

Form@zione Continu@ by Prosiel

Il contributo delle Rinnovabili alla decarbonizzazione

Comunità energetiche, agrivoltaico e mobilità elettrica

Sergio Carrara

Milano, 06 maggio 2024

Programma

PNRR: opportunità per il Paese Italia
Impianti agrivoltaici
Comunità energetiche ed autoconsumo collettivo
Mobilità elettrica ed infrastruttura
Contatti e ringraziamenti



PNRR: opportunità per il paese ITALIA



PNRR: Fondi disponibili



L'Unione europea ha stanziato **194,3 mld di euro**(*) per il PNRR italiano grazie a sovvenzioni e prestiti dell'RRF (Recovery and Resilience Facility), il fondo dedicato a contrastare gli effetti della pandemia. L'Italia ha poi integrato l'importo con ulteriori **30,6 mld di euro** attraverso il Piano Complementare, finanziato direttamente dallo Stato, per un totale di **225 mld. RepowerEU 11,8 mld di euro.**

(*) compresi circa 3 miliardi da quote ETS e fondo perduto

Sergio Carrara

© Riproduzione riservata



Milano, 06 maggio 2024

Fonte: Italiadomani.gov.it

PNRR: Composizione del Piano



PNRR: Composizione del Piano



Inclusione e coesione

€ 16,92 mld 8,7% del PNRR

+ € 2,77 mld del Piano Complementare

[Scopri di più](#) ▾



Salute

€ 15,62 mld 8,03% del PNRR

+ € 2,39 mld del Piano Complementare

[Scopri di più](#) ▾



RePowerEU

€ 11,18 mld 5,75% del PNRR

+ € 0 del Piano Complementare

[Scopri di più](#) ▾

PNRR: Rivoluzione Verde, Transizione ecologica e RePower EU



Migliorare ed estendere la produzione di energia verde delle comunità energetiche

Missione: Rivoluzione verde e transizione ecologica
Componente: Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile

Costo totale dell'investimento

€ 2,20 mld

Comunità energetiche



Metà agricoltura e metà fotovoltaico: la nuova strada per coltivare prodotti e creare energia

Missione: Rivoluzione verde e transizione ecologica
Componente: Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile

Costo totale dell'investimento

€ 1,10 mld

Agrivoltaico



Una mobilità pubblica sostenibile e innovativa

Missione: Rivoluzione verde e transizione ecologica
Componente: Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile

Costo totale dell'investimento

€ 3,8 mld

E-mobility



Nuove stazioni di ricarica in città e autostrada per favorire l'utilizzo di veicoli elettrici.

Missione: Rivoluzione verde e transizione ecologica
Componente: Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile

Costo totale dell'investimento

€ 741,3 mln

Stazioni di ricarica

PNIEC: Obiettivi EU al 2030 ed aggiornamenti

42,5% da REDII (ed. 2023)



Riduzione GHG rispetto al 2005 nei settori non ETS



-55%

-11,7% EED (ed. 2023)

(92.1 Mtep 2030 Italia)



PNIEC: Obiettivi Italia fino al 2030

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (Proposta PNIEC)
Energie rinnovabili				
Energia da FER nei Consumi Finali Lordi	20%	17%	32%	30%
Energia da FER nei Consumi Finali Lordi nei trasporti	10%	10%	14%	21,6%
Energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+ 1,3% annuo	+ 1,3% annuo
Efficienza Energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	- 20%	- 24%	- 32,5%	- 43%
Riduzioni consumi finali tramite regimi obbligatori	- 1,5% annuo (senza trasp.)	- 1,5% annuo (senza trasp.)	- 0,8% annuo (con trasporti)	- 0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni Gas Serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	- 21%		- 43%	No imposto obiettivo nazionale
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	- 10%	- 13%	- 30%	- 33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	- 20%		- 40%	No imposto obiettivo nazionale

Tabella 10 - Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	919	950
Eolica	9.410	9.766	15.690	18.400
<i>di cui off-shore</i>	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.764
Solare	19.269	19.682	26.840	50.880
<i>di cui CSP</i>	0	0	250	880
Totale	52.258	53.259	66.159	93.194

Tabella 11 - Obiettivi e traiettorie di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh)

	2016	2017	2025	2030
Produzione rinnovabile	110,5	113,1	139,3	186,8
Idrica (effettiva)	42,4	36,2		
Idrica (normalizzata)	46,2	46,0	49,0	49,3
Eolica (effettiva)	17,7	17,7		
Eolica (normalizzata)	16,5	17,2	31,0	40,1
Geotermica	6,3	6,2	6,9	7,1
Bioenergie*	19,4	19,3	16,0	15,7
Solare	22,1	24,4	36,4	74,5
Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica	325,0	331,8	331,8	337,3
Quota FER-E (%)	34,0%	34,1%	42,0%	55,4%

* Per i bioliquidi (inclusi nelle bioenergie insieme alle biomasse solide e al biogas) si riporta solo il contributo dei bioliquidi sostenibili.

Confronto potenza target 2030 [MW]

Tecnologia	Potenza 2022	Potenza PNIEC 2030	Potenza FF55 2030
Idroelettrico	18.934	19.200	n.d.
Geotermoelettrico	817	950	n.d.
Eolico	11.828	19.300	27.000
<i>di cui off-shore</i>	0	900	n.d.
Bioenergie	4.125	3.760	n.d.
Solare	25.012	52.000	75.000
<i>di cui Solare Termodinamico</i>	0	880	n.d.
TOTALE FER	60.716	95.210	122.000

In totale nel 2023 i MW installati sono pari a 3.122 MW così suddivisi
 2.804 MW fotovoltaici, 305 MW eolici e 13 MW idroelettrici.

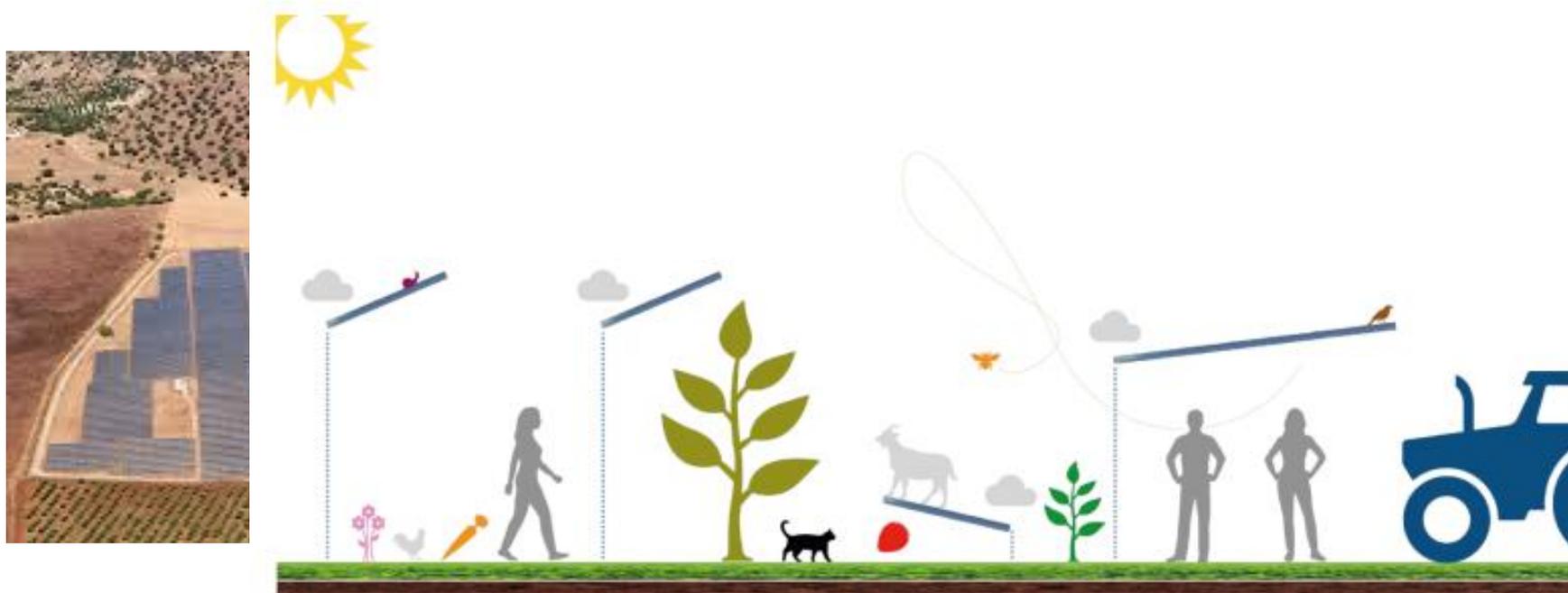
Impianti Agrivoltaici



Linee guida MITE

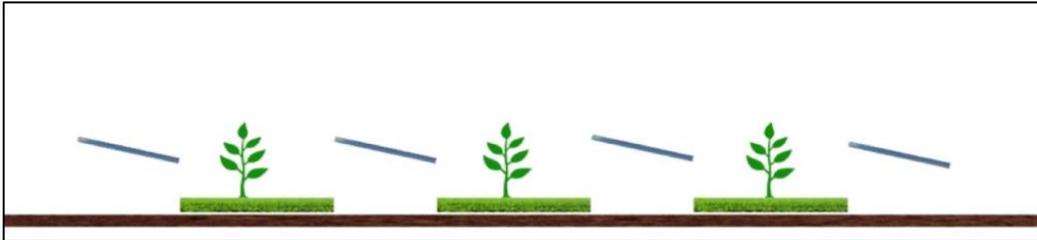
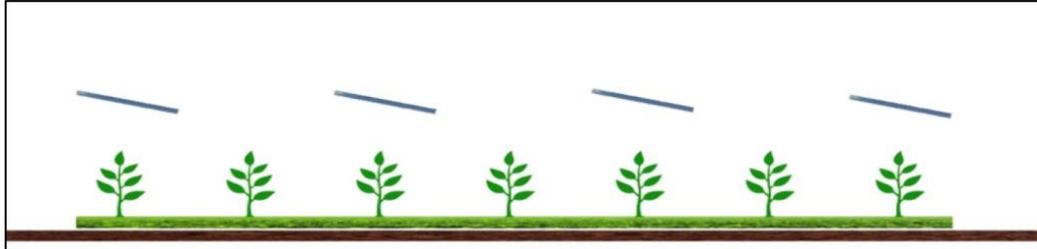


Linee guida MITE per evitare che....., ma si possa far coesistere....



....“agrivoltaici”, ovvero impianti fotovoltaici che consentano di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili.

Linee guida MITE: caratteristiche e requisiti degli impianti



Diverse configurazioni per permettere la convivenza e l'ottimizzazione sia dell'attività agricola (in senso lato) che della produzione di energia:

- comportamento di **differenti colture** sottoposte alla riduzione della radiazione luminosa («colture non adatte», le piante con un elevato fabbisogno di luce, «colture poco adatte», «colture mediamente adatte» e colture adatte»....)
- **Tipologia di animali** che possono liberamente muoversi
- **Tipologia di mezzi** in movimento
- **Tipologia del suolo** e dei prodotti chimici utilizzati

Di tali aspetti è necessario tenere conto ove un'azienda agricola progetti di avviare la realizzazione di un sistema agrivoltaico.

H minima variabile da 1,3 m a 2,1 m.

Il Piano agronomico

Linee guida MITE: importanti definizioni

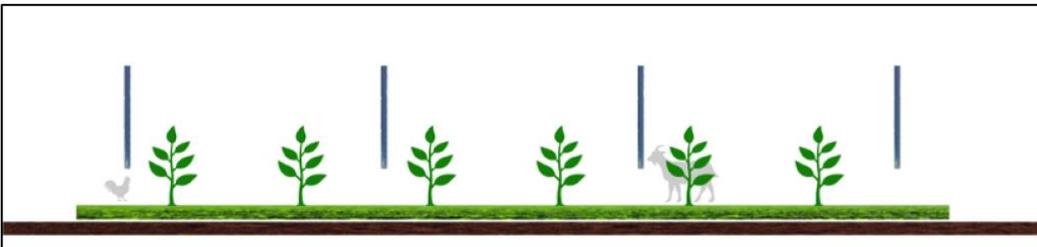
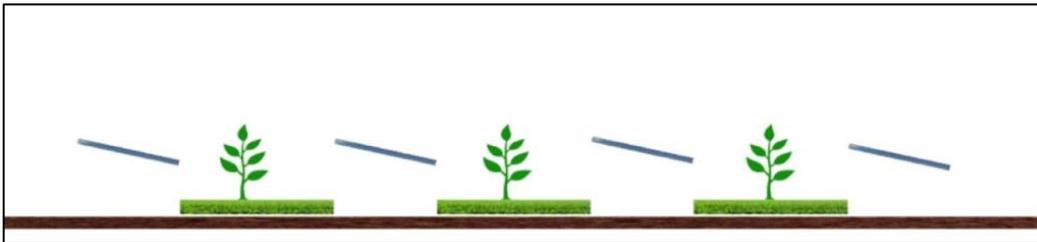
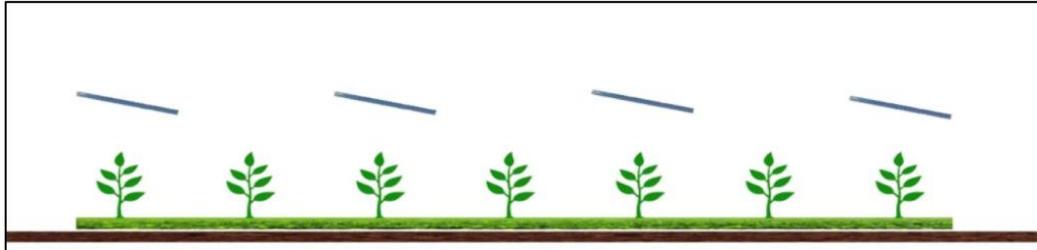
Impianto agrivoltaico avanzato: impianto agrivoltaico che, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, e ss. mm.:

i) **adotta soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra**, anche prevedendo la **rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale**, anche eventualmente consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione;

ii) prevede la contestuale **realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto dell'installazione fotovoltaica sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola** per le diverse tipologie di colture, la continuità delle attività delle aziende agricole interessate, **il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici**;



Linee guida MITE: caratteristiche e requisiti degli impianti



$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$$

$$FV_{agri} \geq 0,6 \cdot FV_{standard}$$



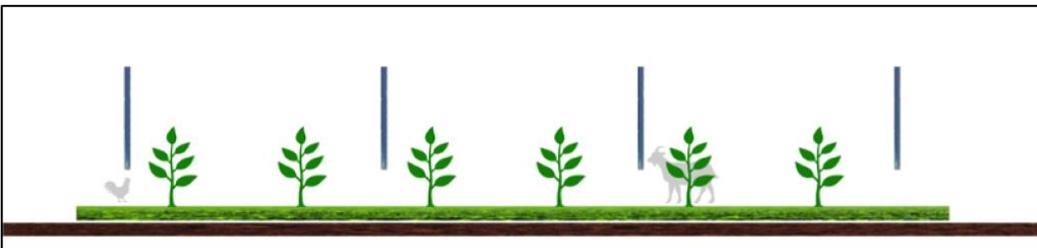
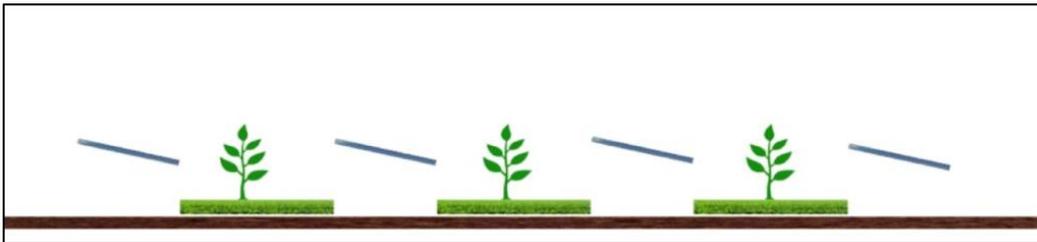
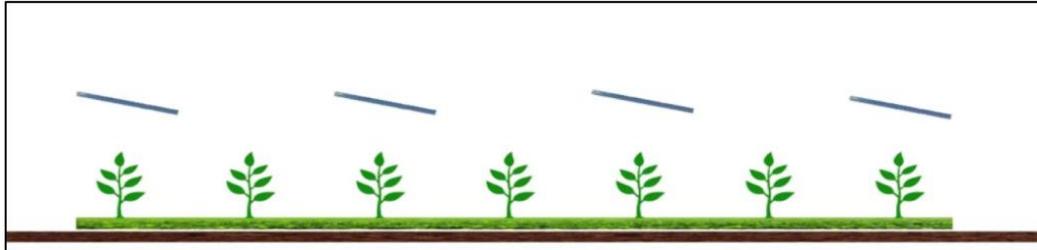
Diversi requisiti tra i quali (non solo massimizzare l'agricoltura/allevamento con la produzione di energia elettrica):

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;

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;

REQUISITO 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;

Linee guida MITE: caratteristiche e requisiti degli impianti



Avanzato

Diversi requisiti tra i quali (non solo massimizzare l'agricoltura/allevamento con la produzione di energia elettrica):

- REQUISITO D: **Moduli** anche rotativi ed alzati da terra, 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;
- REQUISITO 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.** (misure di umidità, di temperatura, velocità dell'aria, misura della radiazione)

Il rispetto dei requisiti sono pre-condizione per l'accesso ai contributi del PNRR.

