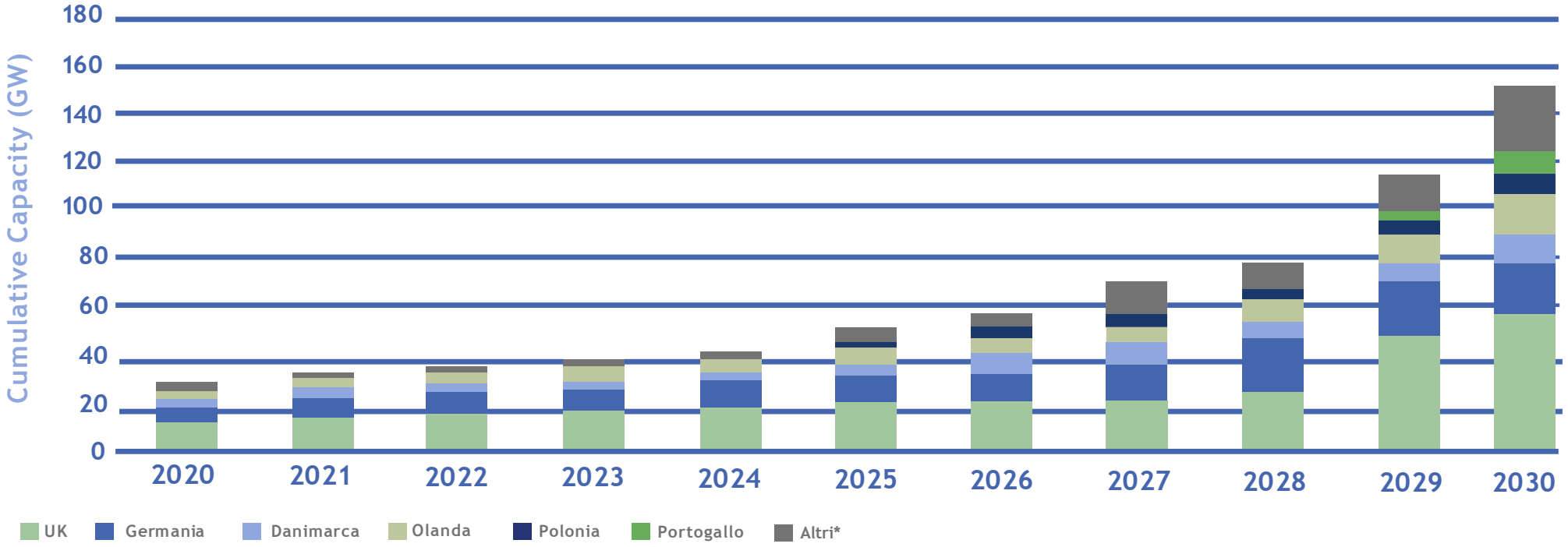


Eolico off-shore Europa

Elaborazione Anev su base dati WindEurope

I governi vogliono realizzare **150 GW** di eolico offshore entro il 2030

*Altri include paesi con una quota cumulativa <5% della capacità europea nel 2030.



Eolico galleggiante Europa

Elaborazione Anev su base dati WindEurope

233 MW

<1% della capacità dell'Europa

9.5 MW

La più grande turbina funzionante

95 MW

Il più grande progetto in funzione



Progetto

Demo

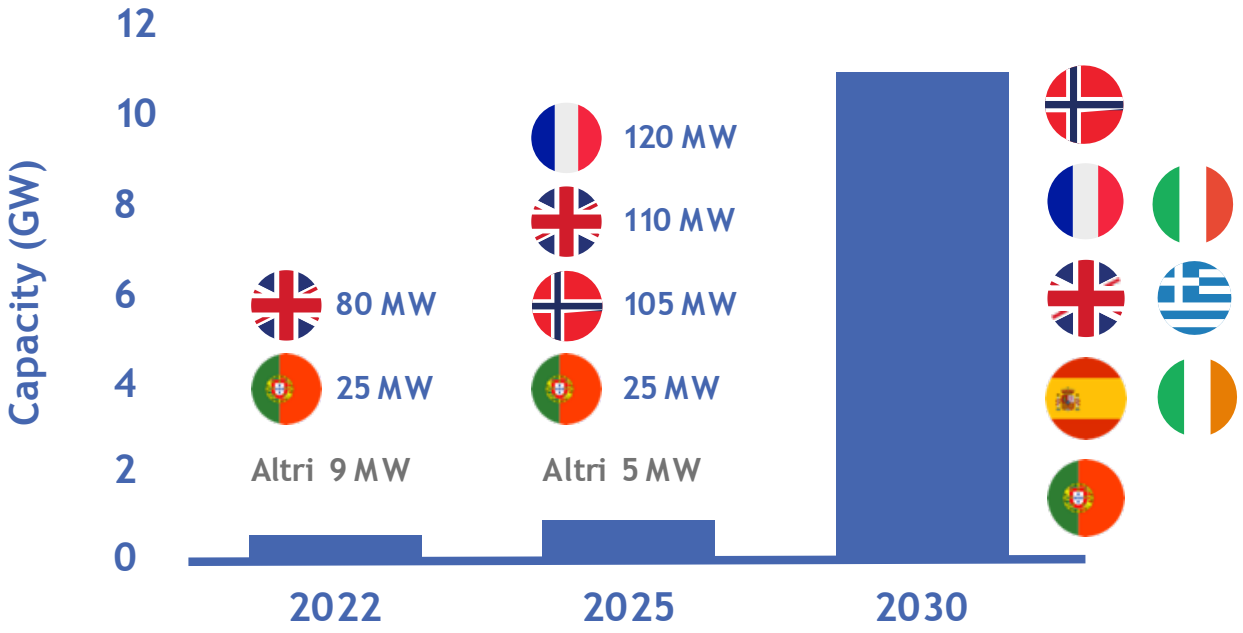
Stato dei progetti eolici offshore:

- Online
- In costruzione
- Con i permessi

Eolico galleggiante Europa

Elaborazione Anev su base dati WindEurope

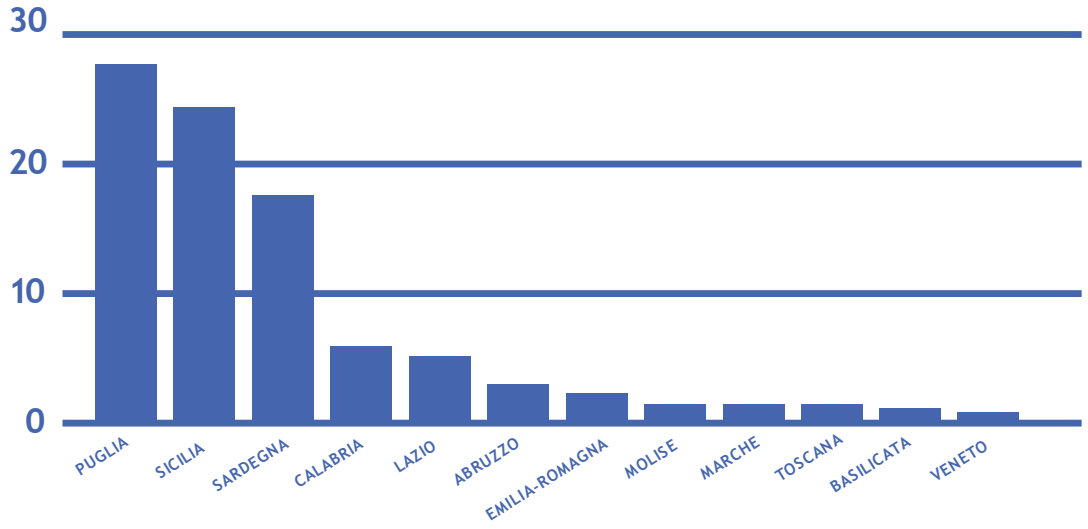
L'Europa può produrre 10 GW di eolico galleggiante entro il 2030



