



Elementi di Market-Parity PV



Dott. Ing. Alessandro Caffarelli

ITA, agosto 2020

□ Market-Parity

- Goal
- Sensitivity analysis
- Conclusioni

Elementi di Market-Parity PV



Nella pratica la **MP_{pv}** indica l'**esercizio commerciale di centrali fotovoltaiche senza l'utilizzo di tariffe incentivanti.**

Il **driver economico** dell'investimento nella realizzazione impiantistica, è il **valore economico associato all'energia prodotta ed iniettata in rete** che può essere valorizzata commercialmente per mezzo delle seguenti modalità:

- i) Vendita sul mercato dell'energia elettrica GME (borsa elettrica) in modalità di vendita diretta;
- ii) **Vendita ad un Trader elettrico (che partecipa alla borsa elettrica), per mezzo di contratto bilaterale;**
- iii) Vendita indiretta al GSE, per mezzo di convenzione di Ritiro Dedicato (per potenze inferiori a 10 MW);
- iv) Vendita per mezzo di contratto PPA (NO intervento GME)

In questo studio si utilizzerà la modalità ii)



- ✓ La **MP_{pv}** si applica concettualmente a classi di potenza **utility-scale** (**$P > 10$ MW**) e **multimegawatt** (**$5 \text{ MW} \leq P \leq 10 \text{ MW}$**);
- ✓ Scalando la classe di potenza da multimegawatt ad utility-scale può modificarsi l'ingegneria di sistema del gruppo di generazione/conversione, mentre sicuramente si modifica l'ingegneria dell'opera infrastrutturale di connessione alla rete. Si passa da connessioni alla rete elettrica di distribuzione in MT del gestore di rete, a connessioni alla rete elettrica di trasmissione AT gestita da TERNA;
- ✓ Il **gruppo di generazione/conversione** può essere di tipo centralizzato con cabine inverter all-in (dotate di **trasformatore** ed eventualmente anche di **sistema di accumulo**) con potenze nominali non inferiori ad 1 MW, o di tipo distribuito con potenza nominale compresa tra 100 kW e 500 kW



- ✓ La **MP_{pv}** si realizza prevalentemente con **impianti a terra su terreni agricoli**. Aumentano sviluppi di siti che prevedono integrazioni agronomiche dando luogo ad **operazioni agrovoltaiche**;
- ✓ La **MP_{pv}** si realizza attualmente in via primaria con **sistemi fotovoltaici ad inseguimento solare monoassiale** (tracker monoassiali con asse di rotazione Nord/Sud). In via secondaria con sistemi fissi. Del tutto marginale l'utilizzo di sistemi ad inseguimento solare biassiale;
- ✓ Il **gruppo di generazione** più utilizzato è costituito da **moduli fotovoltaici in silicio monocristallino con celle monofacciali**. Si iniziano a vedere i primi sviluppi con moduli bifacciali;
- ✓ Il sistema fotovoltaico può essere dotato di **sistema di accumulo** per favorire il dispacciamento nelle ore in cui i prezzi sul mercato sono maggiormente favorevoli (opzione ancora poco utilizzata)



- ✓ Attualmente per sviluppi in **MP_{pv}** si utilizzano moduli monofacciali monocristallini con potenze nominali nell'intorno di 450 Wp. Entro giugno 2020 per sviluppi in market-parity saranno disponibili **moduli da 500 Wp**, riducendo l'occupazione suolo a parità di potenza.
- ✓ Si osservano primi sviluppi con moduli bifacciali installati su tracker monoassiali, ma anche su sistemi fissi con tilt ed azimuth a 90°. Nel caso di installazione su tracker monoassiali le ore equivalenti possono aumentare fino al 10% (verifiche in corso d'opera)



- ✓ La **MPpv** interessa il mercato primario delle nuove installazioni ed anche un sottoinsieme del quarto mercato, nello specifico il settore del **repowering**. Il potenziamento non incentivato riguarda **moduli, inverter, quadri, e può riguardare cabine ed anche strutture di ancoraggio trasformando gli impianti da fissi a mobili.**

REPOWERING (AMMODERNAMENTO CON INCREMENTO DELLA POTENZA NOMINALE)

2.7 Potenziamenti non incentivati²¹

Sono consentiti e auspicati interventi finalizzati all'incremento, oltre le soglie previste dall'art. 30 del DM 23 giugno 2016 e riportate nel paragrafo 2.3, della potenza complessiva in immissione sul punto di connessione alla Rete di impianti fotovoltaici incentivati, attraverso l'installazione di moduli fotovoltaici e convertitori, a condizione che vengano rispettate le seguenti regole e condizioni:

- I. l'impianto, in seguito all'intervento di potenziamento, deve essere dotato di idonee apparecchiature di misura che permettano di rilevare, separatamente, l'energia elettrica prodotta dalla porzione di impianto incentivata e quella prodotta dalla porzione di impianto non incentivata. Al riguardo, si precisa che nel caso in cui, prima dell'intervento di potenziamento, l'impianto incentivato fosse dotato esclusivamente del contatore posto sul punto di scambio con la Rete, è necessario che venga installato un apposito contatore di produzione al fine di assicurare che, per ciascuna porzione di impianto, sia possibile effettuare una misurazione separata dell'energia prodotta;

CHIARIMENTI GSE A QUESITI DI ELETTRICITA' FUTURA Ottobre 2018

Con il presente documento si intendono fornire chiarimenti rispetto ad alcuni quesiti posti da Elettricità Futura negli scorsi mesi.

CRITICITA' E QUESITI DI CARATTERE GENERALE

Impianti fotovoltaici - Modifica struttura di sostegno

Si chiede conferma al GSE che sia possibile sostituire le strutture di sostegno di tipo "fisso" utilizzate in un impianto fotovoltaico incentivato in Conto Energia con altre "ad inseguimento solare" (mono assiali o biassiali), fermo restando l'obbligo da parte del Soggetto Responsabile di ottenere gli eventuali titoli abilitativi comunque denominati che fossero necessari ad assentire la realizzazione dell'intervento. Si chiede inoltre di specificare con quali modalità il Soggetto Responsabile dovrà comunicare al GSE tali interventi, senza pregiudizio per il rapporto incentivato in essere.

GSE – Interventi che prevedano la modifica della struttura di sostegno da "fissa" a "inseguimento" sono realizzabili su impianti incentivati. Si tratta di interventi significativi che, pertanto, devono essere comunicati entro 60 giorni dalla conclusione dei lavori di realizzazione, secondo quanto indicato nelle Procedure pubblicate ai sensi dell'art. 30 del DM 23 giugno 2016, tramite l'applicazione SIAD disponibile nell'area clienti del sito GSE.

Alla comunicazione di avvenuta realizzazione dell'intervento andrà allegata documentazione che consenta di aggiornare le informazioni presenti negli archivi del GSE (a titolo esemplificativo: layout dell'impianto aggiornato, schema elettrico aggiornato qualora la modifica della struttura di sostegno implichi variazioni della configurazione elettrica, ecc).

Poiché la realizzazione dell'intervento potrebbe comportare variazioni della tipologia installativa dell'impianto, al fine di verificare in via preliminare gli effetti dell'intervento sul mantenimento degli incentivi, si ricorda che è possibile inviare al GSE una richiesta di valutazione preventiva.

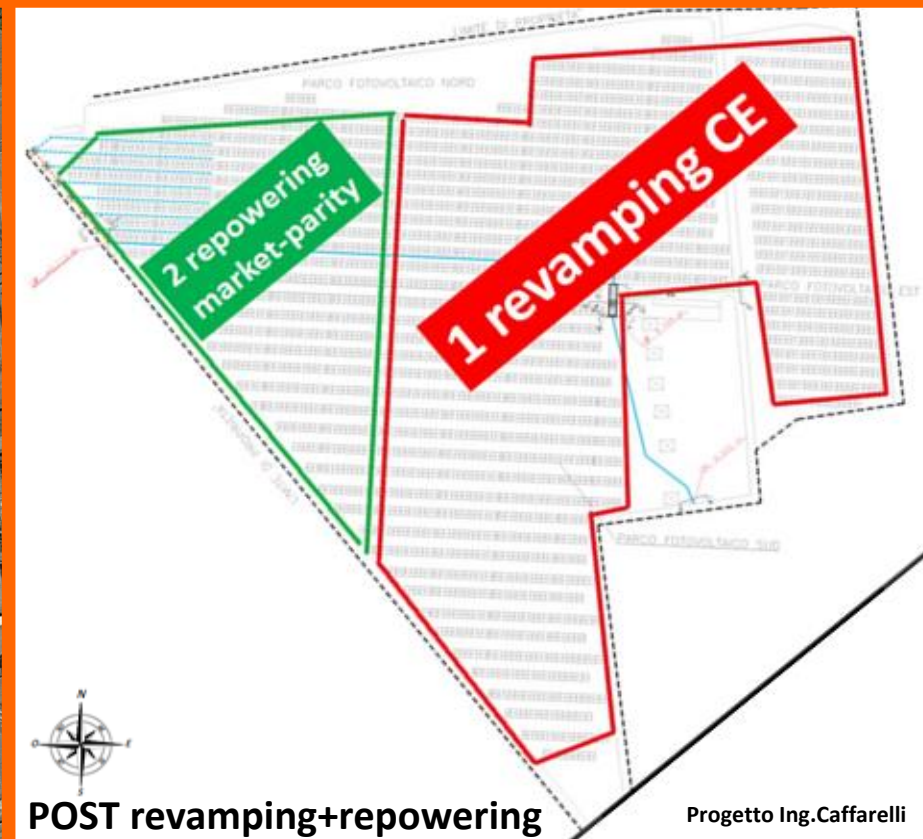
- ✓ La **MPpv** interessa anche un sottoinsieme del quarto mercato, nello specifico il settore del **repowering**. Il potenziamento non incentivato **può riguardare anche strutture di ancoraggio trasformando gli impianti da fissi a mobili**.