Linee guida MITE: requisiti di chi installerà gli impianti

Soggetto A:

Impresa agricola (singola o associata), **che realizza il progetto al fine di contenere i propri costi di produzione, utilizzando terreni agricoli di proprietà.** In tal caso, è ipotizzabile il mantenimento dell'attività agricola prevalente ai fini PAC. **Ciò può essere accertato verificando che il fatturato dell'energia prodotta** (che si configura come **attività connessa, cioè complementare ed accessoria alla produzione agricola principale**) **non superi il valore della produzione agricola, affinché venga mantenuto lo status di imprenditore agricolo,** nel rispetto della normativa vigente in tema di definizione della figura dell'imprenditore agricolo e delle attività agricole (D.lgs. 18 maggio 2001, n. 228 - Orientamento e modernizzazione del settore agricolo). L'azienda agricola sarà interessata a utilizzare quota parte dell'energia prodotta e potrà impegnarsi anche nella realizzazione di investimenti ulteriori e collegati all'agrivoltaico e che si avvantaggiano della produzione di energia (elettrificazione dei consumi) o utilizzano le strutture dei moduli fotovoltaici (solo a titolo di esempio: agricoltura di precisione, irrigazione di precisione, investimenti in celle frigorifere/sistemi di refrigerazione, impianti di riscaldamento delle serre).

Soggetto B:

Associazione Temporanea di Imprese (ATI), formata da imprese del settore energia e da una o più imprese agricole che, mediante specifico accordo, **mettono a disposizione i propri terreni per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico.**

Autoconsumo, percentuale minima in fase di definizione.



Norme di riferimento

Guida CEI 82-25 (in fase di completamento)
Specifica CEI PAS: 82-93 Impianti agrivoltaici
CEI 64-8
CEI 0-21
CEI 0-16

N O R M A I T A L I A N A C E I

Norma Italiana

CEI 82-25

Data Pubblicazione

2022-08

Titolo

**Guida alla progettazione, realizzazione e gestione di sistemi di generazione fotovoltaica
Parte 1: Generalità - Acronimi, Definizioni e Principali Leggi,**

N O R M A I T A L I A N A C E I

Norma Italiana

CEI PAS 82-93

Data Pubblicazione

2023-12

Titolo

Impianti agrivoltaici



Norme di riferimento: Guida CEI 82-25, in fase di completamento

- Parte 1. Generalità- Acronimi, Definizioni e Principali Leggi, Deliberazioni e Norme
- Parte 2. I moduli fotovoltaici (in corso di preparazione)
- Parte 3. BOS dell'impianto FV (in corso di preparazione)
- Parte 4. Progettazione (in corso di preparazione)
- Parte 5. Installazione (in corso di preparazione)
- Parte 6. Monitoraggio, gestione e manutenzione (in corso di preparazione)

**(kWh producibili e necessari,
dimensionamento elettrico e meccanico)**

Questo documento si applica ai sistemi di generazione fotovoltaica destinati a operare in parallelo alla rete del distributore di Media e Bassa tensione, in accordo con le norme CEI.

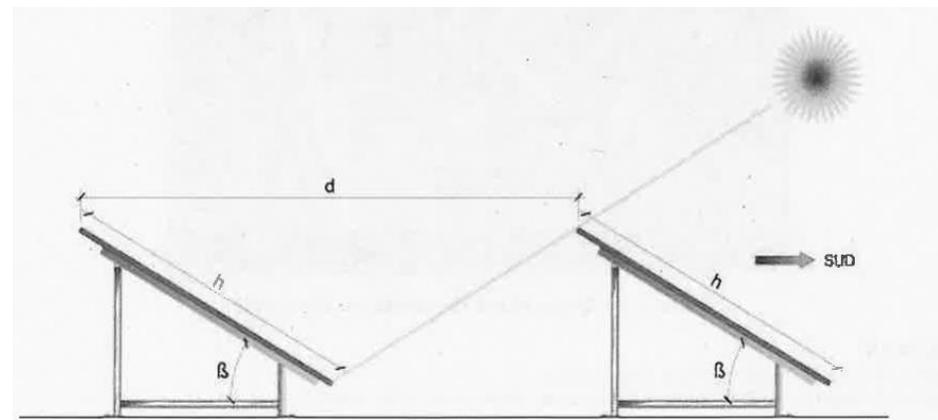
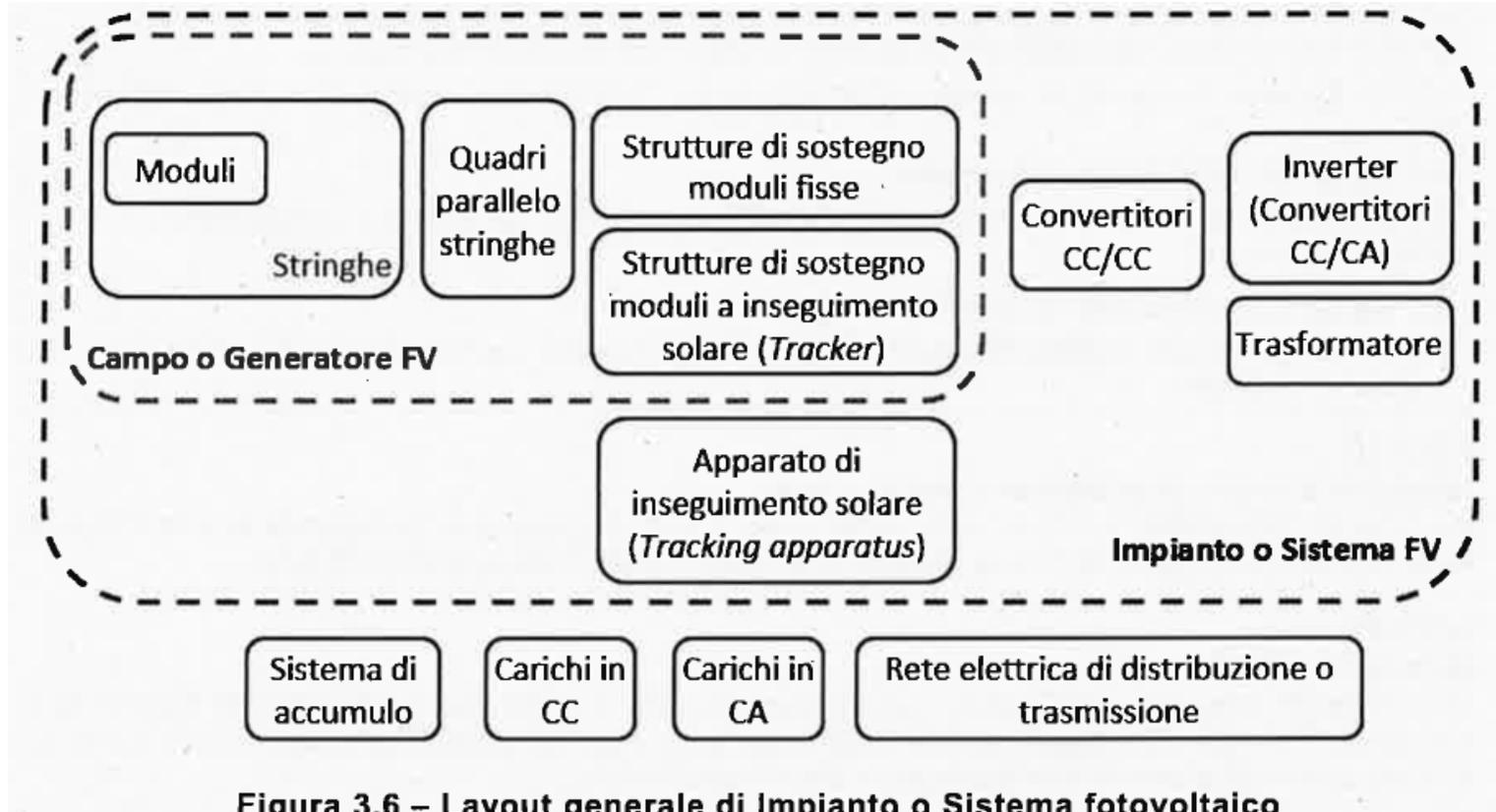


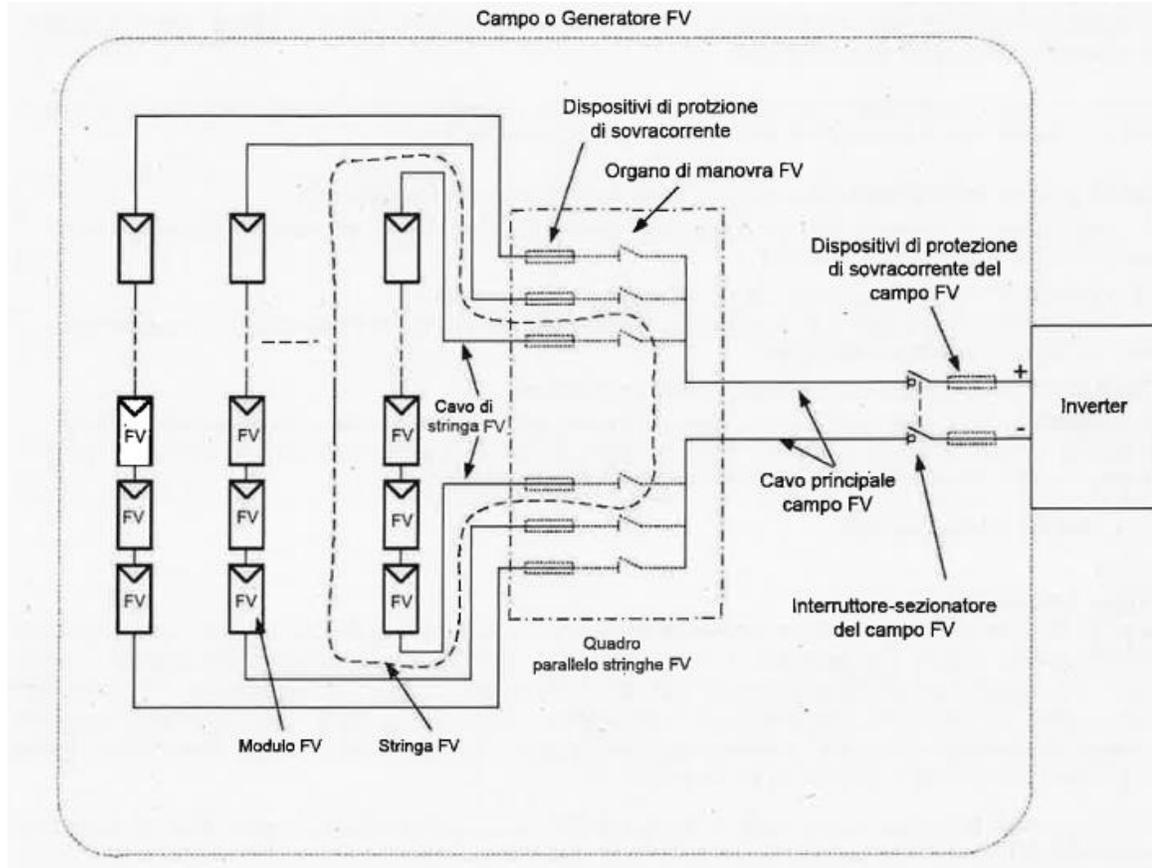
Figura 3.5 – Filari di strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

Distanza fra i filari (se presenti): tale da non provocare ombreggiamento reciproco fra i moduli alle ore 12 del 21 dicembre, come buona prassi di progettazione FV.