Eolico off-shore Italia

Elaborazione Anev su base dati Terna

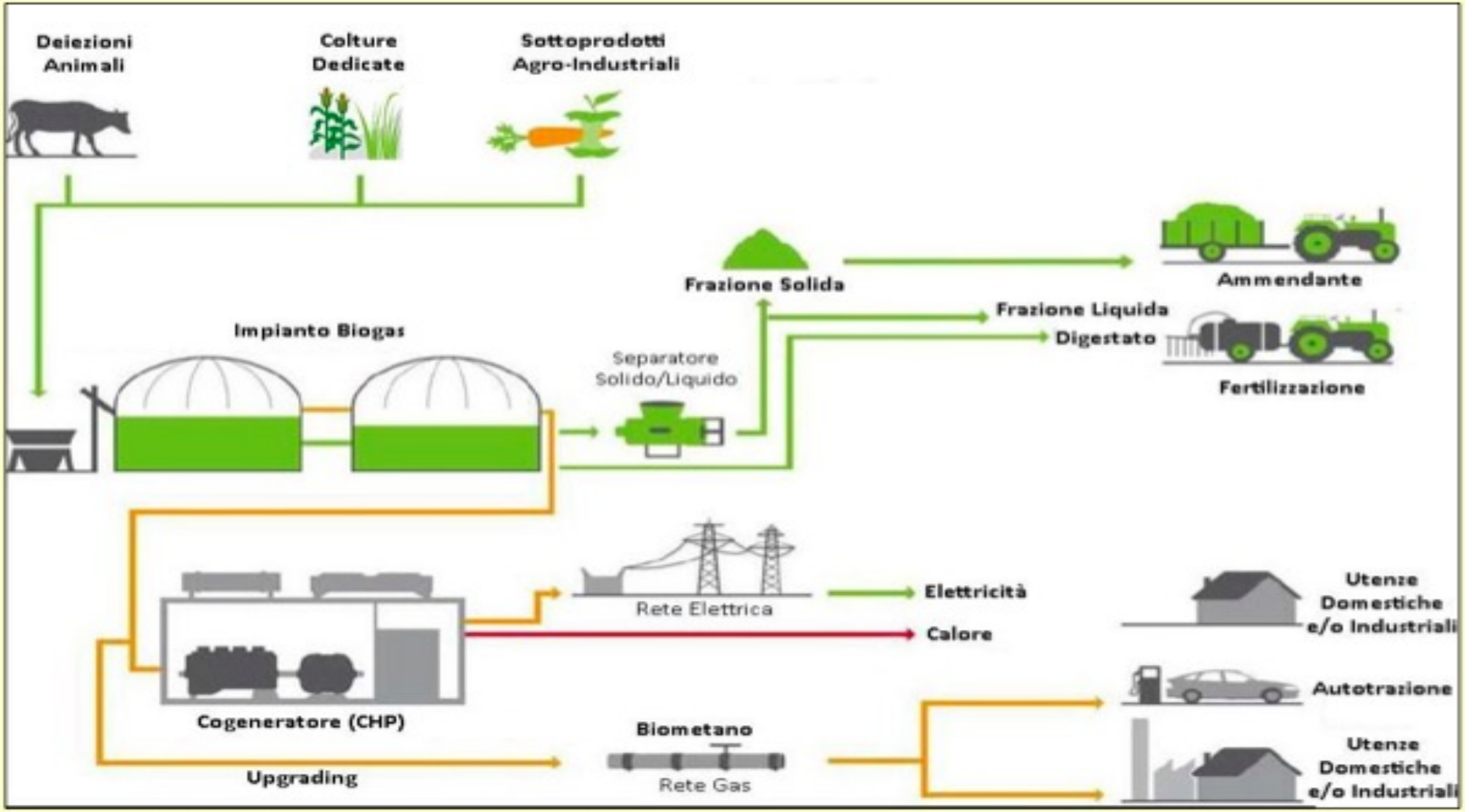
110 GW le **domande di eolico offshore**
presentate al momento in Italia (dato Anev)



AGENDA

BIOGAS

Rappresentazione schematica della filiera biogas. (Fonte: AA.VV. Elab. CIB, 2012)

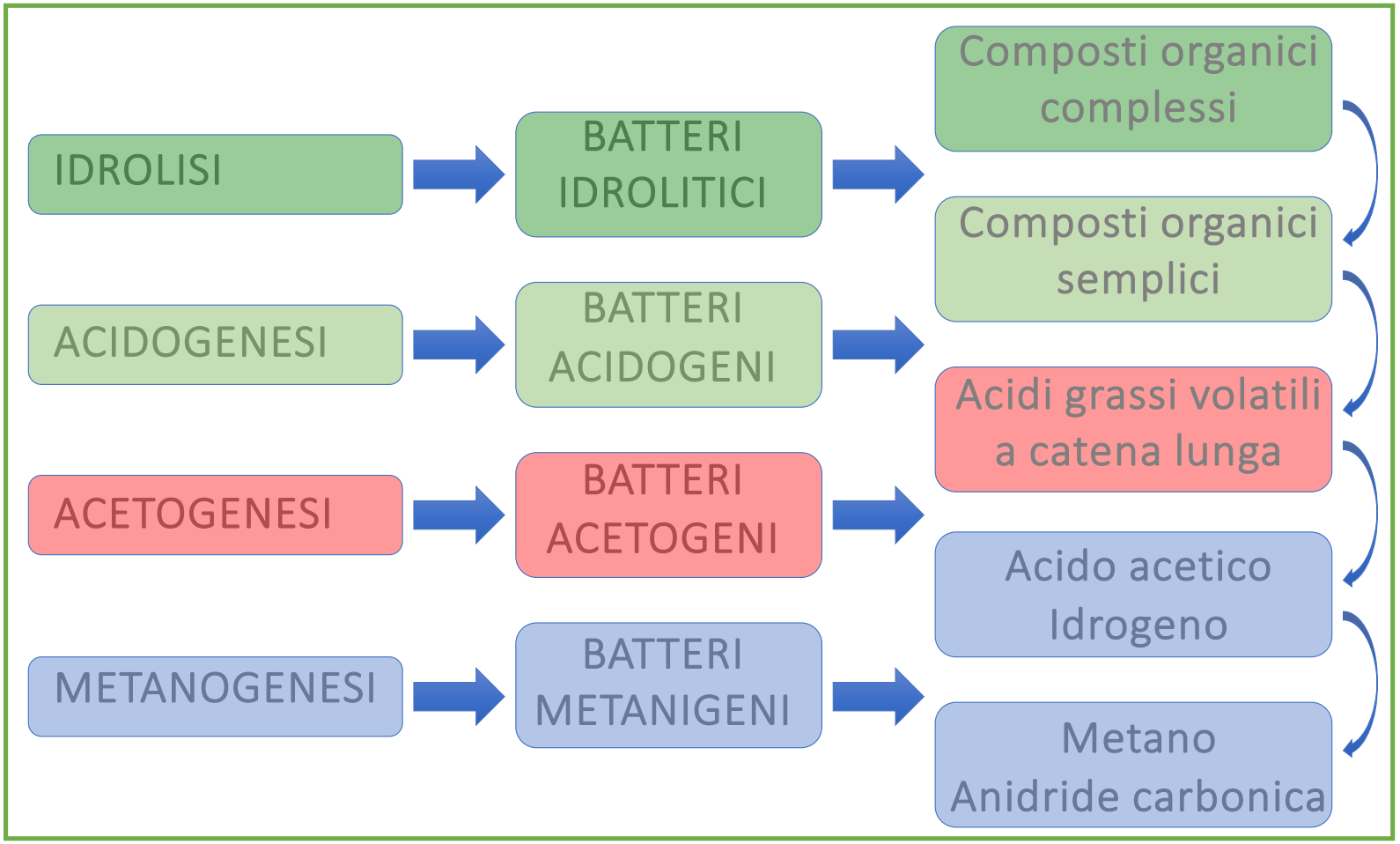


Processo di Digestione Anaerobica

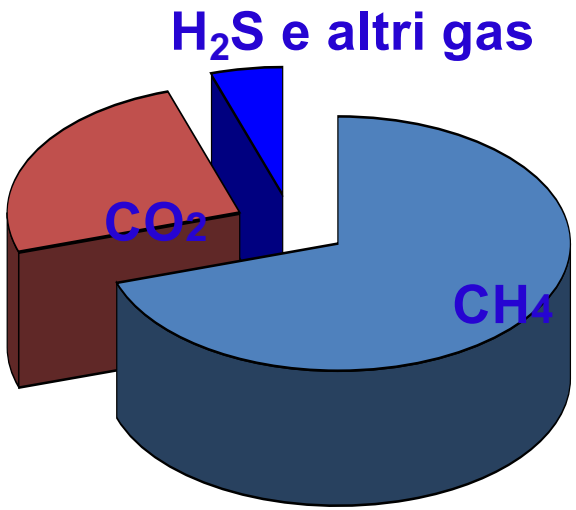
- ✓ La digestione anaerobica è un processo biochimico che, in assenza di ossigeno, trasforma le sostanze organiche complesse in una miscela di gas contenente una elevata percentuale di metano (Biogas).

- ✓ Il processo avviene per effetto di vari ceppi batterici che, **in diverse fasi successive di degradazione della matrice in ingresso,** trasformano la Sostanza Organica Volatile (SOV) presente nella matrice stessa.