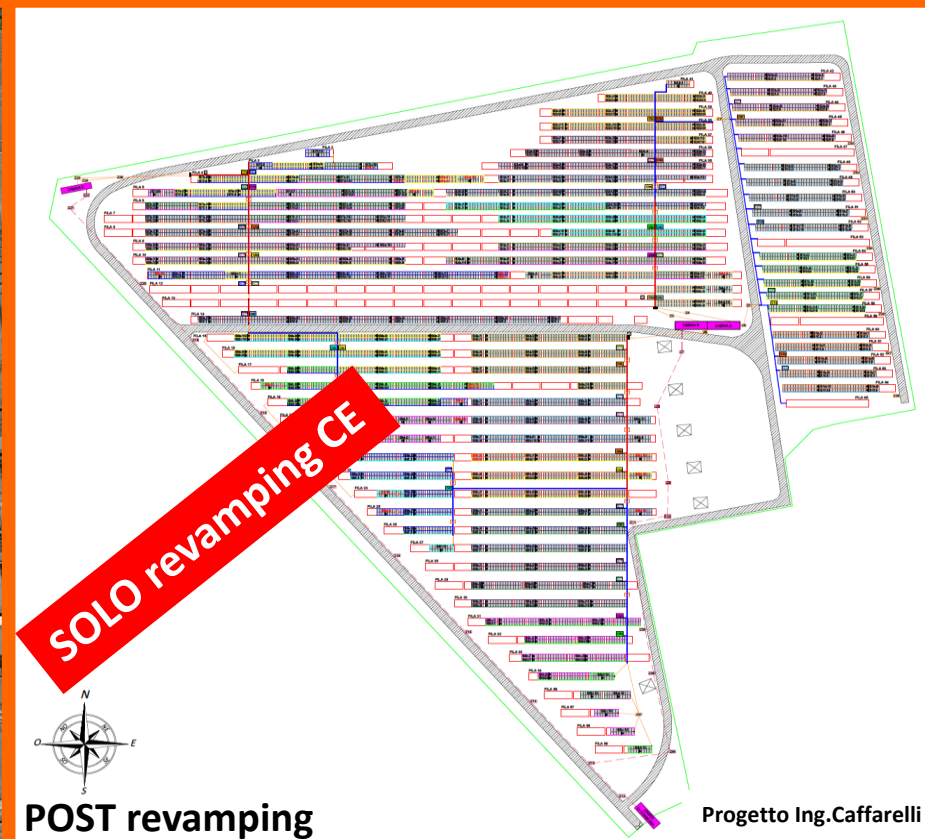
- ✓ Nel caso di **MPpv** associata ad interventi di ammodernamento **tecnologico**, l'uso di moduli più efficienti permette di ridurre la superficie lorda di impianto a parità di potenza nominale incentivata in conto energia CE con margine 1% (**revamping come da DTR-GSE**), liberando strutture per potenziamenti non incentivati (**repowering**)



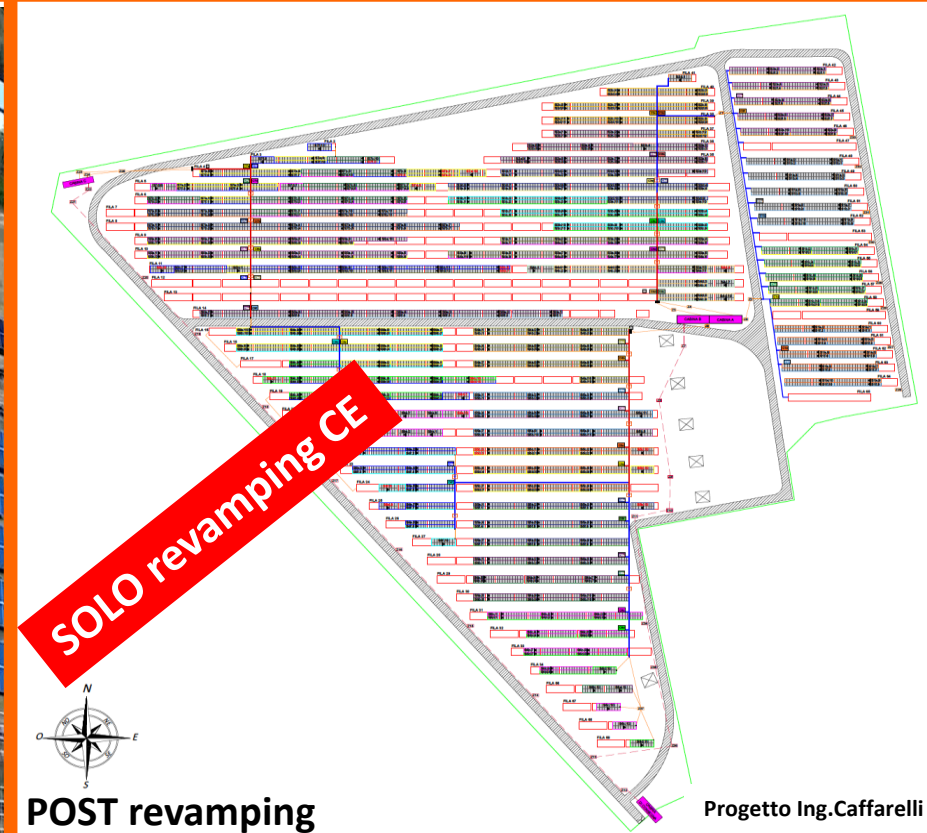
- ✓ Nel caso di **MPpv** associata ad **ammodernamento tecnologico con sostituzione moduli a blocchi (revamping+repowering)**, Il revamping esercito in conto energia ed geometricamente uniformemente distribuito, libera superficie per repowering
- ✓ Si spostano e si ricablano quadri di campo CC, aumentano i costi per rifacimento delle linee ma si ha la possibilità del repowering



- ✓ Nel caso di **MPpv** associata ad **ammodernamento tecnologico** con **sostituzione moduli «a macchia di leopardo»**, Il revamping esercito in conto energia e geometricamente caotico, NON libera superficie per repowering a meno di complesse stringature di moduli sulle strutture rimaste libere.
- ✓ Si riduce spostamento quadri di campo CC, diminuiscono i costi per cablaggio e rifacimento delle linee ma è complesso realizzare repowering



- ✓ Nel caso di **MPpv** associata ad **ammodernamento tecnologico** con **sostituzione moduli «a macchia di leopardo»**, Il revamping esercito in conto energia e geometricamente caotico, NON libera superficie per repowering a meno di complesse stringature di moduli sulle strutture rimaste libere.
- ✓ Si riduce spostamento quadri di campo CC, diminuiscono i costi per cablaggio e rifacimento delle linee ma è complesso realizzare repowering



e-distribuzione

SINTESI DATI TECNICI

Il presente documento è da intendersi allegato e parte integrante della nuova soluzione tecnica richiesta, e rappresenta una sintesi dei *dati tecnici* dell'impianto (CENSIMP) che intende installare/potenziare.

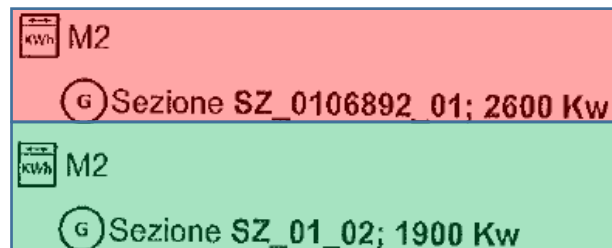
CONFIGURAZIONE IMPIANTISTICA

La configurazione dell'impianto è schematizzata nel *treeview* seguente:

 POD

 M1 Misuratore energia scambiata

 Censimp IM_ 



revamping

repowering

DATI TECNICI DELL'IMPIANTO DI PRODUZIONE

Impianto 1

Numero delle sezioni dell'impianto: 2;

Sistema di Accumulo: **ASSENTE**;

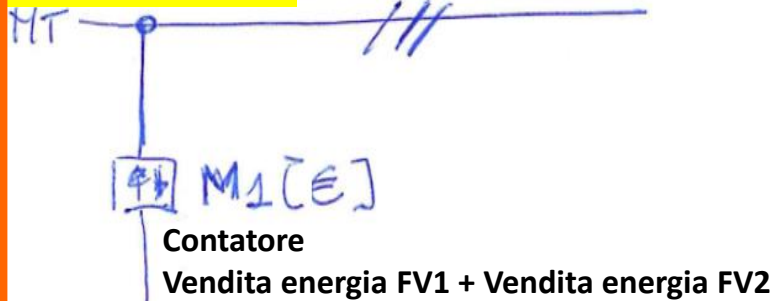
Potenza in immissione richiesta: 4500 kW;

Potenza Nominale CENSIMP: 4500 kW;

Potenza Nominale Sotlesa al POD: 4500 kW.