Norme di riferimento: Guida CEI 82-25, in fase di completamento



Norme di riferimento: Guida CEI 82-25, in fase di completamento



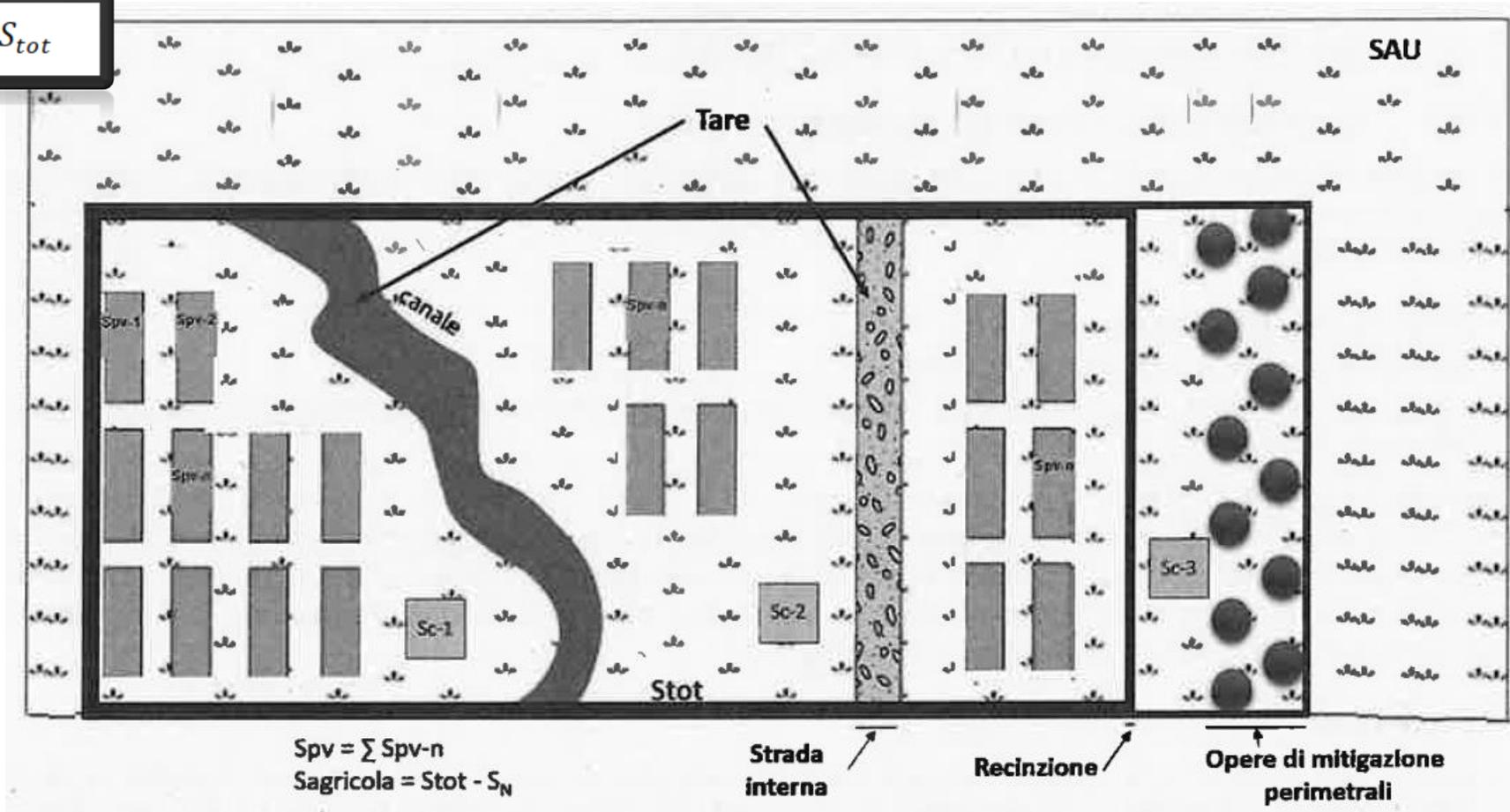
ARERA Comunicato del 12.07.2022 "Testo Integrato Connessioni Attive (TICA) – Chiarimenti definizioni potenza" nota n. 3:

Le Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 prevedono che potenza degli impianti fotovoltaici è pari al minimo tra:

- il valore della somma delle singole potenze di picco di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del singolo impianto fotovoltaico, misurate alle condizioni nominali, come definite dalle rispettive norme di prodotto;
- il valore della somma delle potenze degli inverter facenti parte del singolo impianto fotovoltaico.

Norme di riferimento: Specifica CEI PAS 82-93, carattere sperimentale con validità 3 anni rinnovabili

$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$$



1° step:
dove?

Norme di riferimento: Specifica CEI PAS 82-93, carattere sperimentale con validità 3 anni rinnovabili

Tipologie:

Impianto interfilare:

1. Impianto con moduli su strutture inclinati (ST1)
2. Impianto con moduli su strutture ad inseguimento solare (ST2)
3. Impianti su installazioni verticali (ST3)

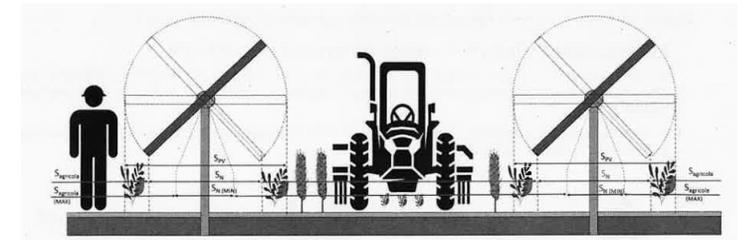
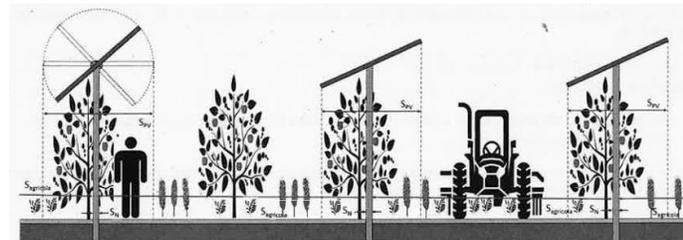
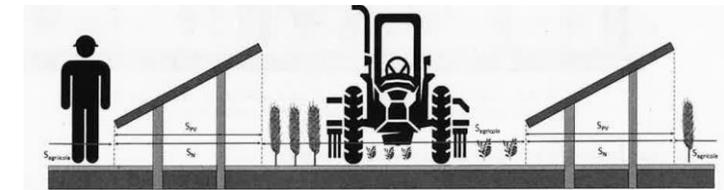
Impianto elevato

Impianto avanzato

Impianto avanzato per PNRR

2° step

Tipologia impianto



Norme di riferimento: Specifica CEI PAS 82-93, carattere sperimentale con validità 3 anni rinnovabili

Per la sicurezza fare riferimento alla norma impianti CEI 64-8 sezione 712 (sistemi fotovoltaici) (in arrivo la nuova edizione).

Per le parti degli impianti elettrici fare riferimento alla norma impianti CEI 64-8 sezione 705 relativa alle strutture agricole o zootecniche (contatti diretti ed indiretti)

Con l'allegato 51A della norma impianti CEI 64-8 determinare le influenze esterne e quindi le tipologie di componenti adeguati, la posa dei cavi e loro tipologia in sintonia con i lavori agricoli e gli involucri dei componenti

3° step Interferenze esterne (requisiti di sicurezza)

Rischi elettrici per persone ed animali

AA4	Temperato	-5 °C +40 °C	Le installazioni all'interno degli edifici ricadono nella classe AA4.	Normale	Include gli intervalli di temperatura della CEI EN 6072133, classe 3K5, con alta temperatura ristretta a +40 °C.
-----	-----------	--------------	---	---------	--

Rischi incendio per pirolisi dei componenti e di propagazione alle culture

Protezione dai fulmini applicando la Guida CEI 81-28 (PV)

AD1	Trascurabile	Probabilità trascurabile di presenza di acqua	Installazioni nelle quali i muri non mostrano generalmente presenza di acqua se non per brevi periodi, per esempio in forma di vapore che una buona ventilazione asciuga rapidamente. Pareti soggette a pulizia senza l'uso di getti d'acqua.	IP X0	CEI EN 60721-3-4, classe 4Z6 CEI EN 60529
-----	--------------	---	--	-------	--

Regole di connessione alla rete (CEI 0-16 e CEI 0-21)



Norme di riferimento: Specifica CEI PAS 82-93, carattere sperimentale con validità 3 anni rinnovabili

Il monitoraggio e l'autoconsumo saranno sviluppati nella edizione successiva.

Il progettista dovrà indicare nel manuale operativo gli interventi di manutenzione necessari.

4° step
Monitoraggio
e autoconsumo

In progress



Comunità energetiche ed autoconsumo collettivo



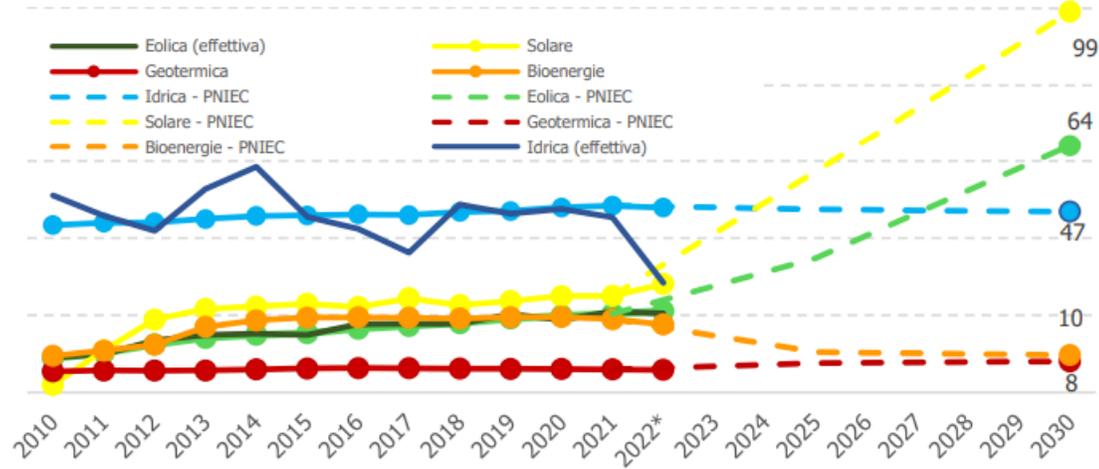
Premessa: Fonti rinnovabili



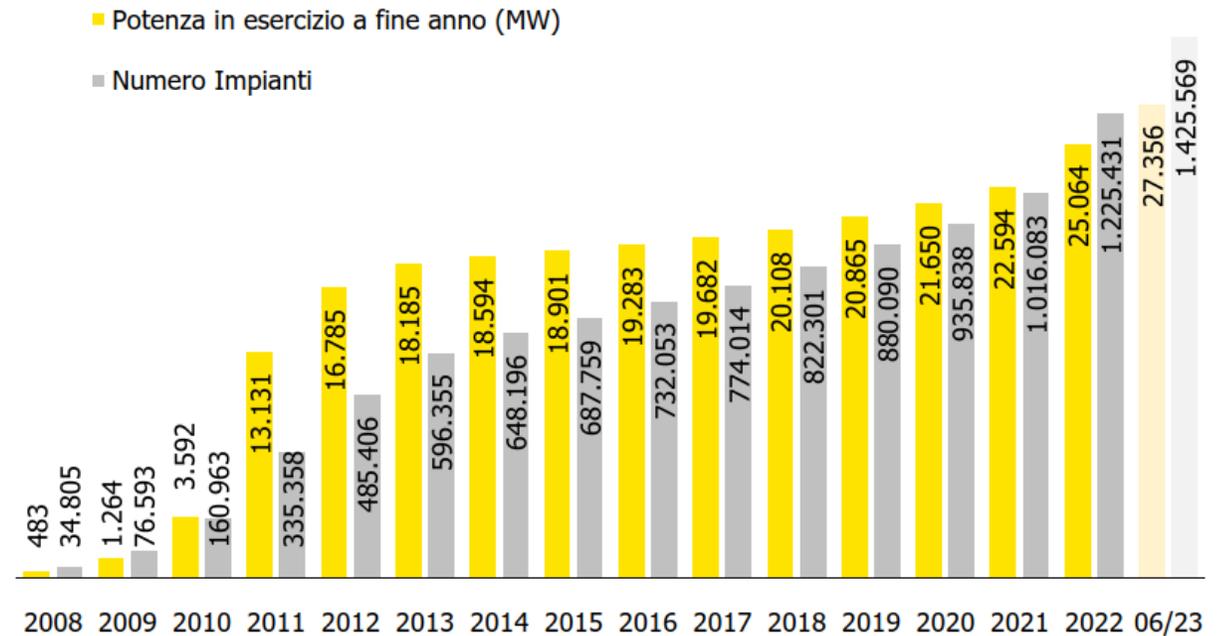
- **Dove e quando?**
Non è volontà dell'uomo decidere dove e quando, quindi le fonti rinnovabile **si usano là dove sono e quando ci sono**. Non necessariamente dove e quando l'uomo vorrebbe.
- **Garantire comunque l'equilibrio tra la disponibilità dell'energia erogabile e la domanda di energia in tutta Italia.**
- **Comportamento dei prosumers più consapevole** ad aiutare il sistema elettrico nazionale.
- Nuove **soluzioni promozione delle FER** (incentivi nazionali, **introduzione dell'autoconsumo diffuso** con aree definite e **con contemporaneità della produzione e del consumo**).

Premessa: Fonti rinnovabili

Produzione elettrica da FER per fonte: dato rilevato e traiettoria PNIEC [TWh]



Numero e potenza degli impianti fotovoltaici



Recente evoluzione: Ora c'è la Cabina Primaria

Direttiva RED II DL 199/2021
In vigore dal 15 dicembre 2021

Cabina secondaria, max. 200 kW



Roma, 23 gennaio 2024

È stato pubblicato, sul sito del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, il **decreto che stimola la nascita e lo sviluppo delle Comunità energetiche rinnovabili e dell'autoconsumo diffuso in Italia.**

Da domani, 24 gennaio, **entra dunque a tutti gli effetti in vigore il decreto**, essendo avvenuta la registrazione della Corte dei Conti e, in precedenza, l'approvazione della Commissione europea.



Cabina primaria, max. 1000 kW

Recente evoluzione: Aggiornamento del portale GSE

NEWS

08/04/2024

CER, IL MASE PUBBLICA L'AVVISO PNRR PER I PICCOLI COMUNI

08/04/2024

COMUNITÀ ENERGETICHE, ONLINE I PORTALI PER LE RICHIESTE DI CONTRIBUTO E IL SIMULATORE



SUMMO E COMUNITÀ ENERGETICHE

24

COMUNITÀ ENERGETICHE, ONLINE I PORTALI PER LE RICHIESTE DI CONTRIBUTO E IL SIMULATORE

Già operativi i portali per l'invio delle richieste dei contributi per le comunità energetiche e le configurazioni di autoconsumo previste dal CER e dal TIAD.

Attraverso i portali del GSE, utilizzando l'applicazione "SPC - Sistemi di Produzione e Consumo", è possibile presentare le richieste di:

- **ACCESSO AL SERVIZIO PER L'AUTOCONSUMO DIFFUSO**, attraverso il quale i Soggetti Referenti delle configurazioni con impianti in esercizio possono richiedere l'accesso ai contributi per l'energia elettrica condivisa autoconsumata e incentivata;
- **VERIFICA PRELIMINARE**, attraverso la quale i Soggetti Referenti delle configurazioni con impianti "a progetto" possono richiedere un parere preliminare di ammissibilità al servizio per l'autoconsumo diffuso;
- **ACCESSO AL CONTRIBUTO PNRR**, tramite il quale i Soggetti Beneficiari possono richiedere il contributo in conto capitale previsto per impianti a fonti rinnovabili a progetto inclusi in configurazioni di Gruppi di Autoconsumatori e Comunità energetiche rinnovabili localizzati in Comuni con meno di 5000 abitanti. Lo Sportello telematico sarà aperto fino al 31 marzo 2025, ore 18, salvo esaurimento delle risorse disponibili pari a 2.200.000.000 euro.