Fasi della Digestione Anaerobica



Composizione tipica Biogas



➢Metano	50-75%
➢ Anidride Carbonica (CO2)	25-45 %
➢ Idrogeno (H2)	1-10 %
➢Azoto (N2)	0,5-3 %
➢Monossido di Carbonio (CO)	0,1 %
➢Idrogeno Solforato (H2S)	0,02-0,2 %
➢Acqua (H2O)	saturazione
➢PCI	18,8-21,6 MJ/Nm3

(Fonte Ministero dell'Agricoltura)

Velocità degradazione sostanza organica

La velocità di degradazione non è eguale per tutta la sostanza organica



I tempi variano anche in funzione della temperatura di processo

Tipo di processo	T	Tempi ritenzione (gg)
- psicrofilo	< 25° C	60 - 90
- mesofilo	35 - 45° C	20 - 50
- termofilo	50 - 60° C	10 - 20

Tempi di ritenzione

- ✓ Nella maggior parte degli impianti si adotta il processo mesofilo, con tempi di ritenzione che variano al variare del substrato utilizzato:
  - **liquami suinicoli** — **20 giorni**
  - **liquami e letami bovini** — **30 giorni**
  - **co-digestione con colture dedicate** — **40-50 giorni**

- ✓ La presenza di materiali cellulosici impone l'aumento del tempo di ritenzione a 40 - 50 giorni.

- ✓ Il processo termofilo, pur consentendo di ridurre il tempo di permanenza della biomassa nel digestore - e conseguentemente il volume richiesto per il reattore - non è molto usato perché biologicamente meno stabile.

Parametri di dimensionamento impianto Biogas

Fattori che influiscono sul dimensionamento di un impianto

- ✓ Disponibilità delle matrici in ingresso (t/a)
- ✓ Potenziale metanigeno matrici in ingresso (Nmc/t)
- ✓ Percentuale NH4* contenuta nel biogas prodotto (50 – 70%)
- ✓ Ore di funzionamento annue (8.000 – 8.500 h/a)
- ✓ Rendimento elettrico motore (in media 38 - 42%)

* Potere calorifico metano: 36.000 kj/Nmc

Variabilità potenziale metanigeno

Per animali

- ✓ Specie zootecniche
- ✓ Fasi fisiologiche della stessa specie
- ✓ Tipologie stabulative





Per colture

- ✓ Tipologia di coltura
- ✓ Tipologia di raccolto





Potenziale metanigeno per differenti matrici

Matrici in ingresso	S.S. (%)	S.V. (%)	Biogas (Nmc/t)	% CH4
Liquame Bovino	8 - 10	85 - 87	25 - 30	60
Letame Bovino	22 - 25	83 - 84	70 - 80	60
Liquame suino	4 - 5	87 - 88	14 - 15	60
Pollina	30 - 32	89 - 90	70 - 90	60
Insilato di mais	32 - 33	95 - 96	210 - 240	55
Insilato di sorgo	34 - 35	94 - 95	170 - 190	53
Insilato di triticale	33 - 34	91 - 92	150 - 180	52
Scarti di verdura	10 - 14	86 - 88	40 - 80	52
Paglia	80 - 86	77 - 78	150 - 170	53
Sansa	35 - 38	94 - 96	160 - 190	53
Vinacce	38 - 40	81 - 83	110 - 150	53

Dimensionamento impianto biogas

Valori di riferimento per un rapido predimensionamento degli impianti

Fonte	Quantità	Stima potenza in kWe
Bovini adulti da latte in cuccette (PV 600 kg)	100 capi	25 - 35
Bovini adulti da carne in cuccette (PV 350 kg)	100 capi	15 -20
Bovini adulti da carne grigliato (PV 350 kg)	100 capi	7 - 8
Suini da ingrasso (peso medio 80 kg)	100 capi	2- 3
Galline ovaiole	1.000 unità	1,5 - 2
Insilato di mais	1 ha	2,5 – 3,5
Insilato di sorgo	1 ha	2 – 2,5
Insilato di triticale	1 ha	1,2– 1,5

Tipologie costruttive

Per contenuto di sostanza secca

- ✓ Digestione ad umido (s.s. inferiore al 10%)
- ✓ Digestione a secco (s.s. superiore al 20%)
- ✓ Digestione a semisecco (s.s. compresa tra 10% e 20%)