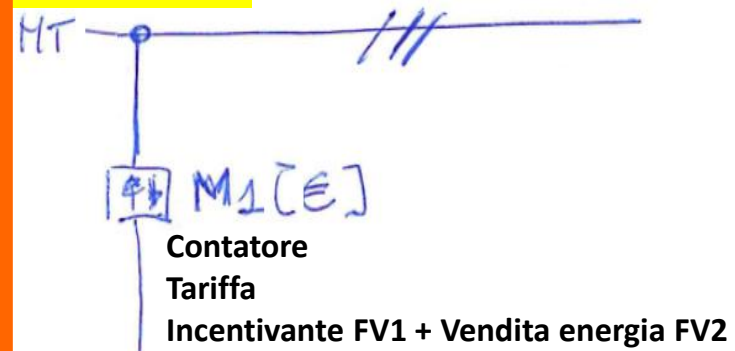
Schema FEED-in
Premium

RETE ELETTRICA MT



Schema FEED-in
Tariff

RETE ELETTRICA MT





**Obiettivo PNIEC-2030 → 73,1 TWh da fonte solare (compreso CSP) →
~ 70,1 TWh da solare fotovoltaico**

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - dicembre 2019

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	142,9	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	41,5
Geotermica	6,3	6,2	6,9	7,1
Bioenergie*	19,4	19,3	16,0	15,7
Solare	22,1	24,4	40,1	73,1
Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica	325,0	331,8	334	339,5
Quota FER-E (%)	34,0%	34,1%	42,6%	55,0%

Fonte PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - dicembre 2019

Obiettivo PNIEC-2030 → 51,1 GW da solare fotovoltaico

Saranno sufficienti per garantire 70,1 TWh obiettivo PNIEC nel mix di generazione elettrica?

Per rispondere occorre segmentare per tipologia impianto ed esercizio

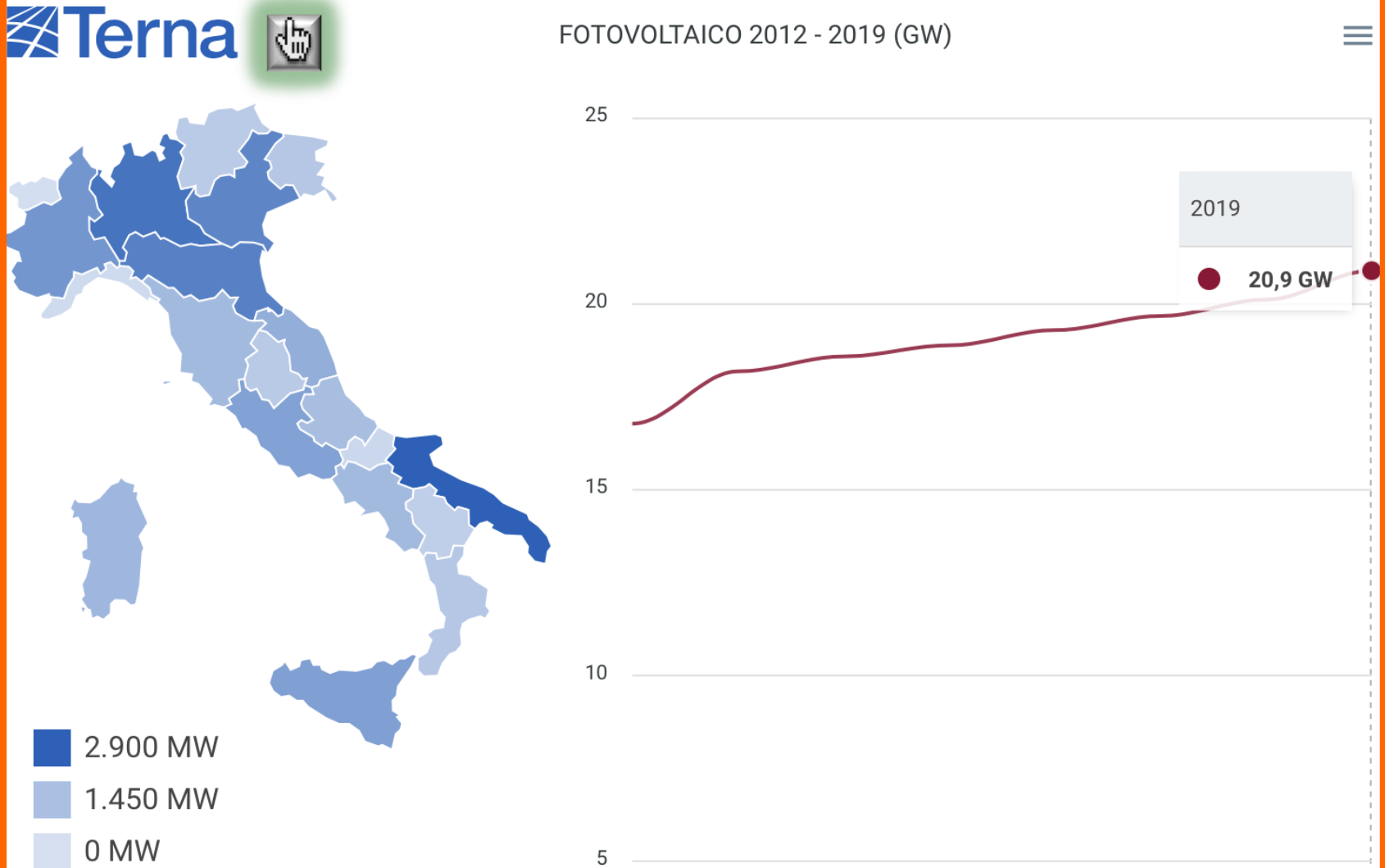
PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - dicembre 2019

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

Fonte	2016	2017	2025	2030
Iidrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	920	950
Eolica	9.410	9.766	15.950	19.300
di cui off shore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.760
Solare	19.269	19.682	28.550	52.000
di cui CSP	0	0	250	880
Totale	52.258	53.259	68.130	95.210

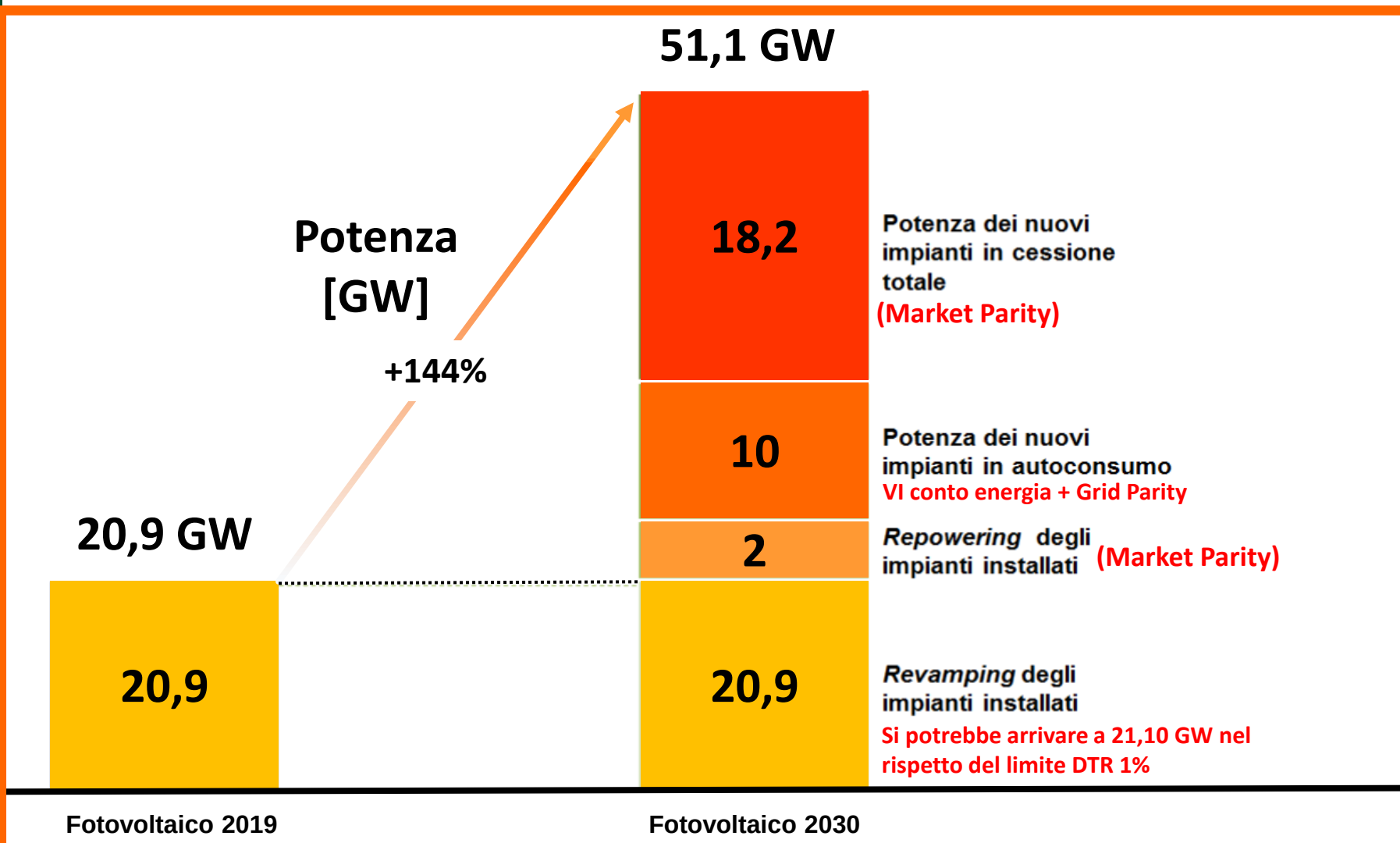
Fonte PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - dicembre 2019