Recente evoluzione: Aggiornamento del portale GSE



GUIDA ALLA COMPILAZIONE DELLA RICHIESTA SUL PORTALE SPC

Accesso al contributo in conto capitale previsto dalla misura PNRR M2C2I1.2

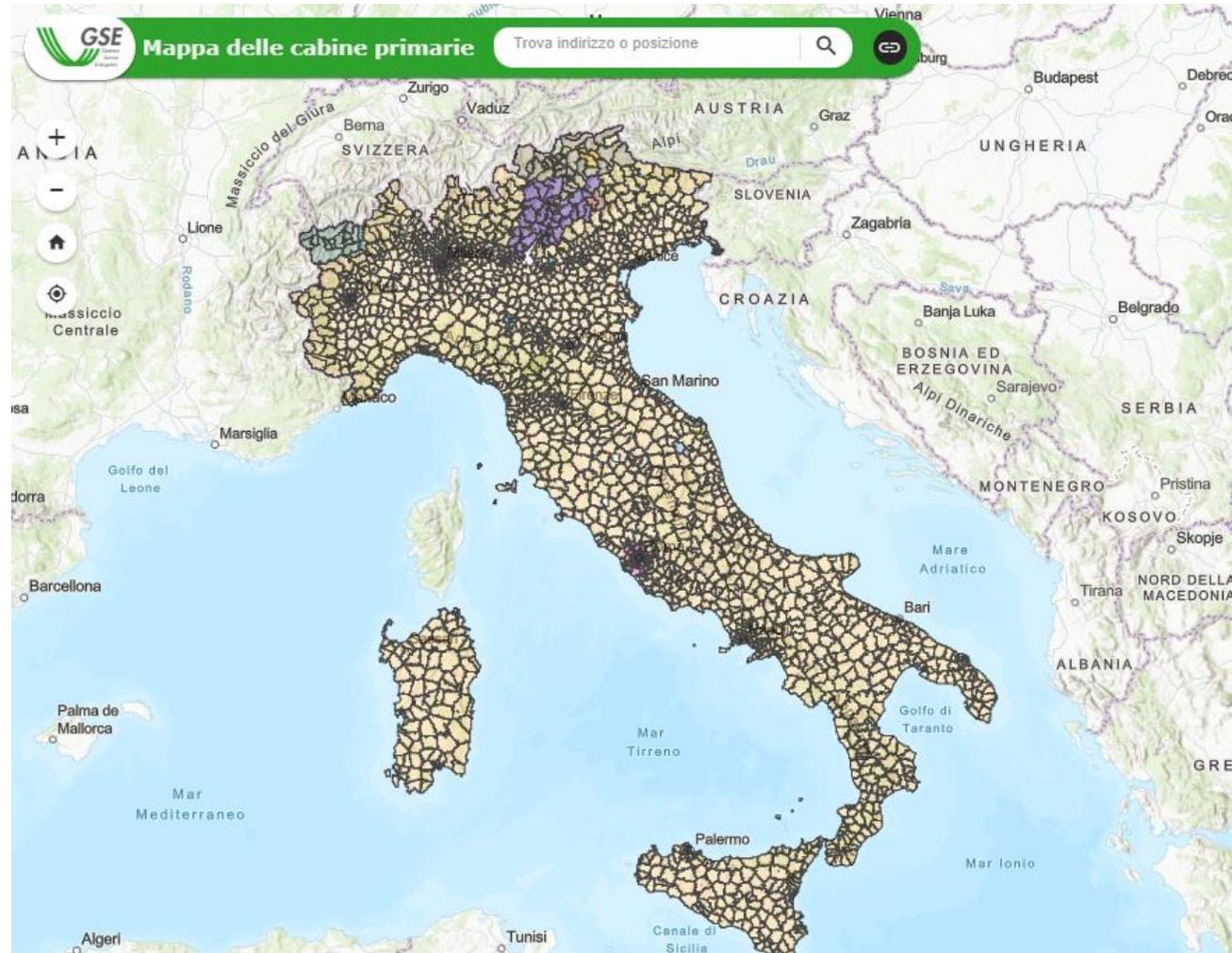
COMUNITÀ ENERGETICA RINNOVABILE



Versione 1.0 – 8 aprile 2024



Recente evoluzione: Portale GSE



Recente evoluzione: DM 414/23 Ed. 24 gennaio 2024 e GSE 23 febbraio 2024

Tariffa premio per energia condivisa

1. È possibile **distribuire ai membri «imprese» fino al 55% della tariffa**, il resto **DEVE** essere distribuito solo a membri privati, no profit e enti pubblici.
 2. Se gli impianti a servizio di una CER sono in un **comune con < 5000 abitanti e ricevono il contributo a fondo perso pari al 40%** del costo **il valore 55% scende al 45%** (art.3 c.2 lett.g).
 3. **Solo l'energia condivisa** generata dagli impianti connessi alla rete di distribuzione **a partire dal 15-12-2021**, data di approvazione del **DL 199/21**, generano la tariffa premio, ma solo se la CER è stata costituita prima della connessione in rete di tali impianti (art.3 c.2 lett.c).
- A. **la detrazione fiscale al 50% è compatibile con l'incentivo della tariffa premio**, come tutti si aspettavano, **ma NON è compatibile con il contributo a fondo perso del 40%** negli edifici situati in comuni fino a 5000 abitanti, alcuni residenti in comuni piccoli speravano di avere entrambe.
- B. la remunerazione dell'energia immessa in rete a disposizione degli utenti della CER può avvenire da parte del GSE direttamente alla CER, oppure al singolo produttore.



Un passo indietro: Scopo

L'obiettivo principale di una CER è quello di fornire benefici ambientali, sociali ed economici ai propri membri o soci e alle aree locali in cui opera, attraverso l'autoconsumo di energia rinnovabile.



Un passo indietro: in linea quindi con il PNRR

- **Aumentare l'efficienza energetica** dei consumatori civili
- **Maggiore partecipazione** dei cittadini
- **Investimenti di capitali** privati nella transizione energetica
- **Sviluppo occupazione** locale
- **Ottimizzazione rete distribuzione, minore trasporto e minori perdite**
- **Favorire l'autoconsumo istantaneo** (favorendo i sistemi di **accumulo**) eliminando lo scambio sul posto
- **Energia Km zero**



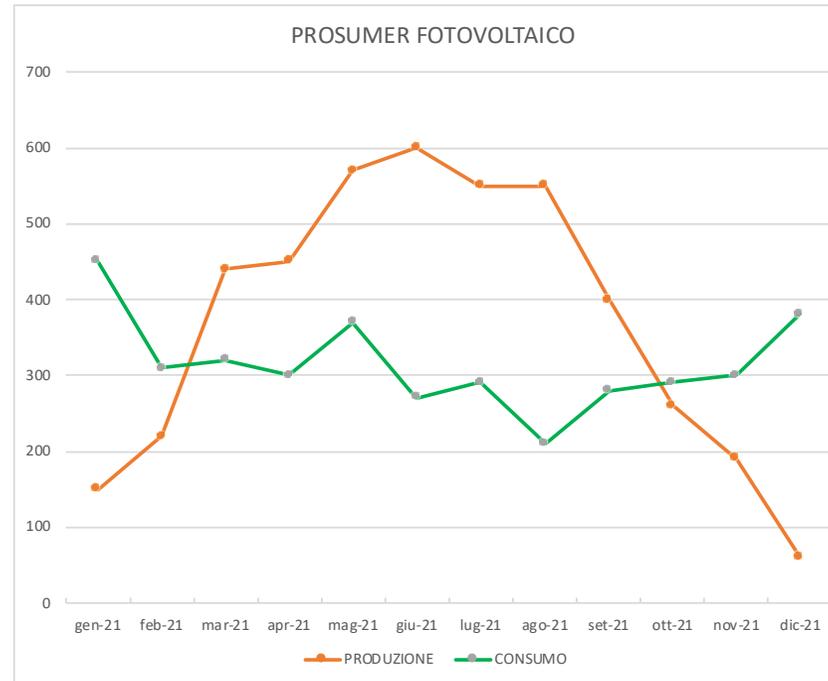
Un passo indietro: Configurazioni per l'autoconsumo diffuso

1. gruppo di **autoconsumatori di energia rinnovabile** che agiscono collettivamente; **DEFINITO DAL DL 199/21, ART. 2 c. 1, lett. N - RECEPIMENTO DIR RED II**
2. gruppo di **clienti attivi** che agiscono collettivamente; **DEFINITO DAL DL 210/21, ART .3 c. 2 - RECEPIMENTO DIR MERCATO ELETTRICO**
3. comunità energetica **rinnovabile** o comunità di energia rinnovabile; **(CER DL 199/21 ART. 31)**
4. comunità energetica dei **cittadini**; **(CEC DL 210/21 ART .3 c. 3)**
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; **(DL 199/21 ART. 30, c.1, lett. a num. 2.1 e 2.2)**
7. cliente attivo “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione;



Ripensare anche all'impianto PV: Utente domestico – esposizione a SUD

mese	PRODUZIONE	CONSUMO
gen-21	150	450
feb-21	220	310
mar-21	440	320
apr-21	450	300
mag-21	570	370
giu-21	600	270
lug-21	550	290
ago-21	550	210
set-21	400	280
ott-21	260	290
nov-21	190	300
dic-21	60	380
TOTALE	4440	3770
IMMISSIONE	1520	
PRELIEVO		850



La produzione in primavera-estate (marzo-settembre) supera il consumo.

Ripensare anche all'impianto PV: Utente domestico – esposizione EST-OVEST

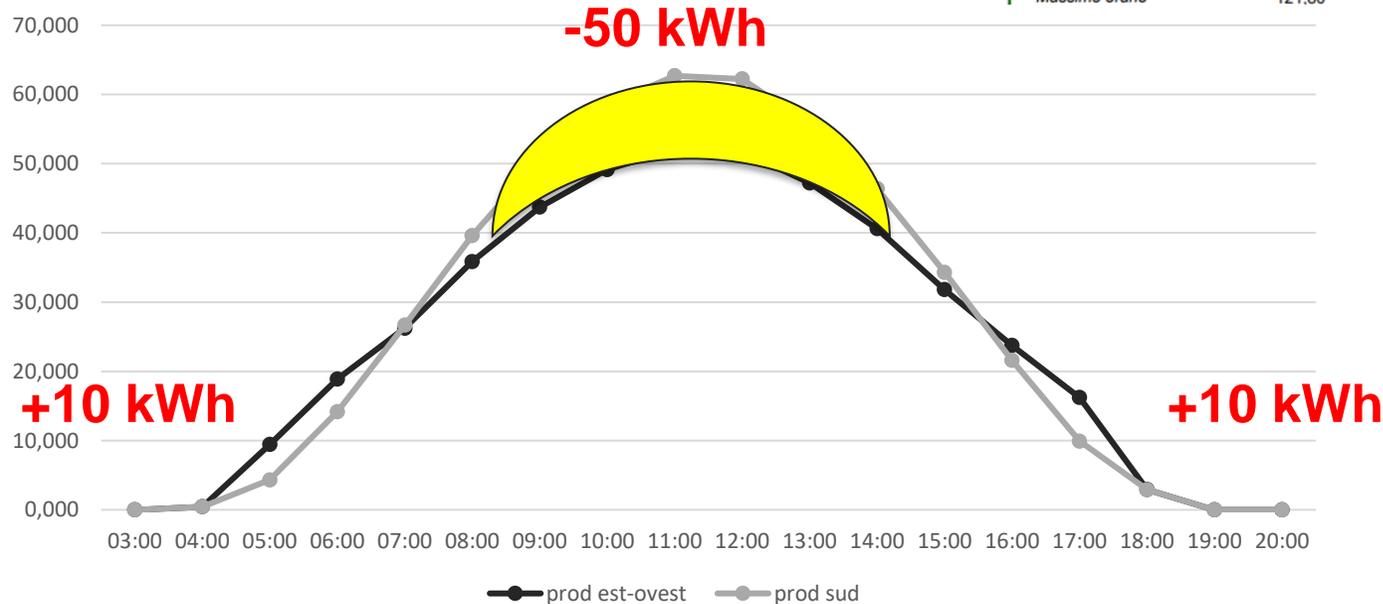


Mercato del Giorno Prima

lunedì 8 aprile 2024



Produzione Luglio 100 kW tilt 30°



Ricordiamoci che se da un lato è bene massimizzare la produzione, dall'altro è **necessario consumare il più possibile quando si produce.**

L'esposizione Est-Ovest è migliore al mattino presto e nel pomeriggio tardo, mentre durante il giorno è peggiore.



Incentivi economici MASE e valorizzazione ARERA

1. Una **tariffa incentivante sull'energia** prodotta da FER e autoconsumata virtualmente dai membri della CER. Tale **tariffa è riconosciuta dal GSE per un periodo di 20 anni** dalla data di entrata in esercizio di ciascun impianto FER.

La **tariffa è compresa tra 60 €/MWh e 120 €/MWh**, in funzione della taglia dell'impianto e del valore di mercato dell'energia. Per gli impianti fotovoltaici è prevista **una ulteriore maggiorazione fino a 10 €/MWh in funzione della localizzazione geografica**.

2. Un **corrispettivo di valorizzazione per l'energia autoconsumata**, definito dall'ARERA – Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente. **Tale corrispettivo vale circa 12 €/MWh**.

Ti premio se....



Incentivi economici MASE e valorizzazione ARERA

- Tariffa incentivante = Parte fissa + Parte variabile. La parte fissa varia in funzione della taglia dell'impianto, la parte variabile in funzione del prezzo di mercato dell'energia.

Potenza impianto	Tariffa incentivante
potenza < 200 kW	80€/MWh + (0÷40€/MWh)
200 kW < potenza < 600 kW	70€/MWh + (0÷40€/MWh)
potenza > 600 kW	60€/MWh + (0÷40€/MWh)

Al fine di tener conto della minor **producibilità** degli impianti fotovoltaici installati nelle Regioni centro settentrionali rispetto a quelli posizionati nel Regioni del Sud Italia, sono previste le seguenti maggiorazioni tariffarie:

+4 €/MWh, per le regioni del centro Italia (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo);

+10 €/MWh per le regioni del nord Italia (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta e Veneto)

+ Niente in più al SUD (troppo Sole!!!)



Incentivi economici MASE e valorizzazione ARERA

Tipologia di Valorizzazione	Condomini	CER
Trasmissione	OK (10,57€/MWh)	OK (10,57€/MWh)
Distribuzione	OK (0,65€/MWh)	NO
Perdite di rete	OK per MT 1,2%PZ per BT 2,6% PZ	NO

Massimo vantaggio per i condomini.

Il corrispettivo di valorizzazione ARERA varia ogni anno in funzione dei corrispettivi determinati da ARERA per l'energia elettrica condivisa (nel 2024 è pari a 10,57 €/MWh voce Trasmissione).