Per fasi della fermentazione

- ✓ Processo monostadio
- ✓ Processo bistadio

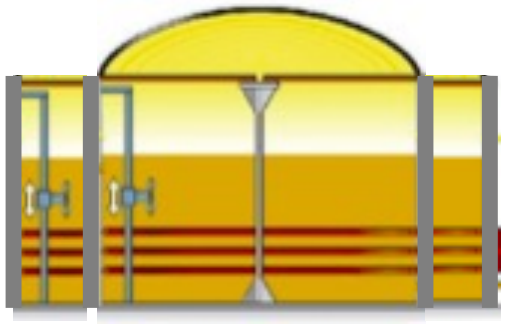
Per tipo di alimentazione

- ✓ Continua
- ✓ Discontinua

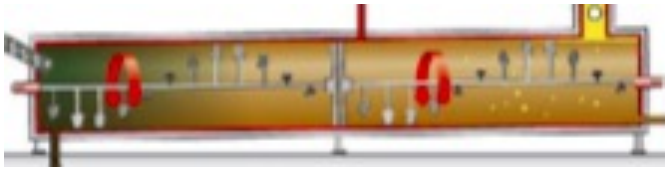
Tipologie costruttive



Digestore verticale monostadio



Digestore verticale bistadio



Digestore orizzontale monostadio

Tipologie costruttive



Digestore verticale monostadio 300 kWe

Tipologie costruttive



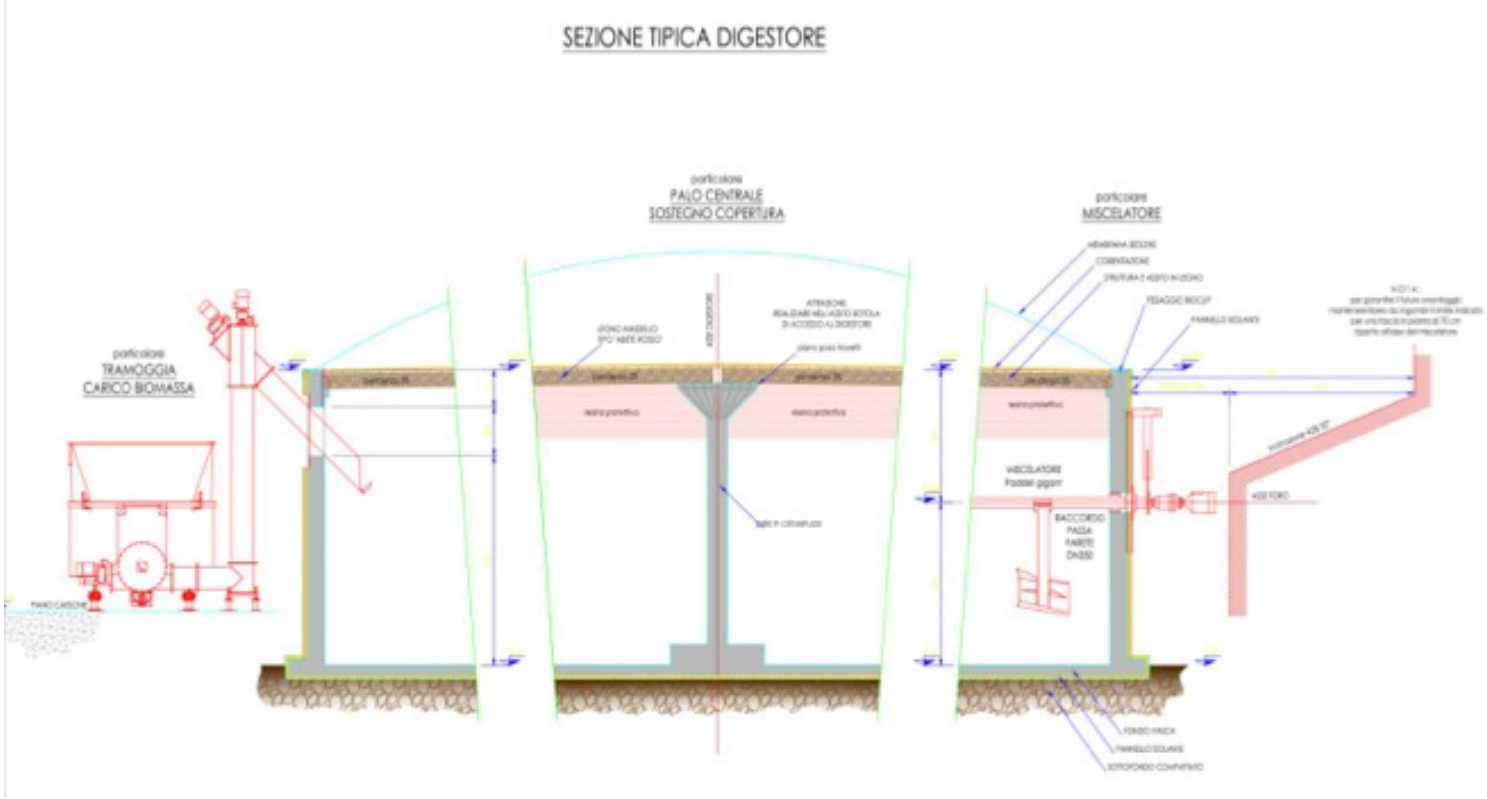
Digestore verticale bistadio 1.000 kWe

Tipologie costruttive



Digestore orizzontale

Tipologie costruttive: Digestore verticale monostadio



Sezione tipo digestore monostadio

Progetto Intellienergia srl

Tipologie costruttive: Digestore verticale monostadio



Digestore monostadio 300 kWe – interno

Tipologie costruttive: Digestore verticale monostadio

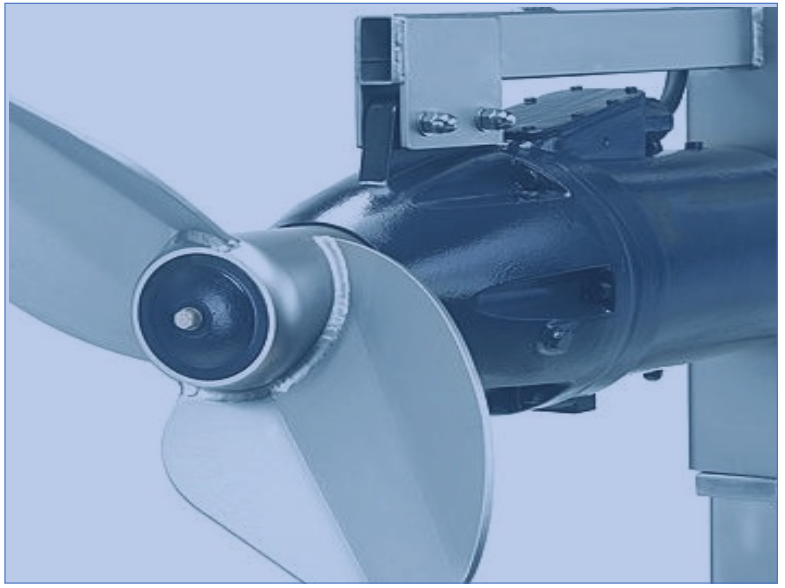


Digestore monostadio 1.000 kWe – interno

Particolari costruttivi



Agitatore ad albero



Agitatore ad elica

Particolari costruttivi



Tramoggia di carico



Prevasca di miscelazione e carico digestore

Particolari costruttivi



Trincea vuota



Trincea piena

Particolari costruttivi



Ancoraggio telo e idraulica



Ispezione agitatore



Sovrapressione biogas



Sovrapressione telo esterno

Particolari costruttivi



Pompa a lobi



Gruppo pompe agitatori



Pompa circolazione acqua calda



Soffiante desolforazione

Particolari costruttivi



Cogeneratore



Cogeneratore



Gruppo deumidificazione



Scrubber desolforazione

Particolari costruttivi



Torcia



Separatore solido/liquido

Purificazione Biogas

Desolforazione

- ✓ Ossidazione biologica nel digestore
- ✓ Precipitazione con aggiunta di sali metallici direttamente nel digestore
- ✓ Ossidazione biologica con scrubber
- ✓ Ossidazione chimica con scrubber
- ✓ Adsorbimento con ossidi di metallo
- ✓ Adsorbimento con carboni attivi