Nel 2019 in Italia installati 737 MW di fotovoltaico
(Totale al 2019 in esercizio in Italia **20,9 GW**)

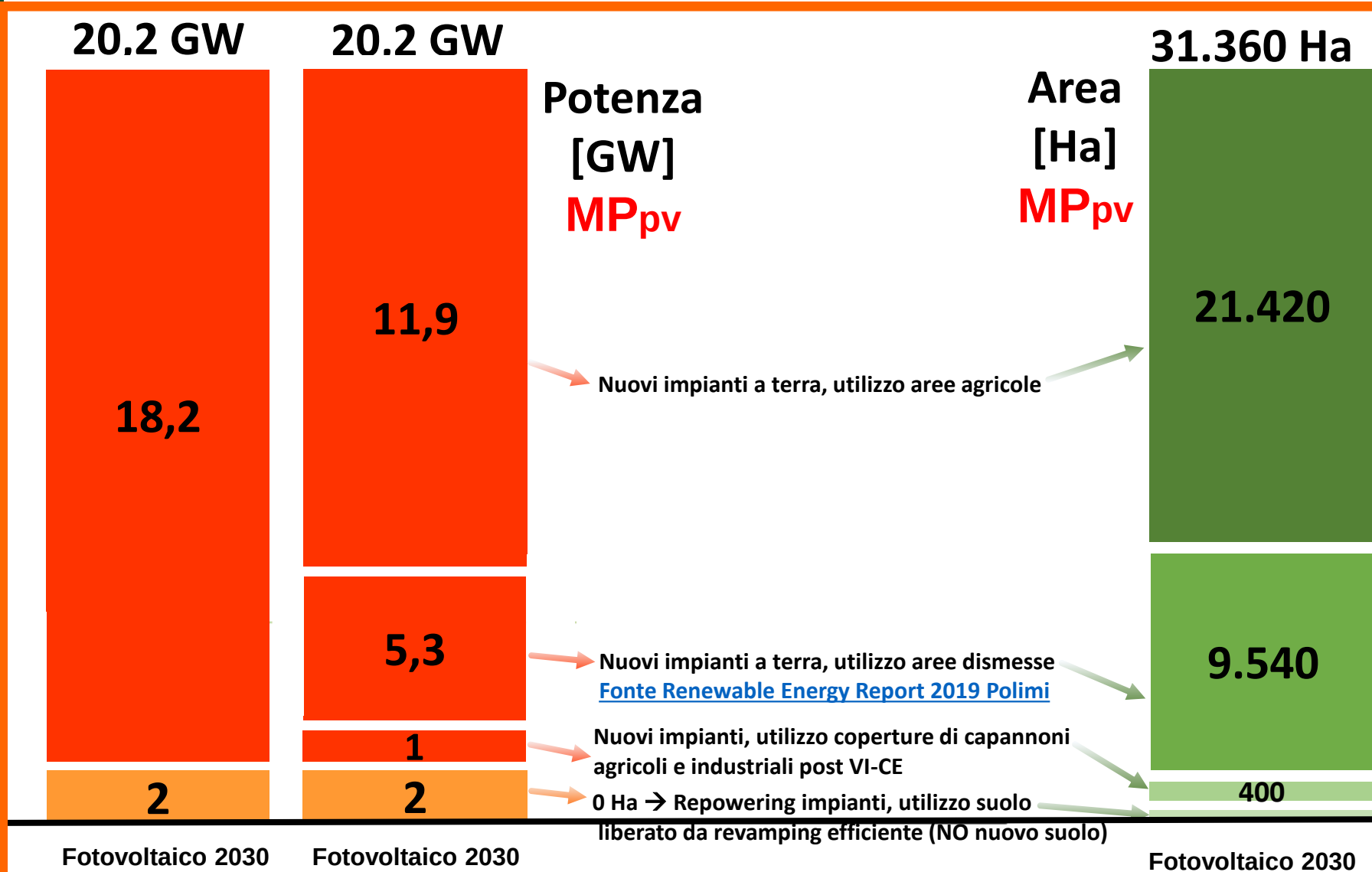


Traiettorie crescita potenza PNIEC-2030 → 51,1 GW di potenza totale in esercizio (+144% rispetto al 2019).

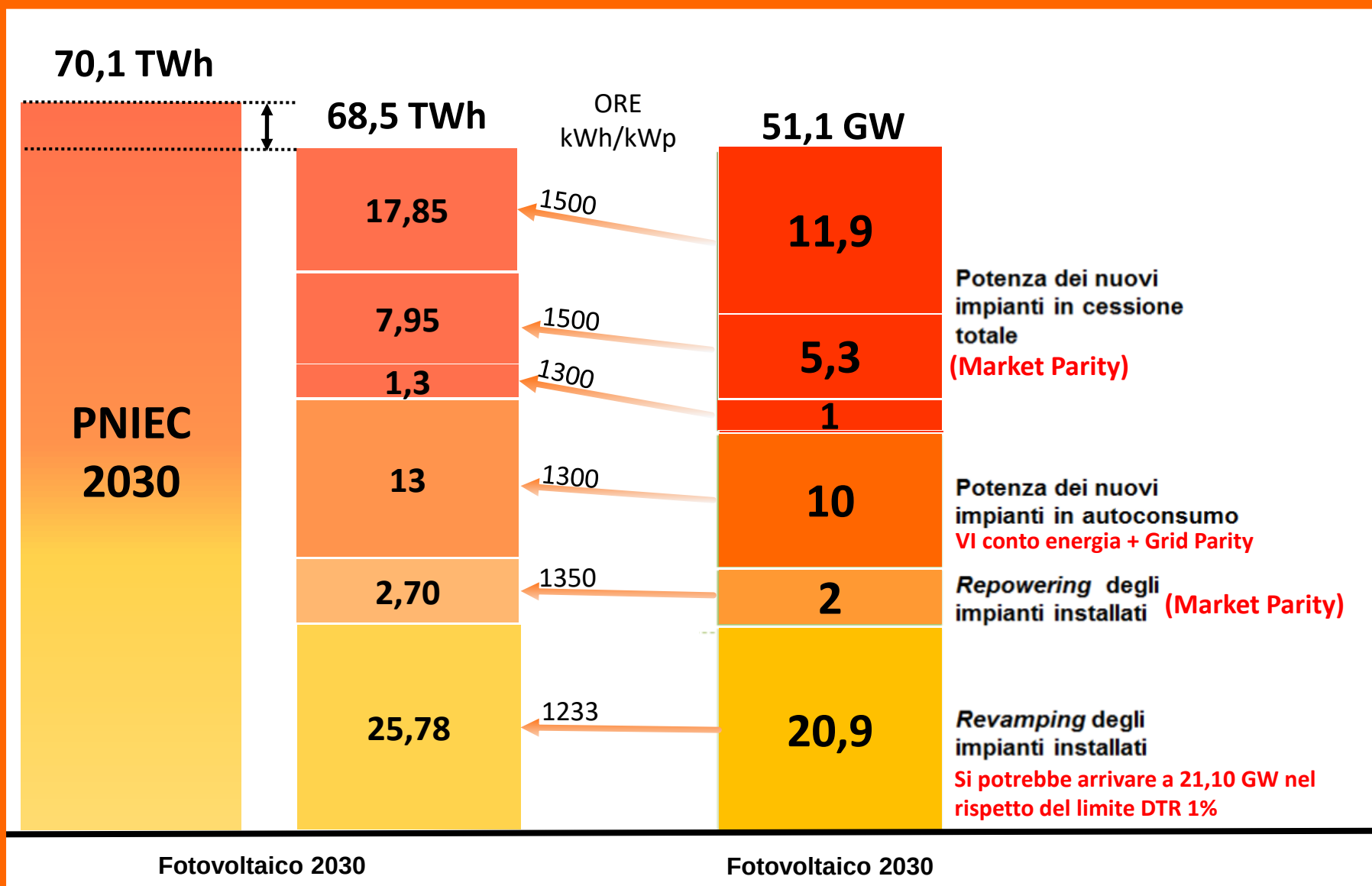
Al 2030 → Oltre 20 GWpv da Market Parity (rielaborazione dati SEN 2017)