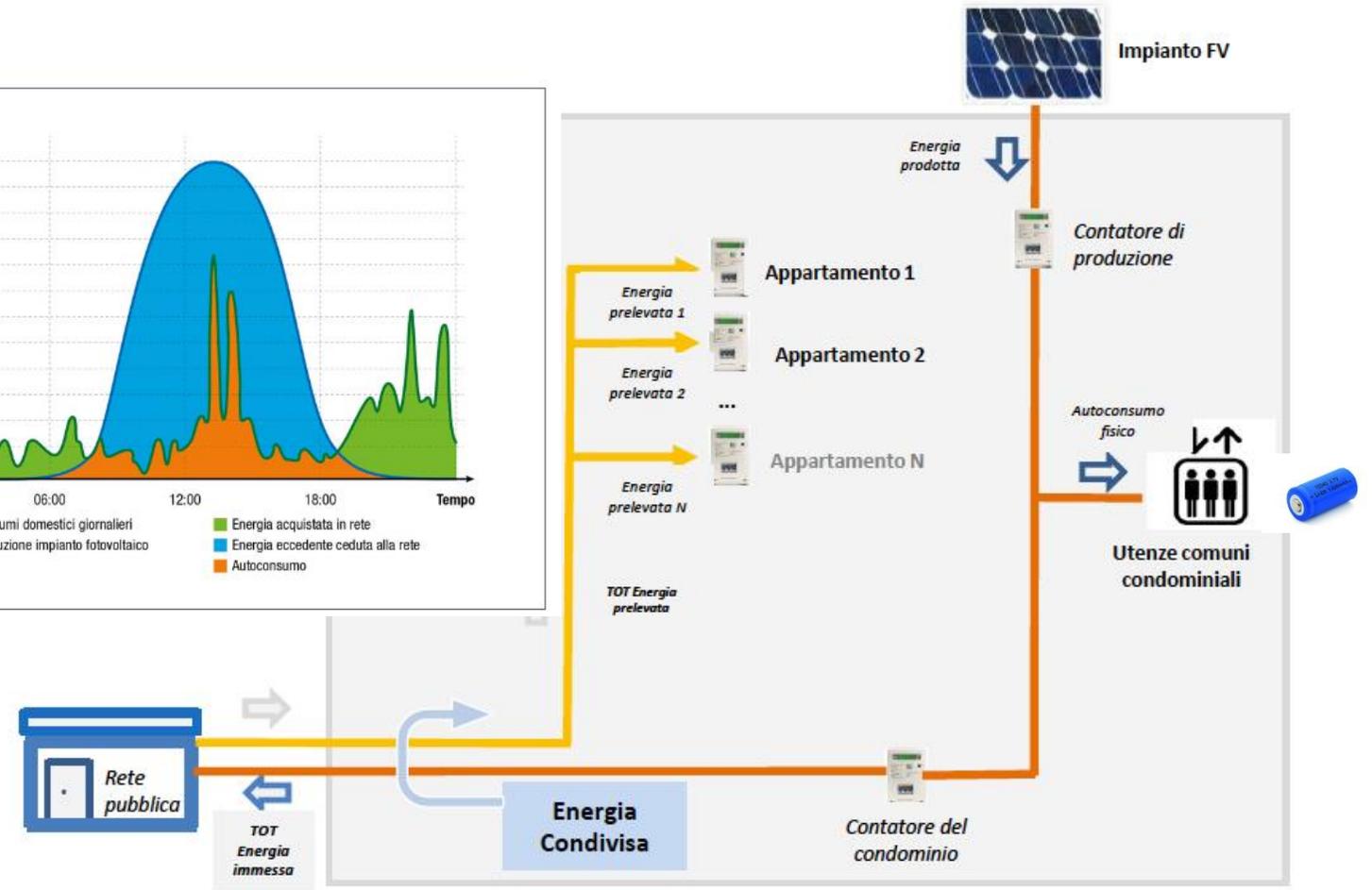
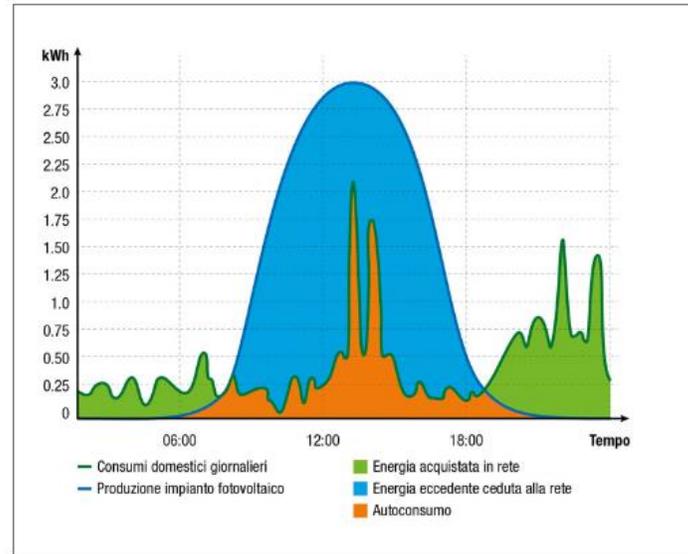


Come s'incentiva

L'energia prelevata è soggetta a tutte le variabili che vengono messe in bolletta.

Non pago nulla sull'energia prodotta da me e consumata da me! (salvo l'investimento fatto per l'impianto e l'eventuale accumulo).

L'energia immessa in rete viene remunerata (purtroppo poco) secondo un prezzo zonale.



Come s'incentiva: Condominio

Non pago nulla sull'energia prodotta da me e consumata da me!

Come funzionano i flussi

L'**Energia Condivisa** è, per ogni ora, il minimo tra:

- l'energia immessa dal fotovoltaico
- l'energia prelevata da tutti i membri della comunità

immetto 30 kWh e ne consumo 27 -> **EC= 27**

immetto 20 kWh e ne consumo 27 -> **EC= 20**

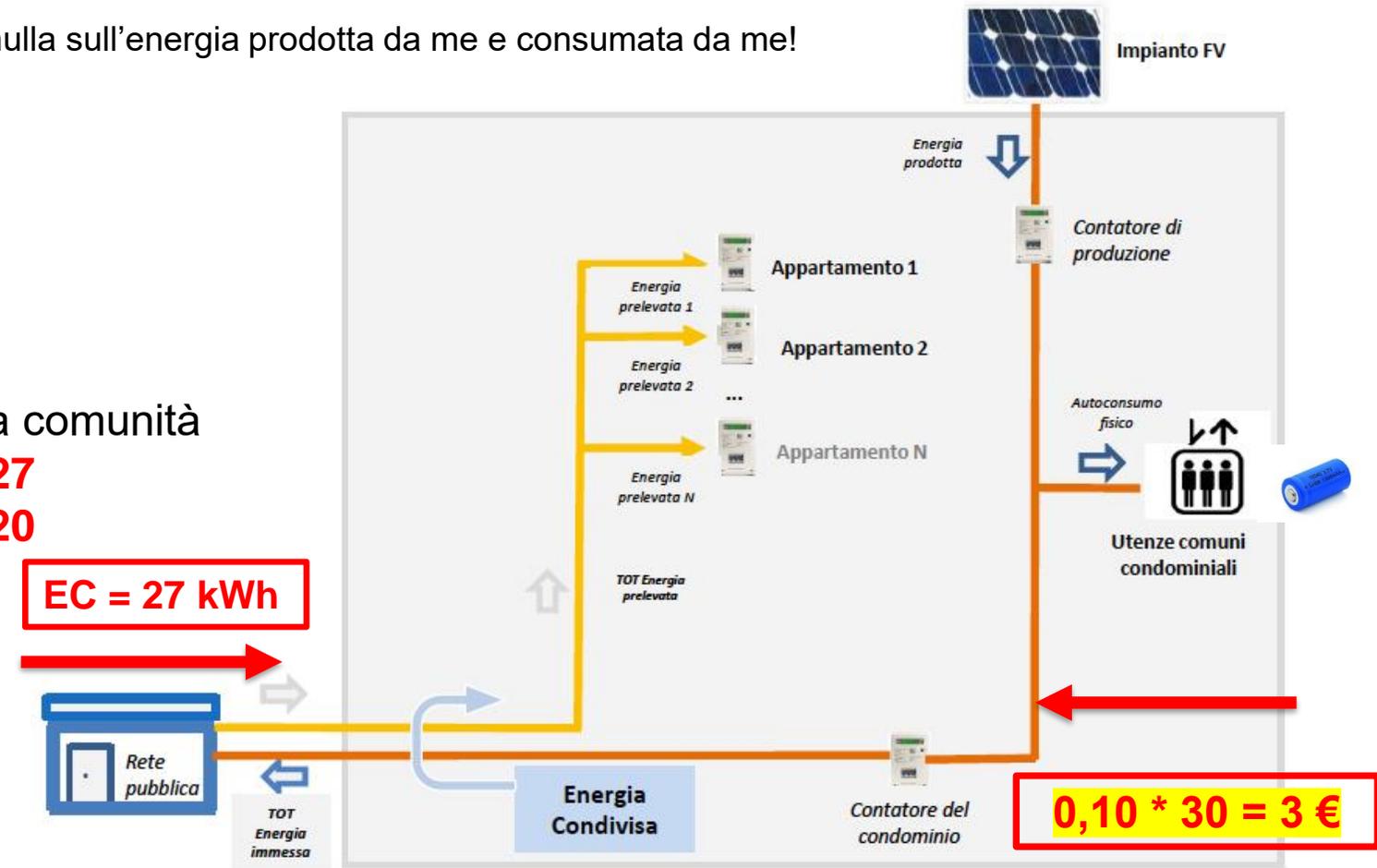
PZO = 0,10 €

INC = 0,13 €

$0,13 * 27 = 3,51 €$

EC = 27 kWh

$0,10 * 30 = 3 €$



Come s'incentiva: Condominio

SIMULAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO CONDOMINIALE IN AUTOCONSUMO DA 20 KWP SENZA STORAGE							
CELLA	DESCRIZIONE	VALORE	UM	CELLA	Voci Costo Ricavo	€	UM
A1	potenza impianto	20	kWp	B1	costo complessivo iva inclusa	37.400 €	€
A2	numero famiglie	20		B2	costo con detrazione 50%	18.700 €	€
A3	costo unitario IVA esclusa	1.500 €	€/kWp	B3	costo gest + manut annua	1.870 €	€
A4	costo accessori IVA esclusa	200 €	€/famiglia	B4	valore energia immessa in rete	0,15 €	€/kWh
A5	costo accumulo		€/kWh	B5	valore esenzione ARERA	0,015 €	€/kWh
A6	costo energia elettrica	0,30 €	€/kWh	B6	valore incentivo GSE (E. condivisa)	0,12 €	€/kWh
A7	producibilità impianto	1.200	kWh/kWp	B7	risparmio autocons. parti comuni	1.800 €	€
A8	producibilità complessiva	24.000	kWh/anno	B8	valore energia immessa in rete	2.700 €	€
A9	consumo famiglia	2.000	kWh/anno	B9	valore esenzione ARERA	210 €	€
A10	consumo complessivo	40.000	kWh/anno	B10	valore incentivo GSE (E. condivisa)	1.680 €	€
A11	autoconsumo istant. parti comuni	6.000	kWh/anno	B11	ricavo totale annuo	6.390 €	€
A12	energia immessa in rete	18.000	kWh/anno				
A13	perc. prelievo in produzione	35%	%	B12	pay back	4,14	anni
A14	totale energia prelevata in prelievo	14.000	kWh/anno		ricavo netto in 20 anni	67.180,00 €	
A15				B13	soglia 70% prelievo	58%	



Come s'incentiva: CER

2 prosumers che consumano oltre che produrre. Hanno consumi diretti ma anche virtuali.

DESCRIZIONE	unità di misura	MECCANICA INDUSTRIALE		GRUPPO RISTORAZIONE		
		stazione di saldatura 60kW		giorno di chiusura	minima attività	massima affluenza
		Lun - Ven	Sab - Dom	Lunedì	Mar - Ven	Sab - Dom
Campo	kWp	200	200	75	75	75
Produzione FV giornaliera	kWh	276	276	100	100	100
Consumi giornalieri	kWh	1000	250	50	170	350
Consumi in fascia F1	kWh	750	100	25	100	250
Consumi in fascia F2-F3	kWh	250	150	25	70	100
Immissione in rete in F1	kWh	0	176	75	0	0
AUTOCONSUMO DIRETTO	kWh	276	100	25	100	100
autoconsumo sulla produzione		100%	36%	25%	100%	100%
indice autarchia		28%	40%	50%	59%	29%
AUTOCONSUMO VIRTUALE (gg)	kWh	15	0	0	0	176
rispetto ai consumi totali		2%	0%	0%	0%	50%
RISPARMIO sulla bolletta (tariff.premio: 104€/MWh costo energia : 30c€/kWh)		3,16%		10,27%		

Come s'incentiva: CER

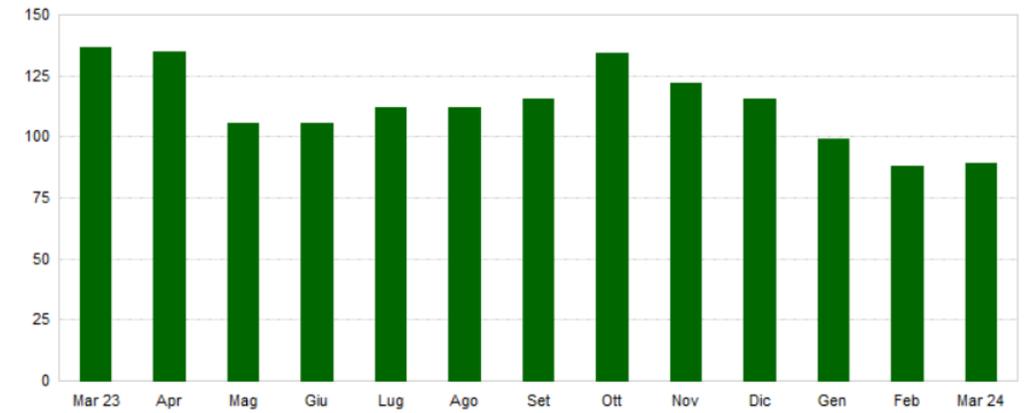


Mercato del Giorno Prima lunedì 8 aprile 2024



	Prezzo zonale di vendita						
	Nord €/MWh	Centro Nord €/MWh	Centro Sud €/MWh	Sud €/MWh	Calabria €/MWh	Sicilia €/MWh	Sardegna €/MWh
Baseload	78,15	78,15	78,15	78,15	78,15	78,15	75,48
Picco	72,11	72,11	72,11	72,11	72,11	72,11	66,78
Fuori picco	84,19	84,19	84,19	84,19	84,19	84,19	84,19
Minimo orario	27,76	27,76	27,76	27,76	27,76	27,76	15,00
Massimo orario	121,80	121,80	121,80	121,80	121,80	121,80	121,80
CCT	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	2,60

prezzo d'acquisto (€/MWh)



Prezzo Zonale Orario = valore dell'energia sul mercato all'ingrosso, è diverso nelle 6 zone e può anche essere molto basso in alcuni momenti della giornata (ritiro dedicato RID)

PUN = prezzo unico nazionale, è la media oraria nelle 6 zone

Prezzo Minimo Garantito = nei contratti di ritiro dedicato è il CAP che impedisce una remunerazione negativa, nel 2022 e 2023 vale circa **4 c€/kWh**



Come s'incentiva: CER

CALCOLO VALORIZZAZIONE €/MWh DELLA QUOTA ENERGIA AUTOCONSUMATA (CONDIVISA) VIRTUALE												
IN BASE AL PREZZO ZONALE												
impianti < 200 kW	TIP €/MWh	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
200 kW < potenza < 600 kW	TIP €/MWh	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
impianti > 600 kW	TIP €/MWh	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
vendita in rete	MGP zonale (=Pz)	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130
TOTALE RICAVI												
impianti < 200 kW	TIP €/MWh	171	181	191	201	211	221	231	241	251	261	271
200 kW < potenza < 600 kW	TIP €/MWh	161	171	181	191	201	211	221	231	241	251	261
impianti > 600 kW	TIP €/MWh	151	161	171	181	191	201	211	221	231	241	251
resituzione ARERA componenti variabili trasmissione		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
ATTENZIONE!!!												
APPLICATO FATTORE DI CORREZIONE ZONA NORD												
sia su fattore costante TIP sia su valore massimo totale formula												
SOLO PER CONDOMINI		COEFF										
perdite rete in BT	2,60%	0,78	1,04	1,3	1,56	1,82	2,08	2,34	2,6	2,86	3,12	3,38
perdite rete in MT	1,20%	0,36	0,48	0,6	0,72	0,84	0,96	1,08	1,2	1,32	1,44	1,56
impianti < 100 kW in BT		171,78	182,04	192,3	202,56	212,82	223,08	233,34	243,6	253,86	264,12	274,38
impianti > 100 e < 200 kW in MT		171,36	181,48	191,6	201,72	211,84	221,96	232,08	242,2	252,32	262,44	272,56