Deumidificazione

- ✓ Trappole idrauliche
- ✓ Centrifugazione
- ✓ Raffreddamento

Filtrazione

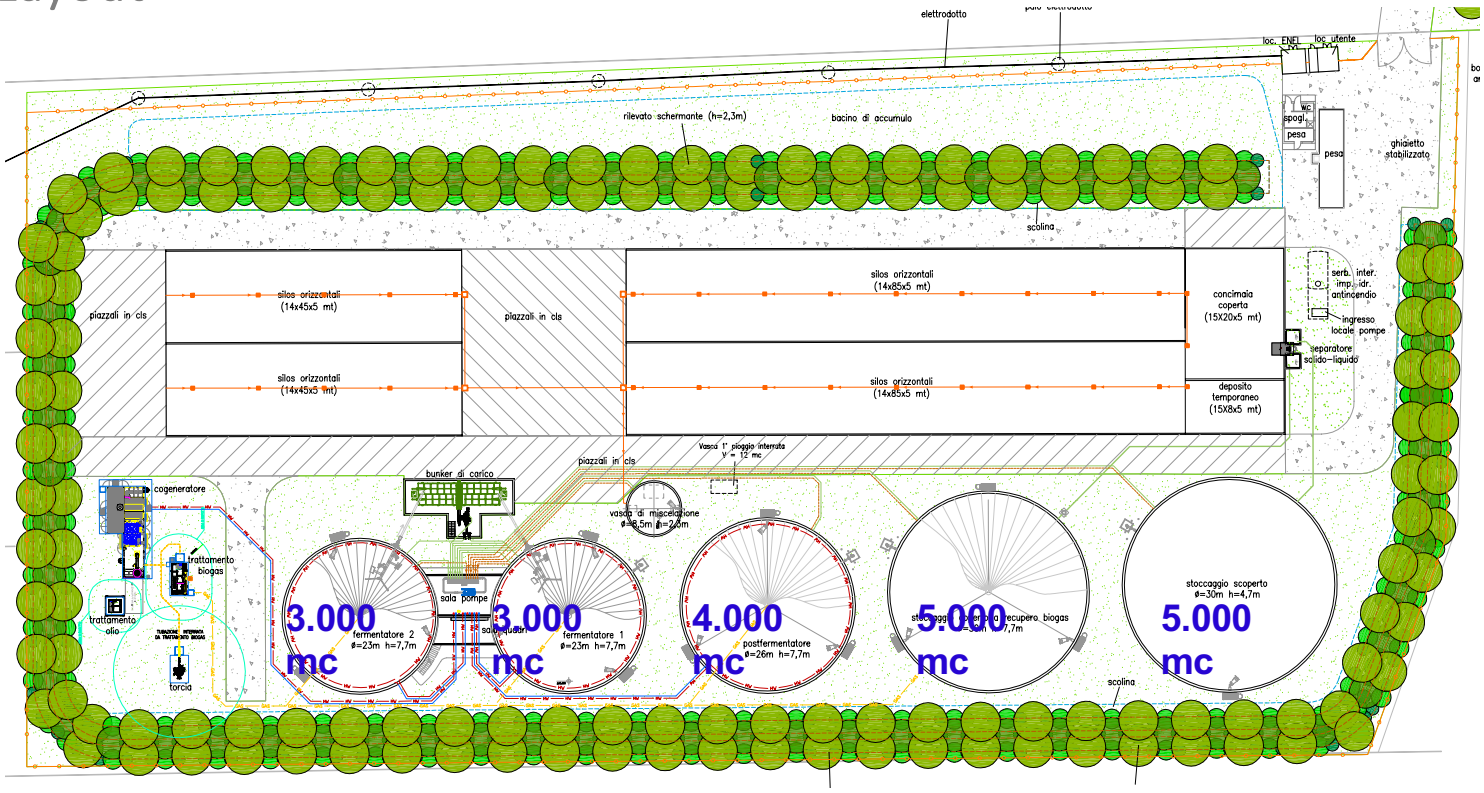
- ✓ Filtri a sabbia o ghiaia





Casi studio: Impianto biogas 1 MWp

Layout

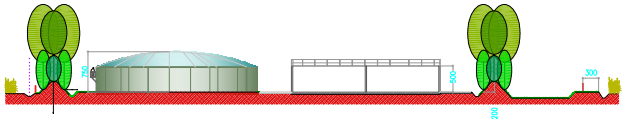


Progetto Terra srl

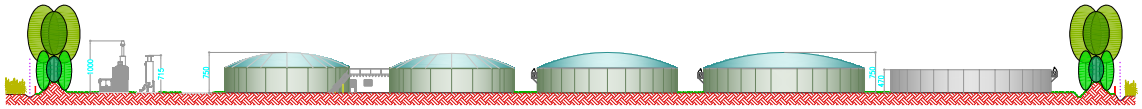
Casi studio: Impianto biogas 1 MWp

Prospetti e sezioni

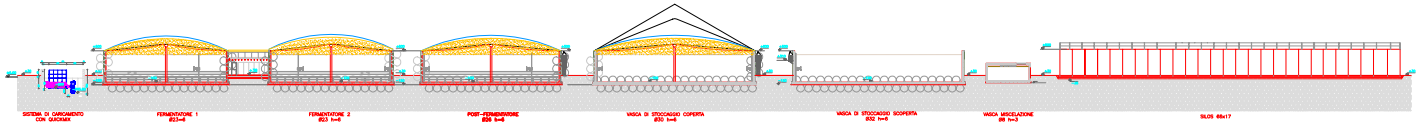
SEZIONE TRASVERSALE



SEZIONE LONGITUDINALE DIETRO FERMENTATORI



SEZIONE SCHEMATICA IMPIANTO



Progetto Terra srl

Casi studio: Impianto biogas 300 kWp





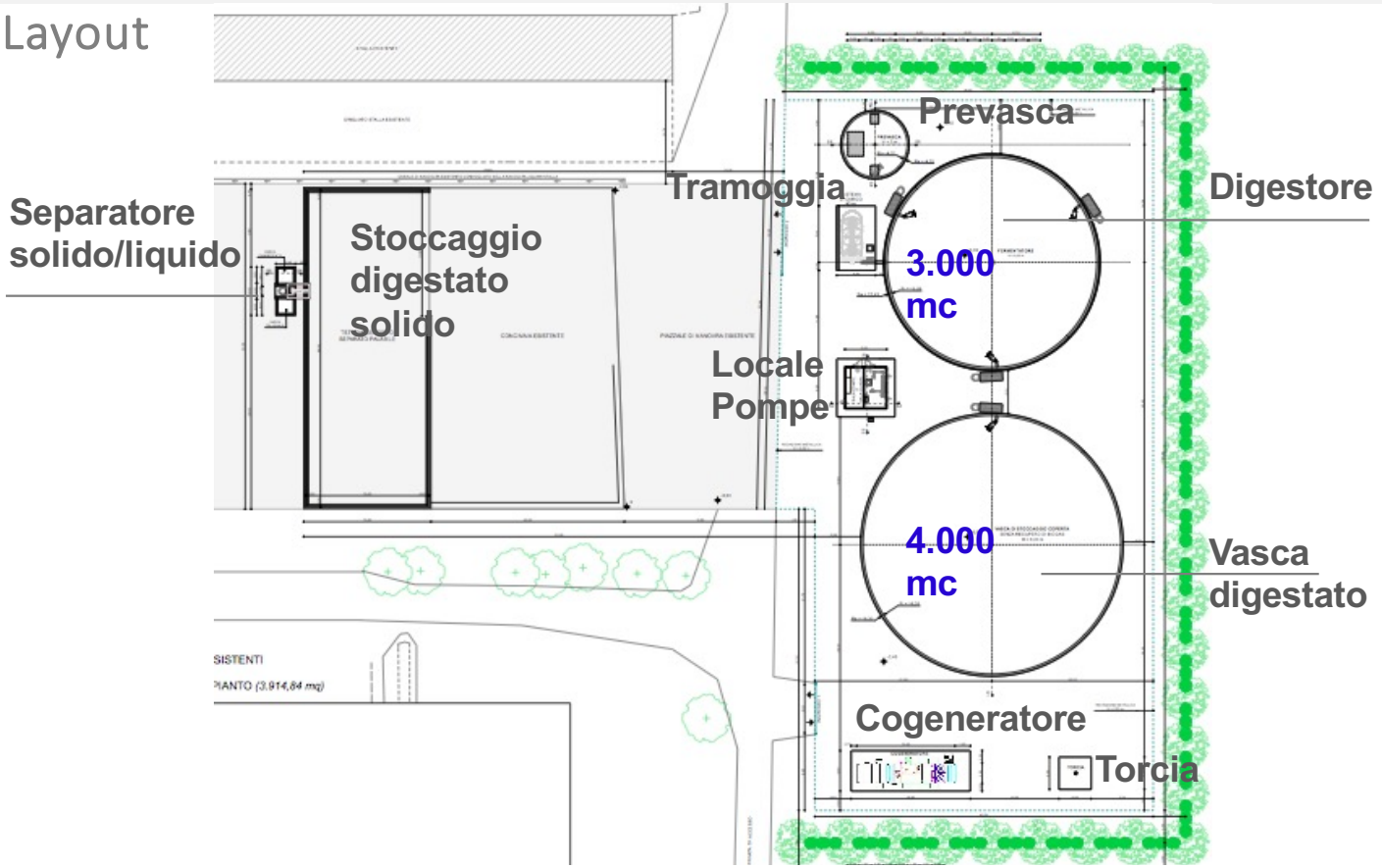
Situazione aziendale:

- 700 bovini da latte – (stabulazione in cuccette)
- 100 ettari di terreni coltivabili
- 25 ettari destinabili a colture per biogas
- Liquame disponibili: circa 8.100 t/a
- Letame disponibile: circa 5.500 t/a
- Insilato di mais: circa 1.450 t/a