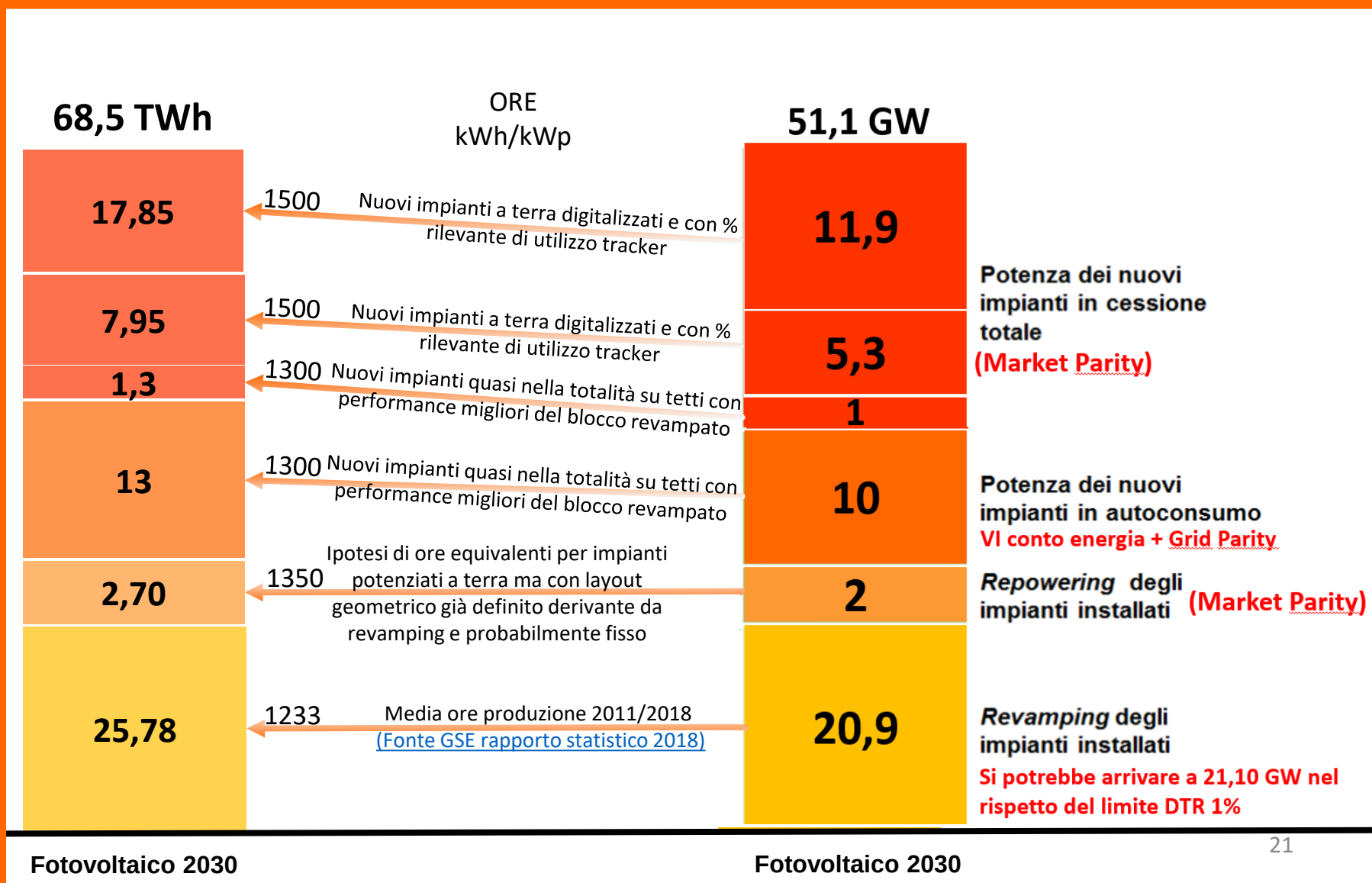
Di questi 20,2 GW,pv in Market Parity, **11,9 GW** interesseranno **suolo agricolo** per un totale di circa **21.420 Ha**



Segmentando si notano 1,6 TWh di produzione che potrebbero mancare all'appello del 2030 rispetto alle traiettoria PNIEC → **Necessari ~ 52,5 GW**



Segmentando si notano 1,6 TWh di produzione che potrebbero mancare all'appello del 2030 rispetto alle traiettoria PNIEC → **Necessari ~ 52,5 GW**



Market Parity Utility scale

$P > 10 \text{ MW}$

Ricavi da Vendita Diretta energia sul mercato GME (insistono oneri sbilanciamento + oneri GME) o per mezzo Trader (NO oneri sbilanciamento NO oneri GME).
Nel caso di Vendita sul GME si ottengono Garanzie di Origine dopo qualifica IGO.
1 GO = 1 MWh = circa 0,90 euro/GO

- i) Connessione AT (150kV); $P > 10 \text{ MVA}$
- ii) Sottostazione, o connessione entra-esce o antenna su linea AT
- iii) ↑ Costi realizzazione opere di connessione
- iv) ↓ Costo realizzazione impianto esclusa connessione
- v) ↓ Costo O&M, assicurazione
- vi) Acquisto terreno/DDS
- vii) Installazioni a terra

Market Parity Multimegawatt

$5 \text{ MW} \leq P \leq 10 \text{ MW}$

Ricavi da Vendita Indiretta energia in RiD GSE (insistono oneri sbilanciamento + oneri RiD GSE) o in alternativa mercato GME/Trader.

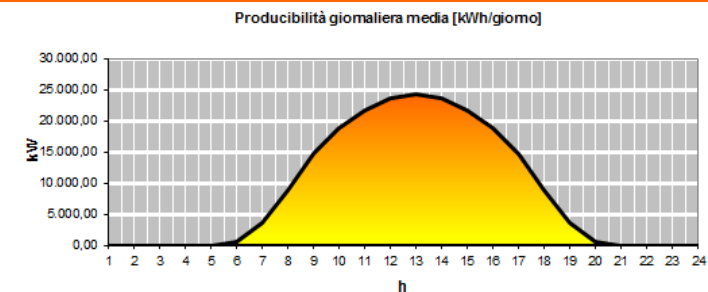
Nel caso di Vendita sul GME si ottengono Garanzie di Origine dopo qualifica IGO.
1 GO = 1 MWh = circa 0,90 euro/GO