Come s'incentiva: CER

CALCOLO VALORIZZAZIONE €/MWh DELLA QUANTITÀ IN BASE AL PREZZO ZONALE

impianti < 200 kW	TIP €/MWh	130	120	110	100	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
200 kW< potenza < 600 kW	TIP €/MWh	120	110	100	90	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
impianti > 600 kW	TIP €/MWh	110	100	90	80	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
vendita in rete	MGP zonale (=Pz)	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240	250	260	270	280	290	300
TOTALE RICAVI																		
impianti < 200 kW	TIP €/MWh	281	281	281	281	281	291	301	311	321	331	341	351	361	371	381	391	401
200 kW< potenza < 600 kW	TIP €/MWh	271	271	271	271	271	281	291	301	311	321	331	341	351	361	371	381	391
impianti > 600 kW	TIP €/MWh	261	261	261	261	261	271	281	291	301	311	321	331	341	351	361	371	381
resituzione ARERA componenti variabili trasmissione		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
ATTENZIONE!!!																		
APPLICATO FATTORE DI CORREZIONE ZONA NORD																		
sia su fattore costante TIP sia su valore massimo totale f																		
SOLO PER CONDOMINI																		
	COEFF																	
perdite rete in BT	2,60%	3,64	3,9	4,16	4,42	4,68	4,94	5,2	5,46	5,72	5,98	6,24	6,5	6,76	7,02	7,28	7,54	7,8
perdite rete in MT	1,20%	1,68	1,8	1,92	2,04	2,16	2,28	2,4	2,52	2,64	2,76	2,88	3	3,12	3,24	3,36	3,48	3,6
impianti < 100 kW in BT		284,64	284,9	285,16	285,42	285,68	295,94	306,2	316,46	326,72	336,98	347,24	357,5	367,76	378,02	388,28	398,54	408,8
impianti > 100 e < 200 kW in MT		282,68	282,8	282,92	283,04	283,16	293,28	303,4	313,52	323,64	333,76	343,88	354	364,12	374,24	384,36	394,48	404,6

Contributo PNRR alle CACER (D.M. 414/2023 condivisione energia)

$P \leq 20\text{kW}$

- Contributo massimo di 1500€/kW
- Fino al 40%

$20\text{kW} < P \leq 200\text{kW}$

- Contributo massimo di 1200€/kW
- Fino al 40%

$200\text{kW} < P \leq 600\text{kW}$

- Contributo massimo di 1100€/kW
- Fino al 40%

$600\text{kW} < P \leq 1000\text{kW}$

- Contributo massimo di 1050€/kW
- Fino al 40%

- Impianti fotovoltaici.
- Non valido per gli consumatori a distanza.
- **Comprese le spese per l'acquisto e l'installazione, per la connessione, per progetto, per collaudo, per DL etc.**
- **Richiesta tramite GSE.**
- **Il contributo riduce la sola tariffa premio (fino al 50% se il contributo è massimo). Esclusi Enti del terzo settore, Enti ecclesiastici...**



Come s'incentiva: CER

CALCOLO VALORIZZAZIONE €/MWh DELLA QUOTA ENERGIA AUTOCONSUMATA (CONDIVISA) VIRTUALE IN BASE AL CONTRIBUTO A FONDO PERSO

		costo/kW	costo totale	contributo	risparmio	produzione/anno	totale produzione
impianti < 20 kW	20	1.500,00 €	30.000,00 €	40%	12.000,00 €	1100	22.000
20 kW< potenza < 200 kW	200	1.200,00 €	240.000,00 €	40%	96.000,00 €	1100	220.000
200 kW< potenza < 600 kW	600	1.100,00 €	660.000,00 €	40%	264.000,00 €	1100	660.000
impianti > 600 kW	1000	1.050,00 €	1.050.000,00 €	40%	420.000,00 €	1100	1.100.000
PUN	110,00 €	130,00 €	150,00 €	170,00 €	190,00 €	210,00 €	
TOTALE RICAVI IMMISSIONE ENERGIA							
impianti < 20 kW	2.420,00 €	2.860,00 €	3.300,00 €	3.740,00 €	4.180,00 €	4.620,00 €	
20 kW< potenza < 200 kW	24.200,00 €	28.600,00 €	33.000,00 €	37.400,00 €	41.800,00 €	46.200,00 €	
200 kW< potenza < 600 kW	72.600,00 €	85.800,00 €	99.000,00 €	112.200,00 €	125.400,00 €	138.600,00 €	
impianti > 600 kW	121.000,00 €	143.000,00 €	165.000,00 €	187.000,00 €	209.000,00 €	231.000,00 €	
tariffa premio < 200 kW	0,139 €	0,139 €	0,119 €	0,109 €	0,099 €	0,099 €	
tariffa premio 200 < pot < 600	0,129 €	0,129 €	0,109 €	0,099 €	0,089 €	0,089 €	
tariffa premio > 600 kW	0,119 €	0,119 €	0,099 €	0,089 €	0,079 €	0,079 €	
% autoconsumo	30%	40%	50%	60%	70%	80%	
TOTALE RICAVI ANNUI CONDIVISIONE EN							
impianti < 20 kW	917,40 €	1.223,20 €	1.309,00 €	1.438,80 €	1.524,60 €	1.742,40 €	
20 kW< potenza < 200 kW	9.174,00 €	12.232,00 €	13.090,00 €	14.388,00 €	15.246,00 €	17.424,00 €	
200 kW< potenza < 600 kW	25.542,00 €	34.056,00 €	35.970,00 €	39.204,00 €	41.118,00 €	46.992,00 €	
impianti > 600 kW	39.270,00 €	52.360,00 €	54.450,00 €	58.740,00 €	60.830,00 €	69.520,00 €	
TOTALE riduzione tariffa premio 20 anni	40%	40%	40%	40%	40%	40%	
impianti < 20 kW	7.339,20 €	9.785,60 €	10.472,00 €	11.510,40 €	12.196,80 €	13.939,20 €	
20 kW< potenza < 200 kW	73.392,00 €	97.856,00 €	104.720,00 €	115.104,00 €	121.968,00 €	139.392,00 €	
200 kW< potenza < 600 kW	204.336,00 €	272.448,00 €	287.760,00 €	313.632,00 €	328.944,00 €	375.936,00 €	
impianti > 600 kW	314.160,00 €	418.880,00 €	435.600,00 €	469.920,00 €	486.640,00 €	556.160,00 €	

in rosso risparmio iniziale > riduzione premio in 20 anni

in blu riduzione premio in 20 anni > risparmio iniziale ma meno del 10%

in nero riduzione premio in 20 anni >> risparmio iniziale



Da mettere per iscritto anche le regole della CER

1. Identificazione dei soggetti interessati (cabina primaria) e delle aree disponibili per gli impianti
2. Lo Statuto (non necessario in un condominio)
3. Regole tecniche per mantenere i carichi «coordinati» con la produzione
4. I criteri del diritto di voto
5. I criteri delle ripartizioni dei «vantaggi»
6. Regole, anche economiche, per chi entra e per chi esce
7. Definizione del corrispettivo da dare a chi ha messo a disposizione e/o ha realizzato l'impianto (Produttore Terzo)
8. Rapporti con il GSE
9. Diritto a mantenere il proprio fornitore e si continua a pagare la bolletta
10. Bonus malus per i consumi (es. nei week-end)
11. Quote minime di autoconsumo.....



Proposte per la suddivisione delle remunerazioni

Regolamento per distribuzione ricavi – Remunerazione per cessione energia immessa per la condivisione

- 1- RE suddivisa solo tra i membri produttori che hanno sostenuto l'investimento (pro quota investita)

- 2- RE suddivisa in proporzione tra i membri della CER secondo questa tabella
 - xx% al produttore (tipicamente 75-80%)
 - yy% resta alla CER (tipicamente 15-20%)
 - zz% ai consumatori (tipicamente 0-10%)

Regolamento per distribuzione ricavi – Restituzione ARERA

- 1- AR Restituzione ARERA
 - 100% al consumatore



Proposte per la suddivisione delle remunerazioni

Regolamento per distribuzione ricavi – Tariffa premio per autoconsumo condiviso orario

1- TP Tariffa premio per l'autoconsumo condiviso orario, suddivisa in modo uniforme tra tutti i membri

- a millesimi (caso di autoconsumo condominiale)
- a membri (caso di CER comunale)

2- TP Tariffa premio per l'autoconsumo condiviso orario, suddivisa in base all'effettivo consumo dei singoli membri secondo la seguente formula $TP_i = TP_{tot} \times (Cons_i / Cons_{tot})$

- xx% al consumatore (tipicamente 75-80%)
- yy% resta alla CER (tipicamente 15-20%)
- zz% ai produttori (tipicamente 0-10%)



Mobilità elettrica ed infrastruttura



Mercato Italia: aprile 2024

Progressivo immatricolazioni YTD

AUTO BEV	QUOTA DI MERCATO	TOTALE AUTO
16.402	2,78%	589.119



Canali di mercato YTD

PRIVATI	FLOTTE AZIENDALI	RIVENDITORI	NOLEGGIO (LUNGO TERMINE)	NOLEGGIO (BREVE TERMINE)
46,92%	9,34%	10,73%	30,47%	2,54%



Le auto BEV più vendute in Italia YTD

1	TESLA MODEL Y	2.583	2	TESLA MODEL 3	1.382	3	JEEP AVENGER	857	4	VOLVO EX30	814	5	SMART FORTWO	764
---	---------------	-------	---	---------------	-------	---	--------------	-----	---	------------	-----	---	--------------	-----



Progressivo immatricolazioni veicoli commerciali leggeri BEV YTD

VEICOLI COMMERCIALI LEGGERI BEV	QUOTA DI MERCATO
230	1,80% di 68.905 totale veicoli commerciali leggeri



“Gli annunci di nuovi incentivi rallentano le vendite”

Le auto **elettriche circolanti** in Italia al 30 aprile 2024 sono **234.478** con le immatricolazioni full electric che da inizio anno sono pari a **16.402** unità, con un calo del **19,4%** rispetto allo stesso periodo del 2023.



Infrastruttura di ricarica: a fine marzo 2024

Punti di ricarica ed infrastrutture - Marzo 2024

PUNTI DI RICARICA ⓘ	INFRASTRUTTURE DI RICARICA ⓘ	LOCATION ⓘ
54.164	28.633	18.676



Totale punti di ricarica

54.164

Infrastruttura

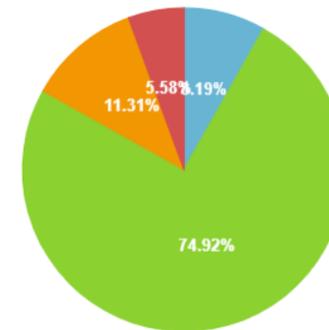
28.633

Totale location

18.676

Punti di ricarica

- 5.501 – 10.500
- 1.501 – 5500
- 0 – 1.500



RICARICARE IN AUTOSTRADA

Sulle autostrade italiane sono presenti

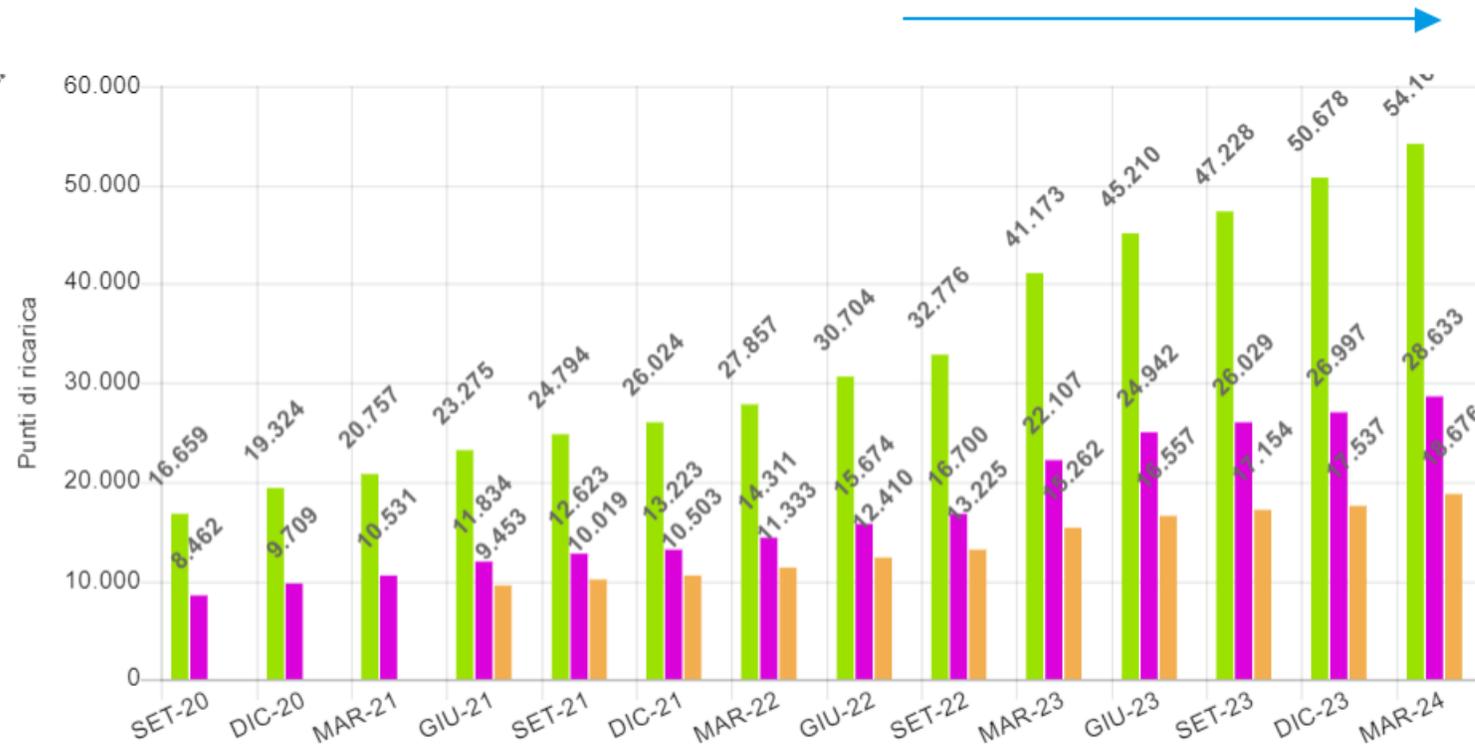
942 punti di ricarica
 di cui l'**85%** è in corrente continua (DC) e il **61%** supera addirittura i **150kW**.

Il 40% delle aree di servizio autostradali è **dotato di infrastrutture di ricarica**.



Infrastruttura di ricarica: a fine marzo 2024

+ 12.991 **(+38%)** punti di ricarica
(Marzo 2023 VS Marzo 2024)



PUNTI DI RICARICA

Un'interfaccia fissa o mobile, collegata o meno alla rete, per il trasferimento di energia elettrica a un veicolo elettrico che, sebbene possa disporre di uno o più connettori per permettere l'uso di diversi tipi di connettori, è in grado di ricaricare un solo veicolo elettrico alla volta.