Progetto IGW srl

Casi studio: Impianto biogas 300 kWp

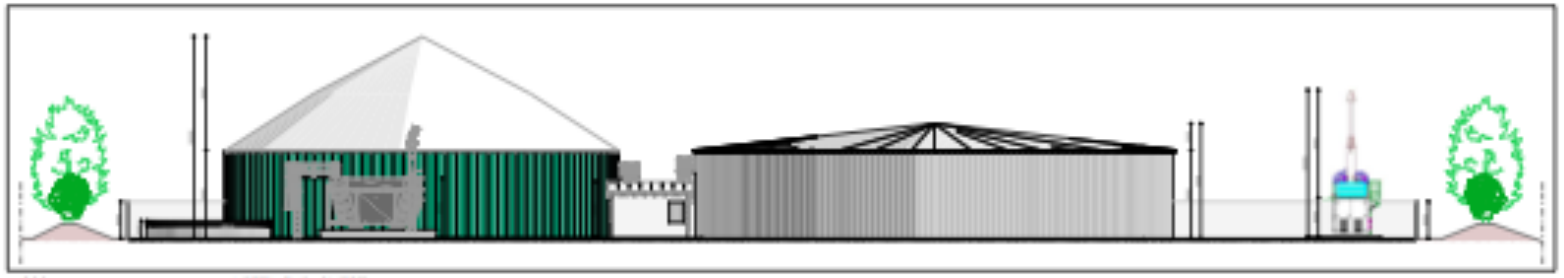
Layout



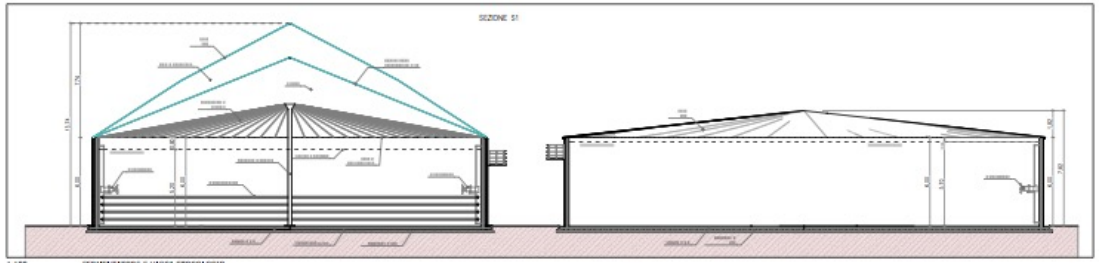
Progetto IGW srl

Casi studio: Impianto biogas 300 kWp

Prospetti

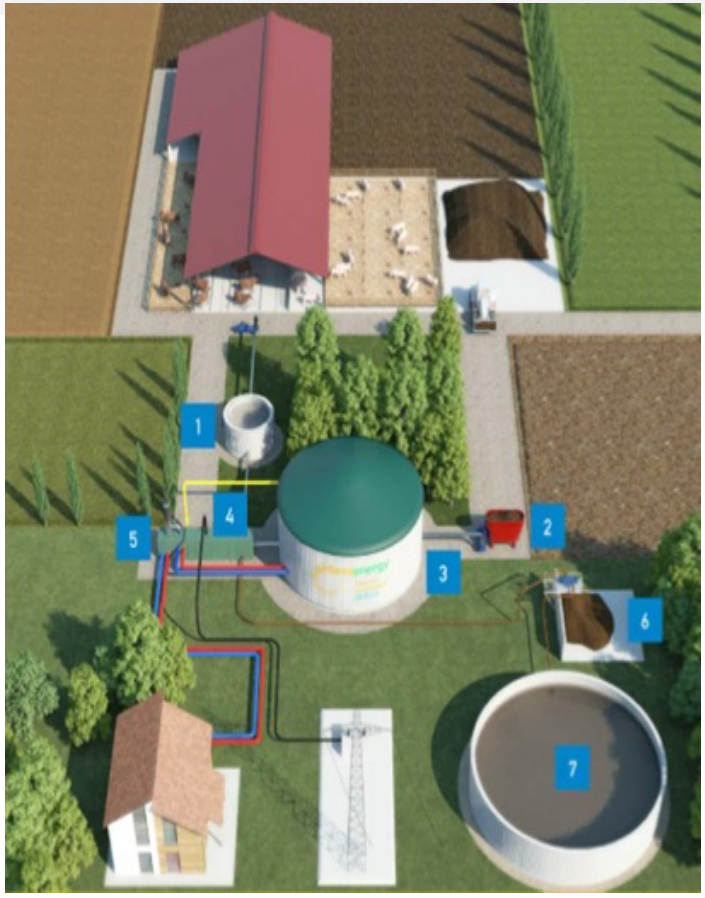


Sezioni



Progetto IGW srl

Casi studio: Impianto biogas 300 kWp



(Schema Manni Energy srl)

Caratteristiche tecniche impianto:

1. Prevasca (diam. 7,5 m – h 2,7 m – V 132 mc)
2. Tramoggia (30 mc)
3. Digestore (diam. 26 m – h 6 m – V 2.760 mc)
4. Gruppo pompe: pompa a lobi rotativi con trituratore in linea
5. Cogeneratore: Jenbacher 300 kWe
6. Platea stoccaggio separato solido (35 x 15 x 2 m)
7. Vasca stoccaggio digestato liquido (4.500 mc)

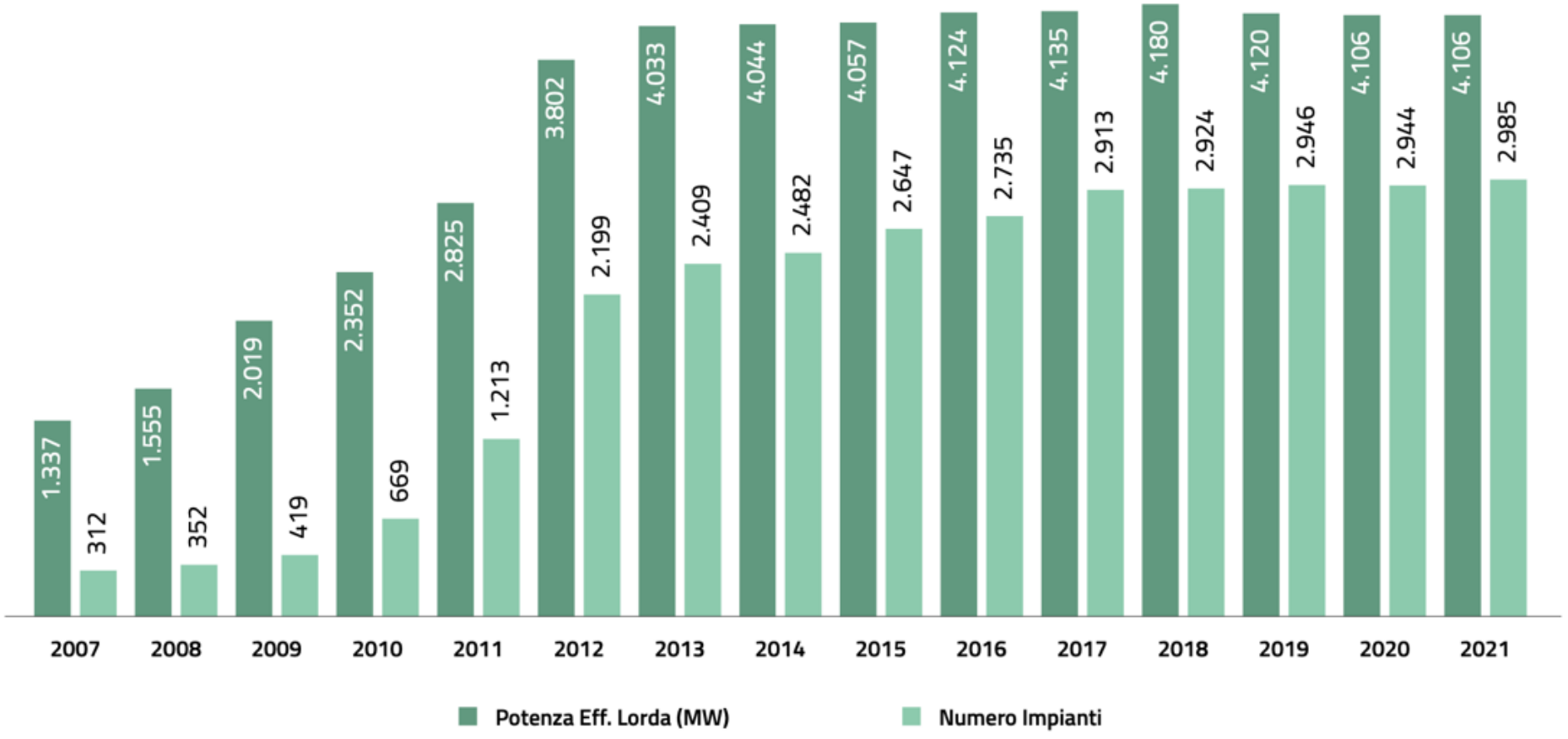
Progetto IGW srl

Numero e Potenza impianti a bioenergie

	2020		2021		Variazione % 2021/2020	
	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)
Biomasse solide	464	1.688,2	454	1.699,6	-2,2	0,7
– frazione urbani	*61*	*907,3*	*60*	*919,7*	*-1,6*	*1,4*
– altre biomasse	*403*	*780,9*	*394*	*779,9*	*-2,2*	*-0,1*
Biogas	2.201	1.452,2	2.261	1.455,1	2,7	0,2
– da rifiuti	*386*	*392,7*	*386*	*382,9*	*0,0*	*-2,5*
– da fanghi	*81*	*44,6*	*82*	*46,7*	*1,2*	*4,6*
– da deiezioni animali	*656*	*245,1*	*688*	*249,4*	*4,9*	*1,8*
– da attività agricole e forestali	*1.078*	*769,8*	*1.105*	*776,1*	*2,5*	*0,8*
Bioliquidi	465	965,5	454	951,4	-2,4	-1,5
– oli vegetali grezzi	*371*	*826,4*	*358*	*812,3*	*-3,5*	*-1,7*
– altri bioliquidi	*94*	*139,2*	*96*	*139,1*	*2,1*	*-0,1*
Bioenergie	**2.944**	**4.105,9**	**2.985**	**4.106,0**	**1,4**	**0,0**

Fonte: Terna

Numero e Potenza impianti a bioenergie



Fonte: elaborazioni GSE su dati Terna

AGENDA

BIOMETANO

D.M. 2 marzo 2018

- Impianti in funzione: 62 (di cui circa un terzo convertiti da biogas a biometano)
- Capacità produttiva: circa 550 MILIONI DI SM3/ANNO

- Ulteriori impianti previsti o i costruzione: circa 40
- Capacità produttiva: circa 300 MILIONI DI SM3/ANNO

(fonte: GSE)

D.M. Biometano (15/09/2022) – Contingenti di Potenza

Nr. Procedura	Apertura procedura	Chiusura procedura	Limite pubblicazione graduatoria	Contingente disponibile [Smc/h]
1	30/01/2023	31/03/2023	29/06/2023	67.000
2	14/07/2023	12/09/2023	11/12/2023	71.250
3	22/12/2023	20/02/2024	20/05/2024	23.750
4	3/06/2024	2/08/2024	31/10/2024	71.250
5	18/11/2024	17/1/2025	17/04/2025	23.750
TOTALE				257.000

D.M. Biometano (15/09/2022) – Esito Bandi

I primi tre bandi hanno fatto registrare la partecipazione di iniziative con una capacità produttiva complessiva pari a **circa 650 milioni di Smc anno**, al netto degli impianti che hanno rinunciato dopo essere stati collocati in posizione utile in una delle prime due graduatorie per ripresentare la domanda nel terzo bando (che ha previsto tariffe maggiori per l'adeguamento all'inflazione).