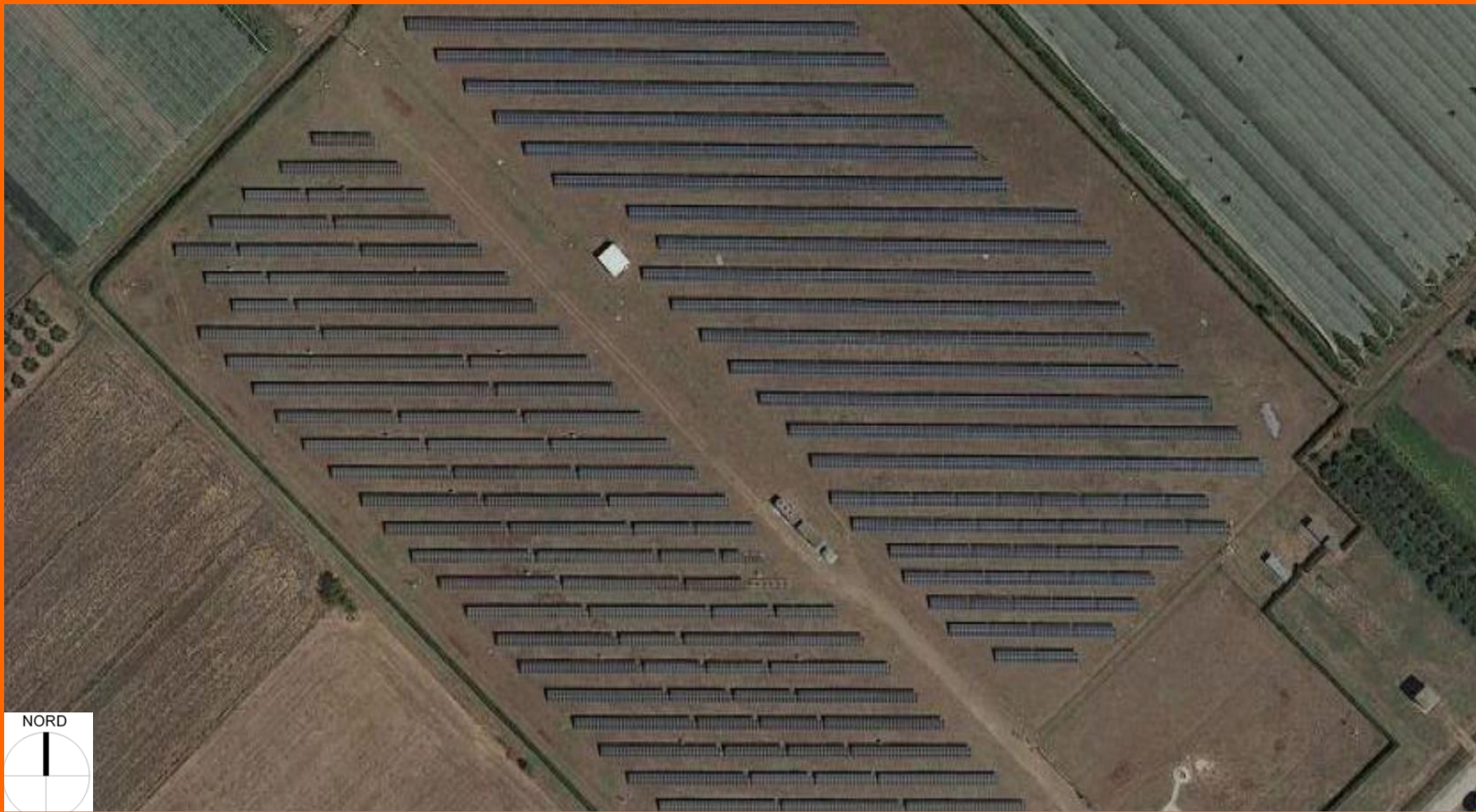
- i) Connessione in MT (20 kV) o AT (150 kV); $P \leq 10 \text{ MVA}$
- ii) +usata Tipologia connessione antenna su cabina primaria (per MT)
- iii) ↓ Costi realizzazione opere di connessione
- iv) ↑ Costo realizzazione impianto esclusa connessione
- v) ↑ Costo O&M, assicurazione
- vi) Acquisto terreno/DDS
- vii) Installazioni a terra o raramente su coperture



Sistemi fissi:

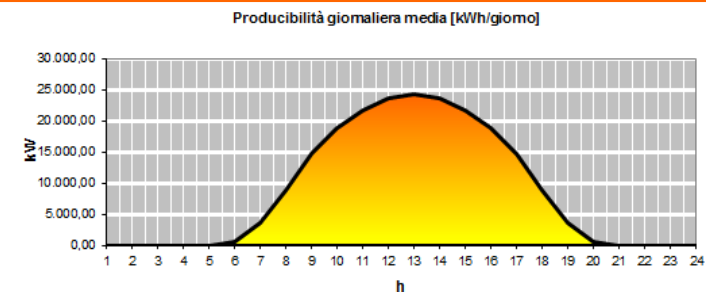
- ❑ occupazione suolo 1,6 Ha/MWp
- ❑ fino a 1.600 ore equivalenti
- ❑ Capex Utility-scale 500 €/kWp
- ❑ Capex multimegawatt 540 €/kWp





Sistemi fissi:

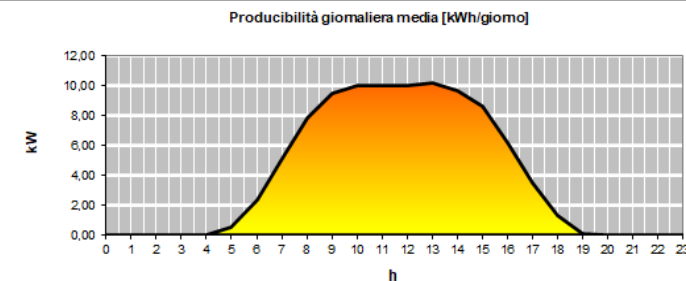
- ❑ occupazione suolo 1,6 Ha/MWp
- ❑ fino a 1.600 ore equivalenti
- ❑ Capex Utility-scale 500 €/kWp
- ❑ Capex multimegawatt 540 €/kWp





Sistemi ad inseguimento monoassiale:

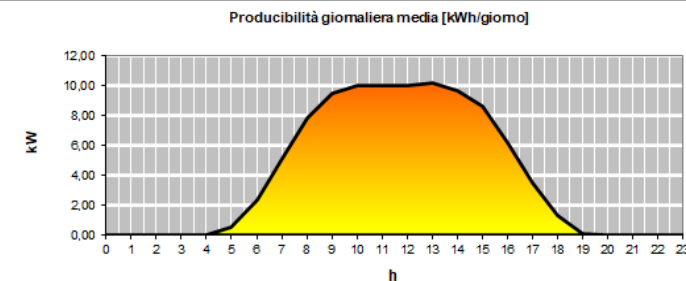
- ❑ occupazione suolo 2 Ha/MWp
- ❑ fino a 2.000 ore equivalenti
- ❑ Capex Utility-scale 580 €/kWp
- ❑ Capex multimegawatt 640 €/kWp





Sistemi ad inseguimento monoassiale:

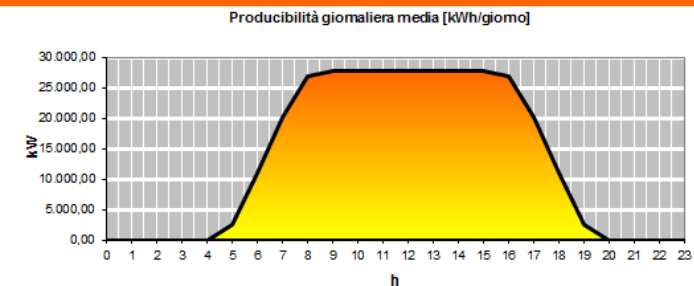
- ❑ occupazione suolo 2 Ha/MWp
- ❑ fino a 2.000 ore equivalenti
- ❑ Capex Utility-scale 580 €/kWp
- ❑ Capex multimegawatt 640 €/kWp





Sistemi ad inseguimento biassiale:

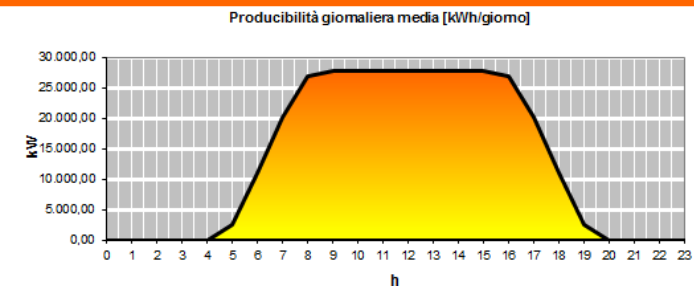
- ❑ occupazione suolo 2,4 Ha/MWp
- ❑ fino a 2.200 ore equivalenti
- ❑ Capex Utility-scale 740 €/kWp
- ❑ Capex multimegawatt 800 €/kWp