STAZIONE DI RICARICA

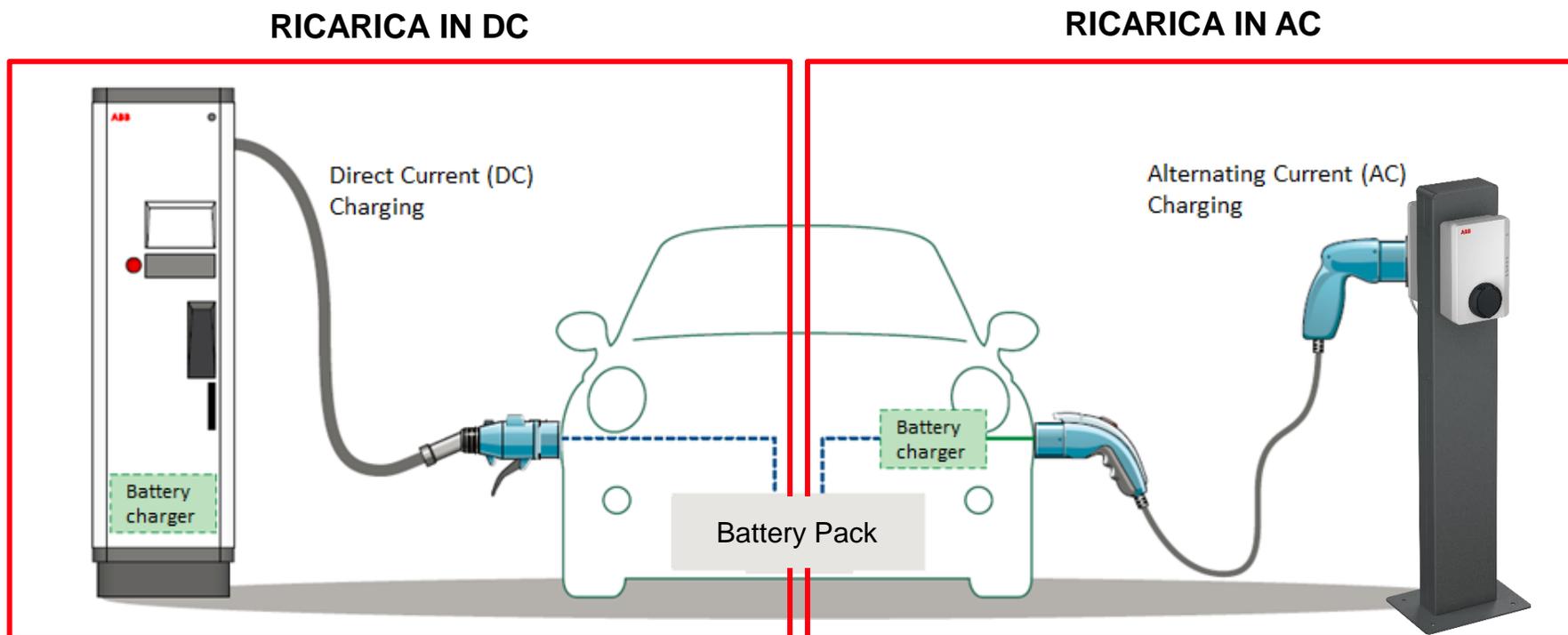
Installazione fisica per la ricarica di veicoli elettrici che può ospitare uno o più punti di ricarica, in grado di ricaricare quindi anche più di un veicolo contemporaneamente.

POOL DI RICARICA

Sito, un indirizzo univoco, location, in cui sono installate una o più stazioni di ricarica



AC o DC?: La maggior parte dei mezzi oggi accettano sia AC che DC



Il caricabatterie è posto fuori dal veicolo, cioè all'interno della stazione di ricarica

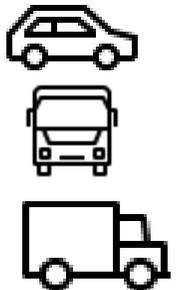
Il caricabatterie è posto a bordo del veicolo



AC o DC?: Quali considerazioni fare per la progettazione dell'infrastruttura?

Non è solo una questione di «colonnina»

1. Tipologia di servizio che il cliente vuole offrire al proprietario di un veicolo EV (quali mezzi, quali tariffe, quanto tempo).
2. Quanto tempo può stazionare il veicolo elettrico.
3. Quale veicolo elettrico e per quale servizio (minicar-auto-furgone-mezzo pesante-autobus....).
4. Quale battery charger c'è a bordo? (il più diffuso forse è quello con potenza da 11 kW nel caso delle autovetture).
5. Che contemporaneità dare alle ricariche (privilegi?).
6. Quali priorità dei veicoli elettrici rispetto ai carichi esistenti dell'impianto.
7. Ricarica dinamica?
8. Gestione tecnica dell'infrastruttura (da remoto?, fatta da chi?).
9. Gestione delle tariffe (da remoto?, fatta da chi?).
10. Integrazione con sistema di gestione dell'energia dell'edificio e con eventuali fonti rinnovabili.
11.

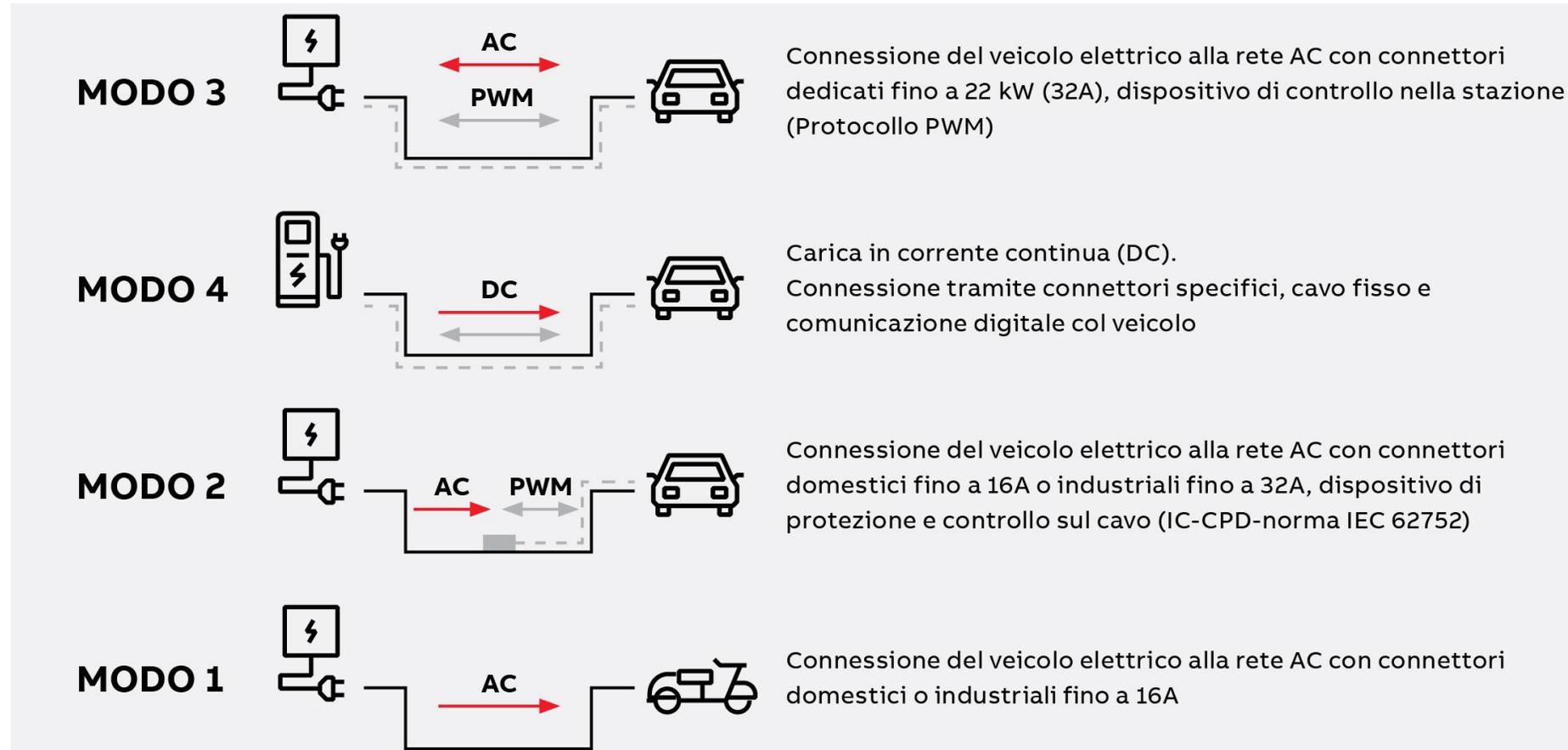


AC o DC?: Quali considerazioni fare per la progettazione dell'infrastruttura?

Residenziale	Business/Aziende	Edifici commerciali	Stazioni di servizio	Infrastrutture pubbliche
Case Indipendenti 	Flotte aziendali (uffici/sedi commerciali) 	Strutture ricettive 	Distributori di carburante 	Mobilità Urbana (Amministrazione pubblica) 
Palazzi / Condomini 	Flotte aziendali (Fabbriche/ Stabilimenti produttivi) 	Luoghi d'intrattenimento 	Stazioni di ricarica di fornitori di energia elettrica 	Mobilità Urbana di mezzi pesanti 
Complessi residenziali / Quartieri Smart 	Logistica e consegne 	Parcheggi 		Autostrade e mobilità extra-urbana 
	Taxi 	Supermercati e centri commerciali 		Terminal di trasporto (Aeroporti, porti, stazioni ferroviarie) 



AC o DC?: Modi di ricarica ammessi (CEI EN 61851-1)



Cosa dice la norma impianti: CEI 64-8 sez. 722 (attuale edizione n. 8)



PUNTI salienti:

- Circuiti dedicati alla ricarica che non alimentano altri carichi.
- Per la ricarica a.c. protezione individuale di ogni punto di ricarica con MCB e RCD.
- Coefficiente d'impiego e di contemporaneità pari a 1, a meno che non vi sia un sistema di gestione della potenza.
- Per la ricarica modo 1-2 almeno RCD 30 mA tipo A .
- Per la ricarica modo 3 RCD 30 mA tipo B oppure tipo A + RCD-DD sensibile superiore 6 mA DC.
- Per la ricarica modo 4 requisiti generali (seguire le indicazioni del costruttore).
- SPD richiesti nei punti di connessione accessibili al pubblico (ed. 9)



Cosa dice la norma impianti: CEI 64-8 sez. 722 (futura edizione n. 9)

Per la ricarica modo 3 sarà richiesto:

- l'utilizzo di un RCD di **tipo B**; oppure
- l'utilizzo di un RCD di **tipo A**, in congiunzione con un dispositivo di rilevamento della corrente continua differenziale (RDC-DD) conforme alla CEI CEI EN 62955; oppure
- l'utilizzo di un RCD di **tipo F**, in congiunzione con un dispositivo di rilevamento della corrente continua differenziale (RDC-DD) conforme alla CEI CEI EN 62955.

Gli **RCD devono essere conformi** ad una delle seguenti Norme: CEI EN 61008-1, CEI EN 61009-1, CEI EN 60947 2 o CEI EN 62423.

In altre parole:

- Ci deve essere un RCD almeno tipo A, individuale, interno o esterno alla stazione di ricarica, ma “tradizionale” conforme alle sue norme,
- RCD “built-in” nella stazione di ricarica **non sono veri RCD** (in Europa ritiro dal mercato di wallbox perché nelle istruzioni il costruttore dichiarava RCD incorporato quando non lo era)
- Può **essere RDC-DD “built in” nella stazione di ricarica purché conforme alla CEI EN 62955** (RDC-DD va sempre usato assieme a un vero RCD)
- La prossima variante 1 della CEI 64-8, chiederà esplicitamente (se non si usa RCD tipo B) in aggiunta all'RCD tipo A un RDC-DD conforme alla CEI EN 62955 (e non più i vaghi idonei dispositivi

Nota: **RDC-PD unico apparecchio conforme alla CEI EN 62955 + norma sui differenziali**



Cosa dicono i Vigili del Fuoco: Circolare n. 2/2018 del 5-11-2018

OGGETTO: Linee guida per l'installazione di infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici.
di cui all'art. 21 del D. Lgs. 139/2006 e s.m.i.

Il progressivo aumento del numero di veicoli elettrici ed il previsto aumento delle infrastrutture di ricarica di tali veicoli, installate sia in ambito pubblico che in ambito privato, rendono necessaria la valutazione del possibile rischio di incendio e/o di esplosione connesso a tali infrastrutture, a maggior ragione se installate nell'ambito di attività soggette al controllo dei VVF.

.....
Un apposito gruppo di lavoro..... **allo stato attuale, non risulta che i veicoli elettrici presentino un livello di rischio di incendio e/o esplosione maggiore rispetto ai veicoli tradizionali**; inoltre, le stazioni di ricarica delle batterie dei veicoli elettrici, allo stato attuale, risultano presentare rischi di natura prettamente elettrica.

.....
Le **infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici non rientrano fra le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi** ai sensi dell'Allegato I del D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011 "Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'articolo 49 comma 4-quater, decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122".



Cosa dicono i Vigili del Fuoco: Circolare n. 2/2018 del 5-11-2018

.....

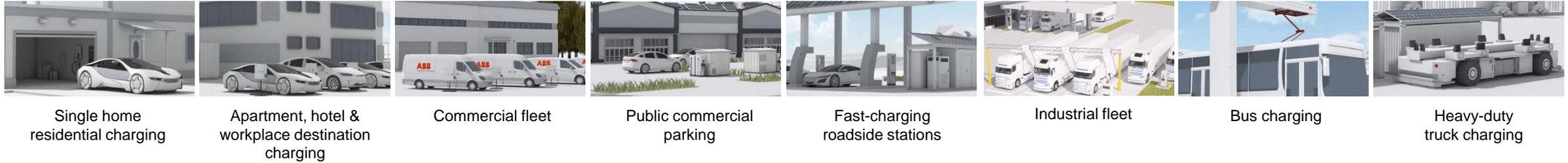
Quando si è soggetti ai V.F. la stazione di ricarica deve avere le seguenti caratteristiche:

1. essere dotata di un dispositivo di comando di sgancio di emergenza, ubicato in posizione segnalata ed accessibile anche agli operatori di soccorso, che determini il sezionamento dell'impianto elettrico nei confronti delle sorgenti di alimentazione. Qualora sia presente un comando generale di sgancio elettrico di emergenza a servizio dell'intera attività, tale comando deve agire anche sulla stazione di ricarica;
2. utilizzare un modo di carica Modo 3 o Modo 4, come definiti al p.to 2.10;
3. essere dotata di estintori portatili idonei all'uso su impianti o apparecchi elettrici in tensione, in aggiunta a quelli già previsti, in ragione di uno ogni 5 punti di connessione o frazione, collocati in posizione segnalata, sicura e facilmente accessibile. L'area in cui è ubicata la stazioni di ricarica ed i suoi accessori deve essere segnalata con idonea cartellonistica.



Che taglie di potenza sono disponibili? Esempi da 3kW a 630kW

Use case



Charging products

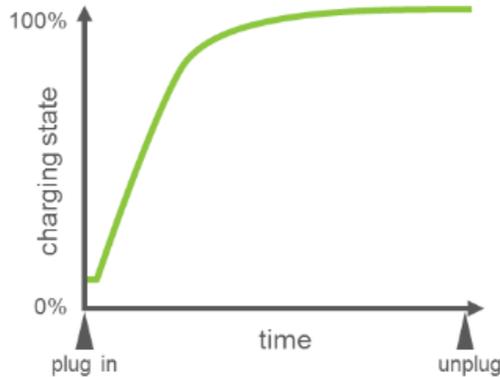


Asset, energy & fleet management



Strategia della ricarica

Uncontrolled charging (standard charging)

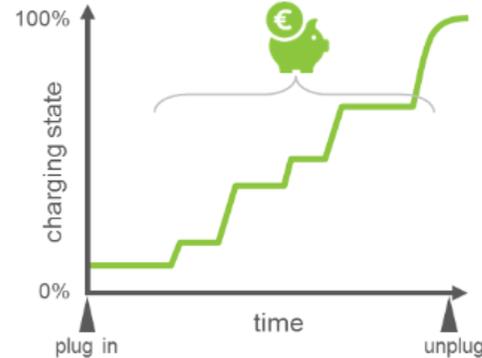


Charging begins at the rated power as soon as a vehicle is plugged. Regardless of the availability of the power, energy usage of other loads of the installation, energy price, generation from renewable sources,...