D.M. Biometano– Opportunità di accesso

- Per sostenere la produzione di biometano, in coerenza con le misure di sostegno agli investimenti previsti dal PNRR, **vengono stanziate risorse per un ammontare complessivo pari a 1.730,4 milioni di euro.**
- Accedono ai meccanismi di incentivo tutti gli impianti nuovi o riconvertiti, anche parzialmente, **alimentati da matrici agricole** o da Forsu (solo nuovi impianti) che completano la realizzazione delle opere ammesse a finanziamento entro il **termine inderogabile del 30 giugno 2026** e per i quali gli **interventi non sono stati avviati prima della pubblicazione della graduatoria** di riferimento.

D.M. Biometano– Opportunità di accesso

CAPACITÀ PRODUTTIVA	TIPOLOGIA DI IMMISSIONE BIOMETANO	TIPOLOGIA TARIFFA SPETTANTE	ALTRO
FINO a 250 Smc/h	Rete con obbligo di connessione terzi	TARIFFA ONNICOMPRENSIVA	Il produttore può optare per l'erogazione della tariffa premio
	Altre forme di immissione	TARIFFA PREMIO	
SUPERIORE a 250 Smc/h	Rete con obbligo di immissione terzi Altre forme di immissione	TARIFFA PREMIO	

D.M. Biometano– Incentivi e Tariffe

TIPOLOGIA	CAPACITÀ PRODUTTIVA	COSTO MASSIMO INVESTIMENTO (Smc/h)	TARIFFA
NUOVO	< 100 Smc/h	37.343,75 €	130,14 € /MWh
RICONVERSIONE		14.258,52 €	
NUOVO	250 Smc/h	32.817,23 €	124,48 € /MWh
RICONVERSIONE		14.258,52 €	
NUOVO	501 Smc/h	14.711,17 €	124,48 € /MWh
RICONVERSIONE		13.126,89 €	

Valori aggiornati ai sensi dell'art. 18-bis, comma 1, del Decreto Legge 10 agosto 2023, n. 104.

D.M. Biometano – Requisiti

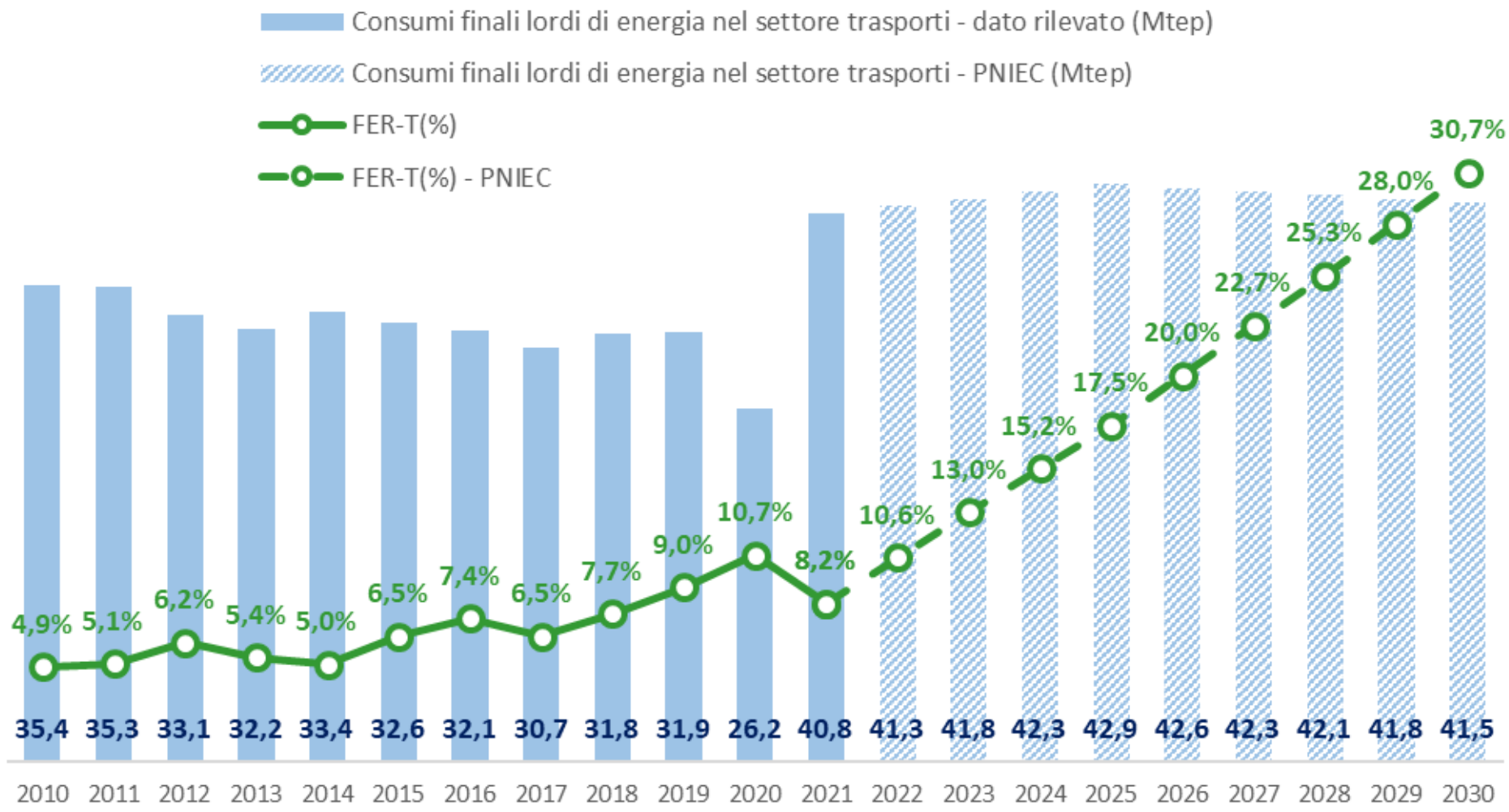
Per la presentazione della domanda è richiesto:

- possesso del **titolo autorizzativo**
- preventivo di allaccio alla rete se previsto
- il **rispetto dei requisiti di sostenibilità**