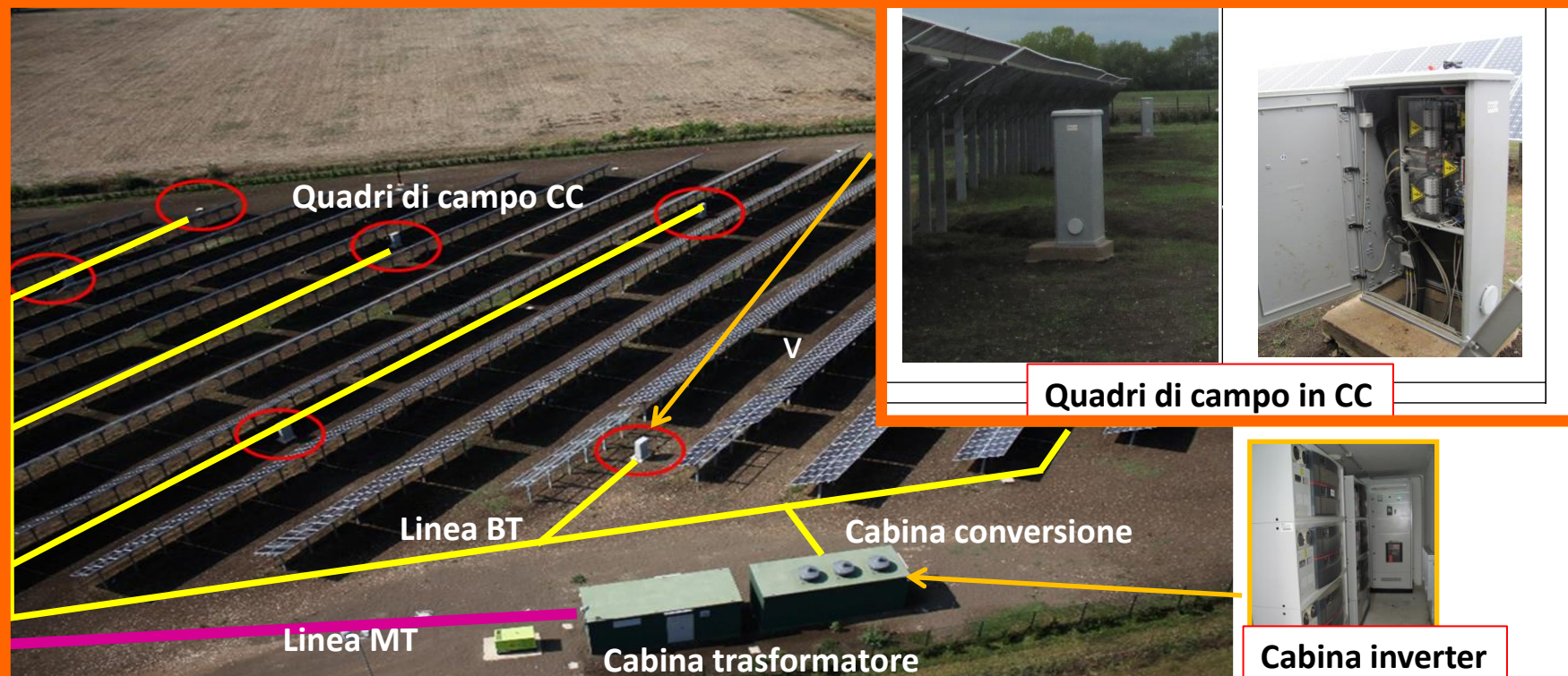




Sistemi ad inseguimento biassiale:

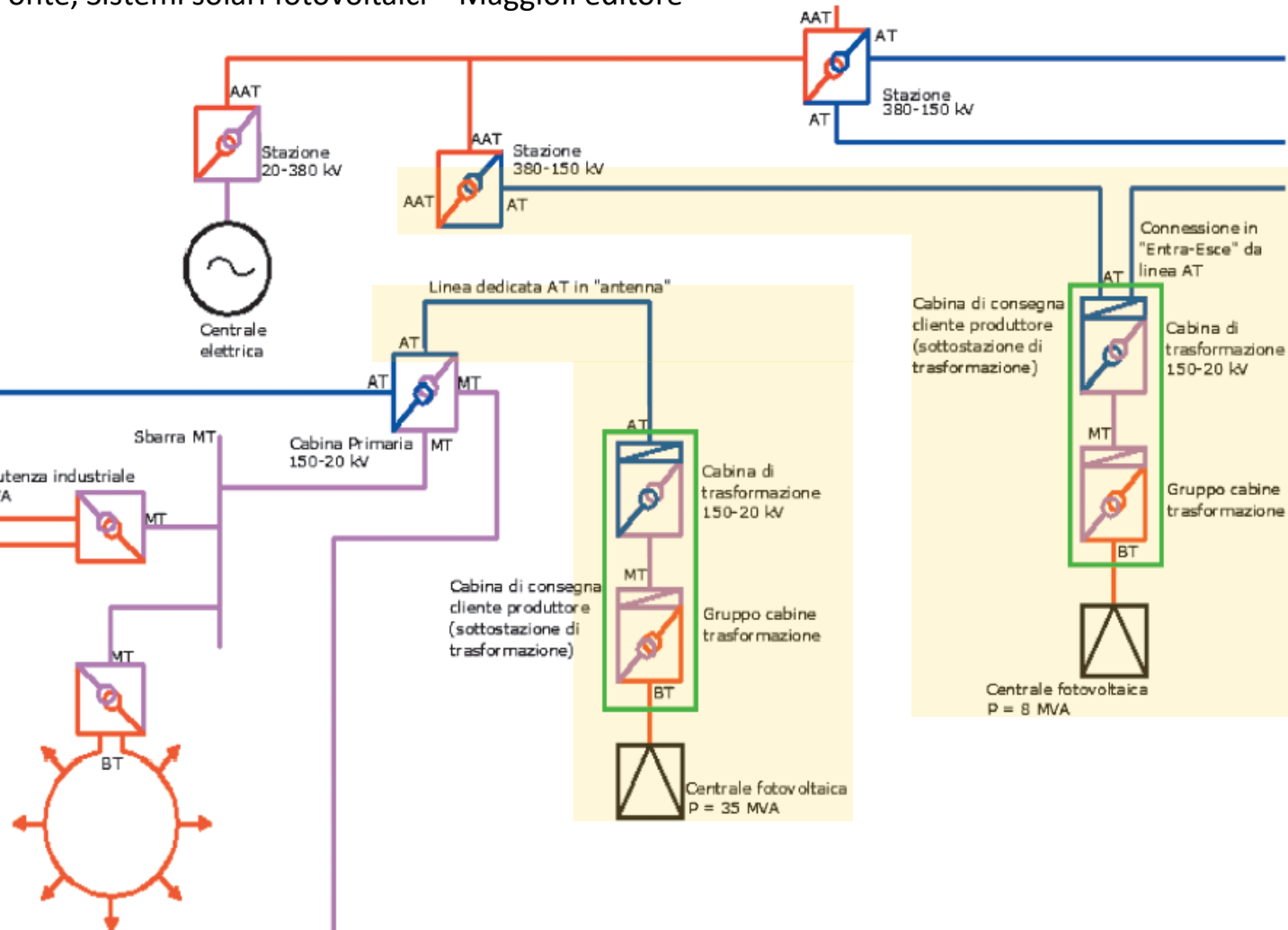
- occupazione suolo 2,4 Ha/MWp
- fino a 2.200 ore equivalenti
- Capex Utility-scale 740 €/kWp
- Capex multimegawatt 800 €/kWp