The EV mostly stands for hours with a fully charged battery

Increase of the peak demand and of fluctuation of load curves

Controlled charging (smart charging)

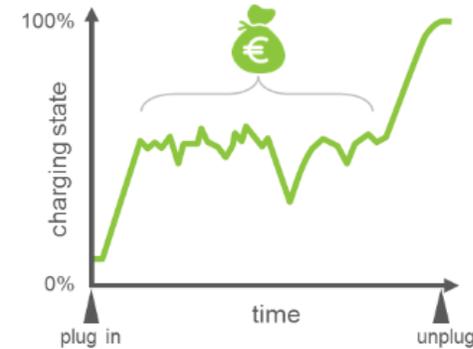


The charging power is dynamically adjusted on smart basis taking in account several factors (availability of the power, energy usage of other loads, energy price, generation from renewable sources,...)

Available power is automatically shared among several charging points

Peak demand is reduced, loads are balanced, load curves of the installation or of the grid is smoothed.

Bidirectional charging (V2x: x = home, grid, vehicle, etc)



The EV is charged on a smart basis, and may be discharged for some period as needed.

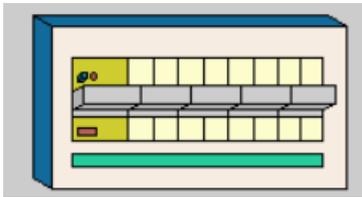
While stationary, the EV provides services for the power grid (balancing of the grid, temporarily storage of renewable energy,..) or for the home (back-up supply, extra power,...)

It may achieve income from DSO

While disconnected, the EV may be used to supply loads (V2load)

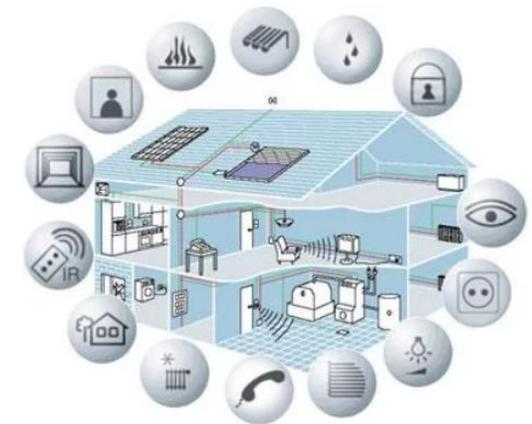


Infrastruttura: Da 3kW alla cabina di trasformazione



Quadro elettrico monofase
Sistema TT

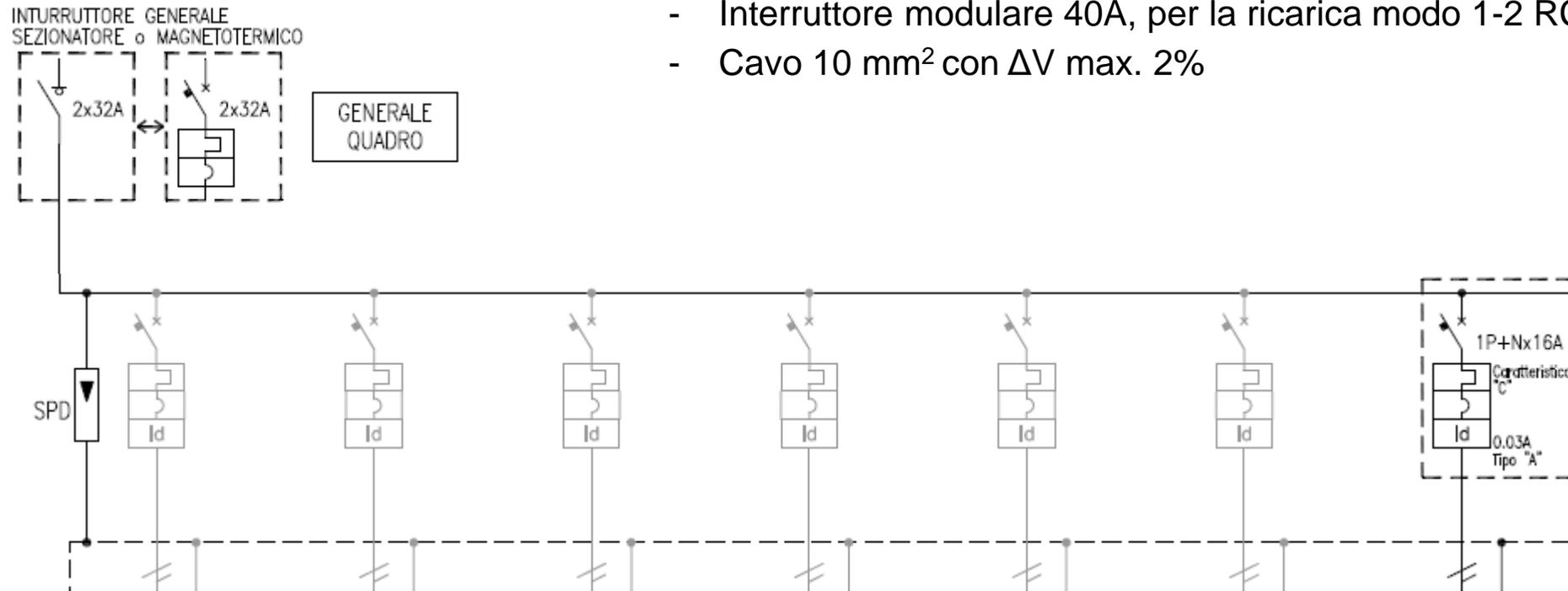
- Interruttore magnetotermico modulare.
- Differenziale tipo A 30mA (modo 1 e modo 2).
- Gestore carichi (eventuale).
- Scaricatore di tensione (consigliato).
- Dispositivo DD sensibile 6mA dc (modo 3, se non integrato nel dispositivo di ricarica).



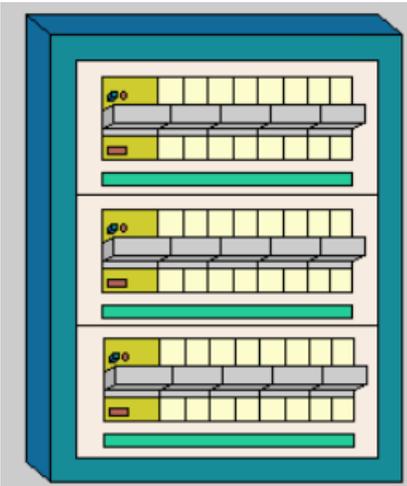
Infrastruttura: modo 1 e modo 2

Sistema TT 230 V con Potenza 7,4 kW

- Interruttore modulare 40A, per la ricarica modo 1-2 RCD 30 mA tipo A
- Cavo 10 mm² con ΔV max. 2%



Infrastruttura: : Da 3kW alla cabina di trasformazione



Quadro elettrico monofase o trifase

- Interruttore magnetotermico modulare/scatolato.
- Differenziale tipo A 30mA + Dispositivo DD sensibile 6mA dc (modo 3).
- Gestore carichi (eventuale).
- Scaricatore di tensione (consigliato/obbligatorio).
- Eventuale dispositivo differenziale per protezione struttura di ricarica (modo 4).

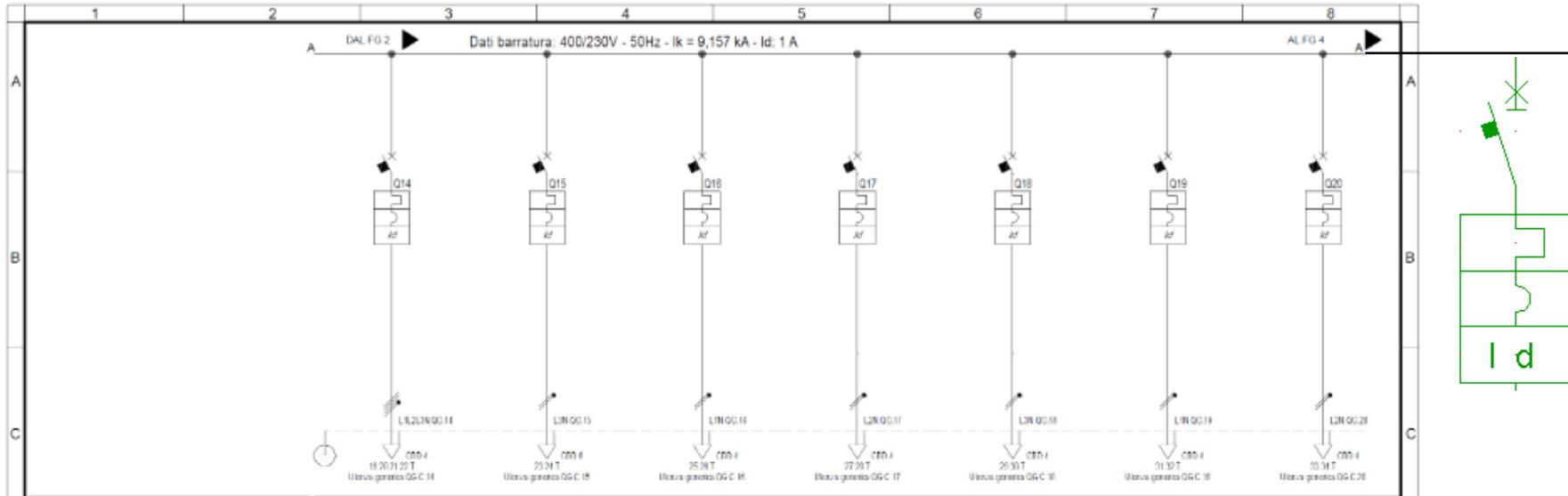


Verificare la coerenza dell'impianto esistente con l'aggiunta dei nuovi carichi.

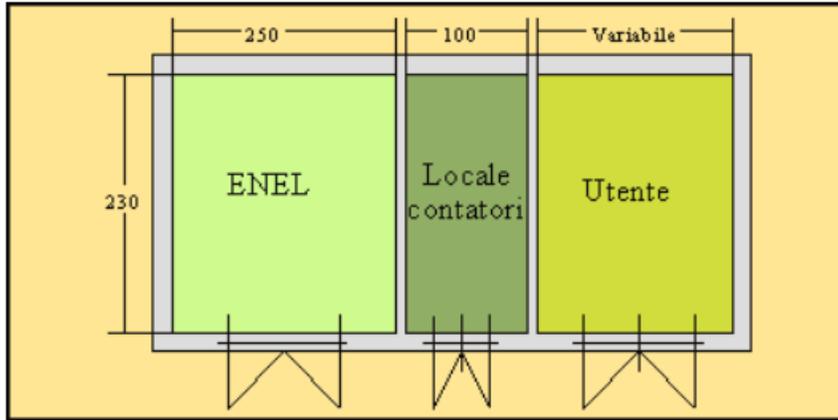
Infrastruttura: : Modo 3

Sistema TN 415 V con Potenza 22 kW

- Interruttore modulare 40A, per la ricarica modo 3 RCD 30 mA tipo B oppure tipo A/F + RDC-DD 6mA (*)
- Cavo 6 mm² ΔV max. 2%



Infrastruttura: : Da 3kW alla cabina di trasformazione



Cabina di trasformazione

- Prefabbricato.
- Quadro MT, quadro BT e trasformatore.
- Interruttore magnetotermico modulare/scatolato.
- Differenziale tipo A 30mA + Dispositivo DD sensibile 6mA dc (modo 3).
- Gestore carichi (eventuale).
- Scaricatore di tensione (consigliato/obbligatorio).
- Eventuale dispositivo differenziale per protezione struttura di ricarica (modo 4).



Verificare la coerenza dell'impianto esistente con l'aggiunta dei nuovi carichi.

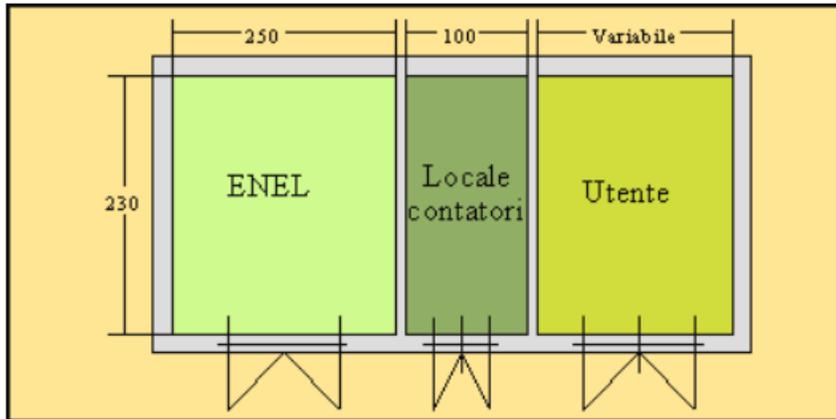
Infrastruttura: : Modo 3 e modo 4 (potenze rilevanti fino a 250kW)



Valori di guasto.
Quale mezzo ha la priorità?
Quale contemporaneità?
Integrazione da rinnovabili?
Regole di connessione alla rete.
Possibile accumulo.

Il DSO può soddisfare le richieste di potenza?

Infrastruttura: : Da 3kW alla cabina di trasformazione



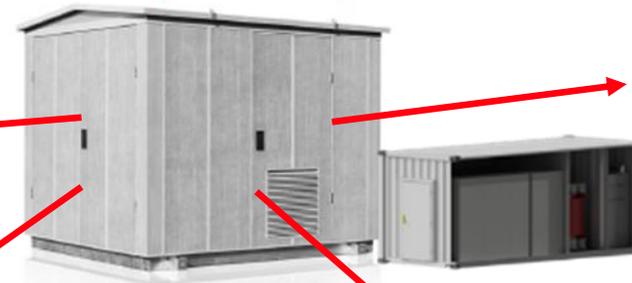
Cabina di trasformazione e rete di distribuzione in Media Tensione

- Prefabbricato.
- Quadro MT, quadro BT e trasformatore.
- Interruttore magnetotermico modulare/scatolato.
- Differenziale tipo A 30mA + Dispositivo DD sensibile 6mA dc (modo 3).
- Gestore carichi (eventuale).
- Scaricatore di tensione (consigliato/obbligatorio).
- Eventuale dispositivo differenziale per protezione struttura di ricarica (modo 4).
- Accumulo.



Verificare la coerenza dell'impianto esistente con l'aggiunta dei nuovi carichi.

Infrastruttura: : Modo 4 (potenze rilevanti anche oltre 600 kW)



Quale rete di distribuzione?
Si può cambiare l'attuale tipologia?
Quale mezzo/linea ha la priorità?
Quale continuità di servizio?
Che autonomia deve avere l'autobus?
Accumulo.

Il DSO può soddisfare le richieste di potenza?

Contatti e ringraziamenti



Contatti

Sergio Giacomo Carrara
sergio.carrara@tiscali.it

Tel. 335-76.34.262

Profilo linkedin: <https://www.linkedin.com/in/sergio-carrara-60b3a010/>



Ringraziamenti

**Il sottoscritto e Prosiel vi ringraziano per la
partecipazione
e l'attenzione mostrata.**