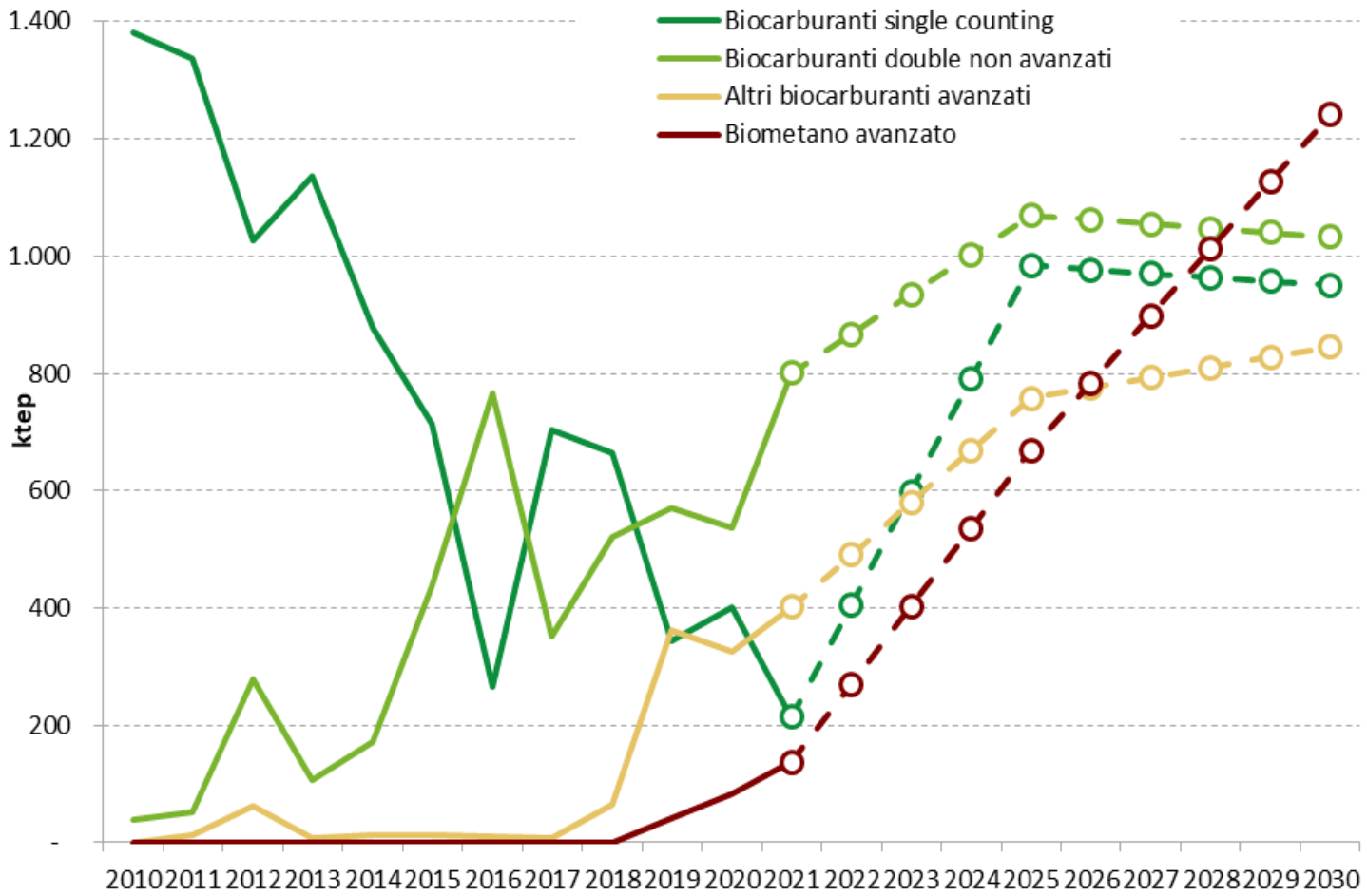


È inoltre espressamente richiesto che il progetto preveda la copertura degli stoccaggi, a meno che il digestato non venga direttamente inviato a compostaggio, e l'utilizzo di almeno il 40% in peso di effluenti zootecnici ma solo nel caso di impianti ubicati in Zone Vulnerabili ai Nitrati (ZVN) **con carico di azoto di origine zootecnica superiore a 120 kg/ha.**

PNIEC 2023 – Nuove traiettorie FER per il Settore Trasporti

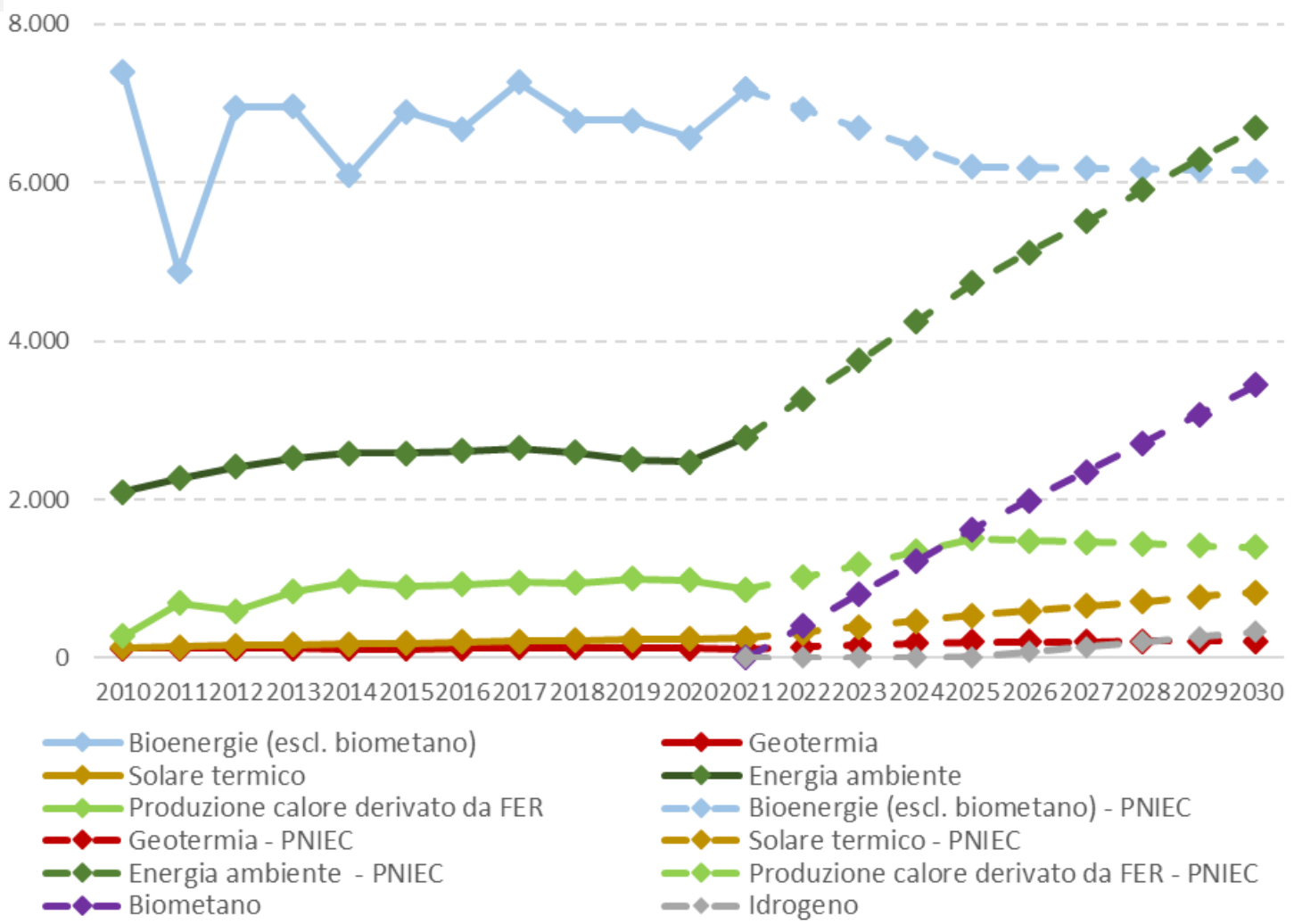


PNIEC 2023 – Nuove traiettorie FER Settore Trasporti



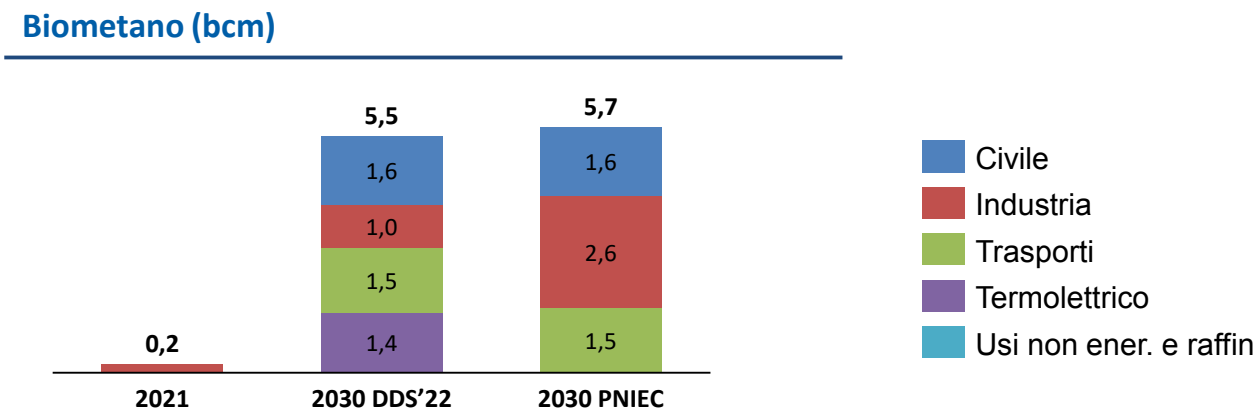
Biometano = 1.242 ktep

PNIEC 2023 – Nuove traiettorie Settore Usi Civili



Biometano 2030 = 3.724 ktep

PNIEC 2023 – Ruolo Biogas e Biometano



Il PNIEC 2023 ha corretto le traiettorie definite nel 2019 ma resta comunque "prudenziale" rispetto alle reali potenzialità del settore. In particolare per quanto riguarda il contributo del biogas alla produzione elettrica (non previsto) e fissando un obiettivo minimo prudenziale di circa 5,7 mld Smc di biometano al 2030.

PNIEC 2023 – Nuove traiettorie Settore Trasporti

Le proposte di integrazione da parte del settore:

- incrementare il contributo del biogas al settore elettrico senza diminuire quello per gli altri settori (si stima che non potranno convertire impianti di con una potenza installata di circa 500 MW).
- definire gli strumenti normativi che dovranno accompagnare il settore almeno fino al 2030, prevedendo:
  - l'adeguamento costante delle tariffe all'inflazione anche per gli impianti in esercizio;
  - l'accesso, a determinate condizioni, al nuovo meccanismo anche per impianti in esercizio (DM 2018);
  - flessibilità per il collocamento del prodotto sui diversi mercati;
  - una maggiore integrazione tra le reti di trasporto e distribuzione e l'introduzione di meccanismi di riduzione dei costi di connessione.

GRAZIE

Attilio Piattelli

Mail: attilio.piattelli@free-energia.it

Cell.: 348 4107490