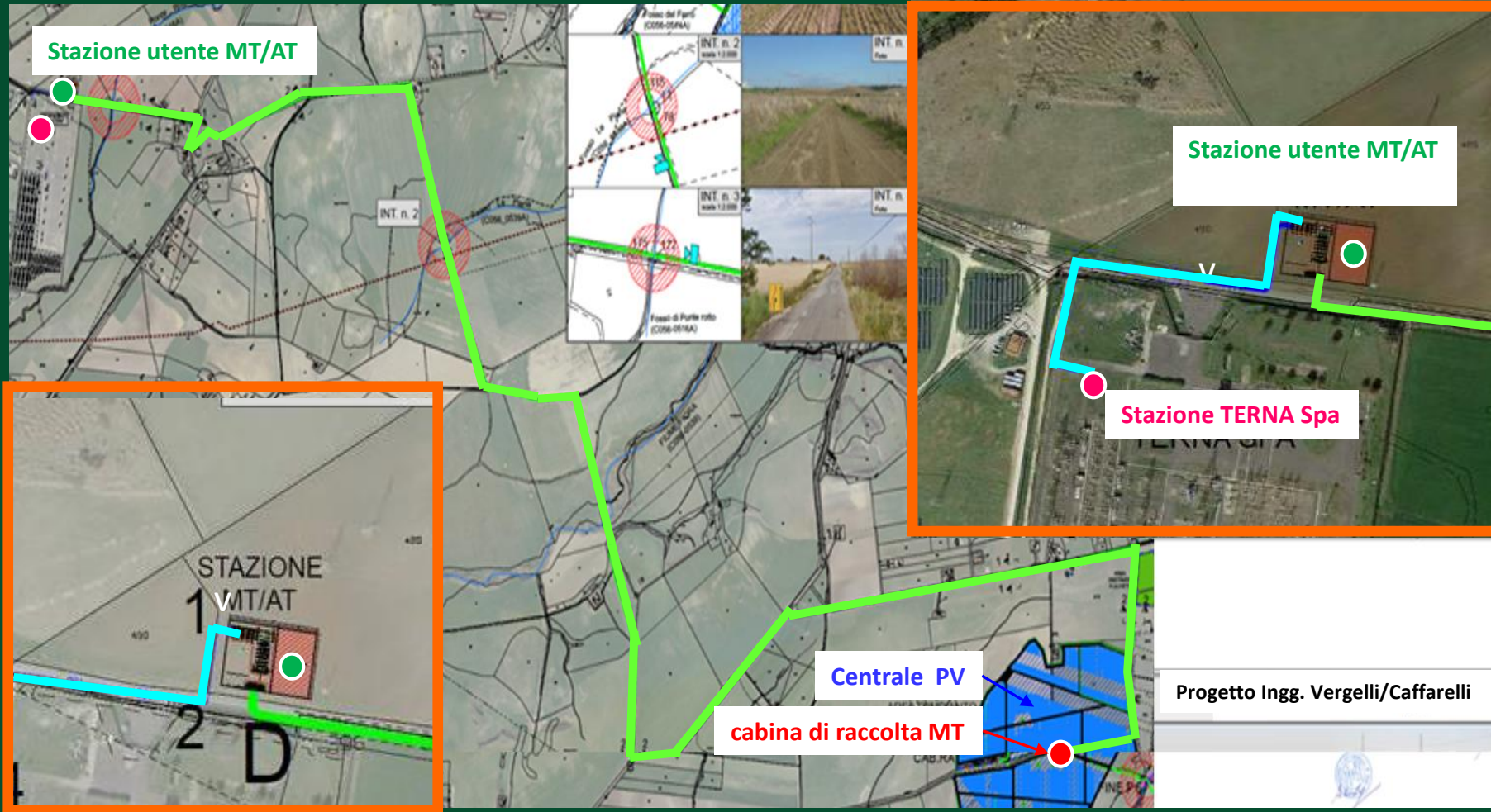


Valevole per sistemi fissi e mobili, si ripete a blocchi partendo dal blocco elementare fino a ricostruire impianti utility-scale. Dalla cabina di consegna si realizza connessione alla rete

Fonte, Sistemi solari fotovoltaici – Maggioli editore



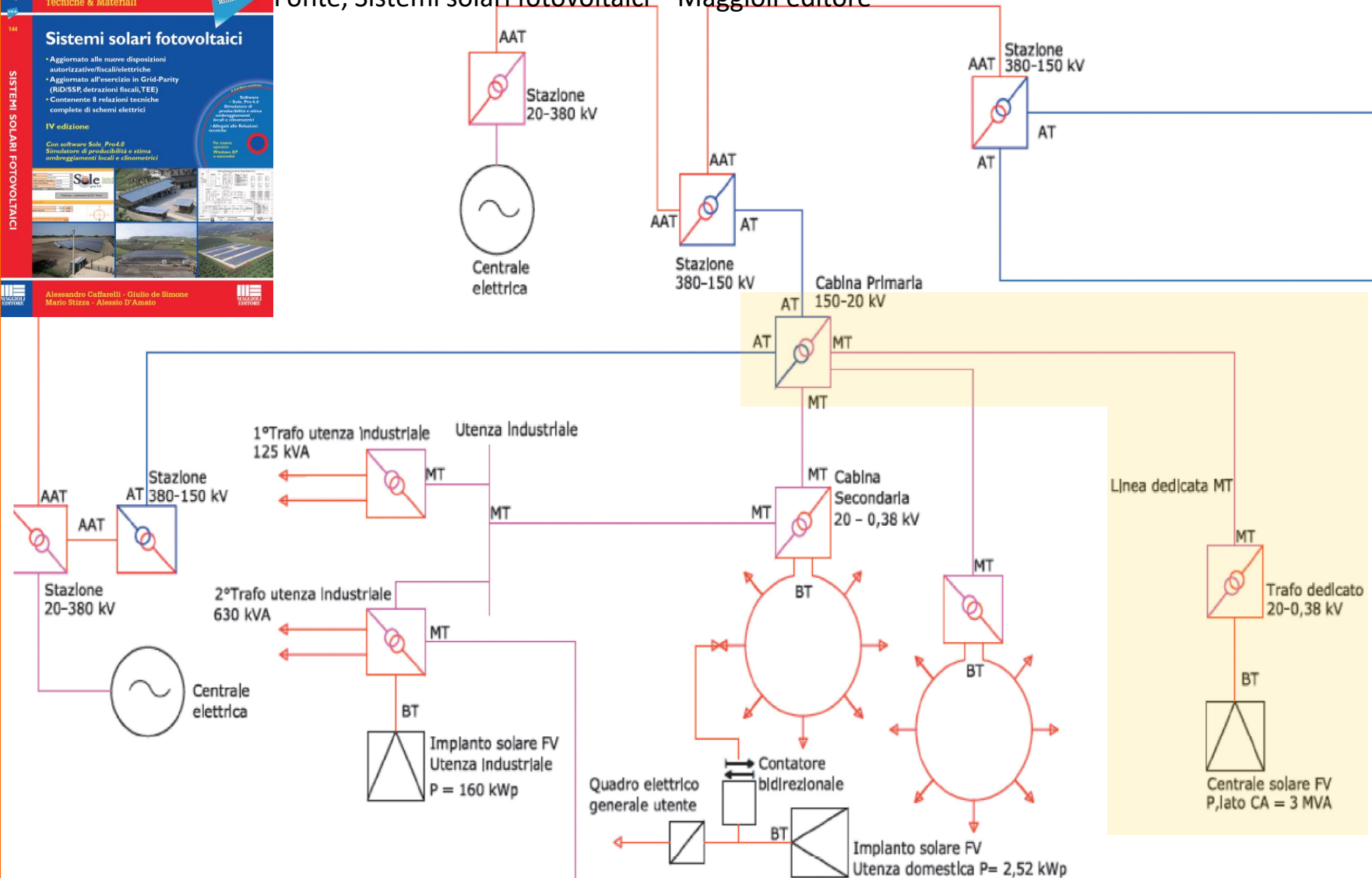
Connessione in AT (150kV) // connessione entra-esce o antenna su stazione AT/AAT.



Esempio connessione in antenna su stazione AT/AAT.

Dalla stazione di trasformazione MT/AT avrà origine il cavidotto di collegamento AT 150 kV tra la Stazione utente MT/AT e la consegna su sezione 150 kV della Stazione Terna S.p.A. Tra la centrale fotovoltaica (cabina di raccolta) e la stazione utente MT/AT è previsto un elettrodotto in MT interrato di circa 9 km

Fonte, Sistemi solari fotovoltaici – Maggioli editore



Connessione in MT (20kV) // connessione entra-esce su linea MT o in antenna su cabina primaria (sottostazione di trasformazione MT/AT)



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.
DIVISIONE INFRASTRUTTURE E RETE
MACRO AREA TERRITORIALE CENTRO
VETTORIAMENTO E MISURA LAZIO, ABRUZZO E MOLISE

1. Descrizione dell'impianto di rete per la connessione

Il Vostro impianto sarà allacciato alla rete di Distribuzione MT con tensione nominale di 20kV tramite:

- inserimento in entra-esce sulla dorsale della linea MT esistente ZORZETTO(DM2043203), uscente dalla cabina primaria SAN MICHELE(DM001380432).

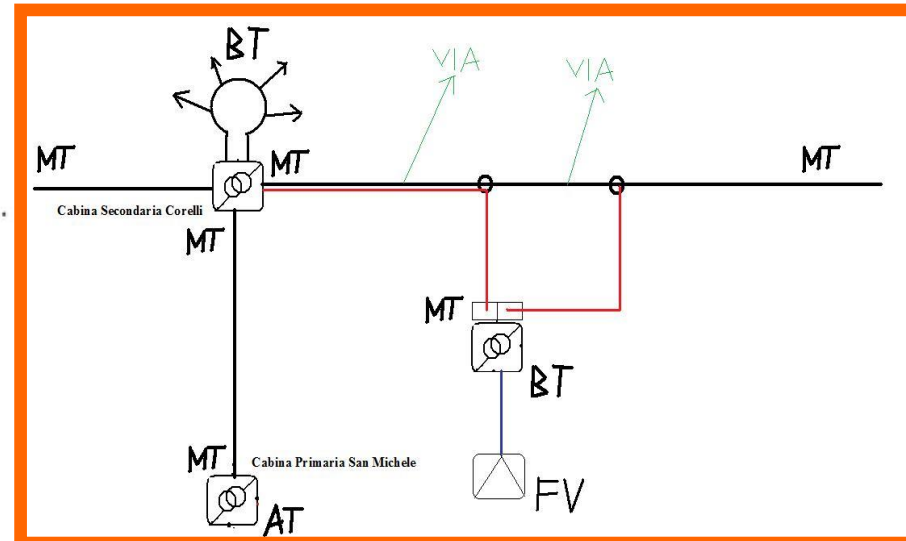
Tale soluzione prevede:

- l'inserimento di una cabina di consegna in entra / esci più derivazione nella tratta tra il nodo (DM204004833) e la cab. CORELLI (DM202000984). Il nuovo collegamento verrà eseguito mediante:
 - due tronchi di linea in cavo interrato, afferenti a due punti di connessione diversi, per una lunghezza complessiva di 0.2km.

Il collegamento realizzato avrà le seguenti caratteristiche:

- Tensione nominale:
- Corrente massima di esercizio del collegamento:
- Potenza max immessa in rete
- Formazione dei conduttori:
- Tipo di posa:

20KV
27A
950KVA
.....
interrata



Esempio connessione in entra-esce su linea MT.

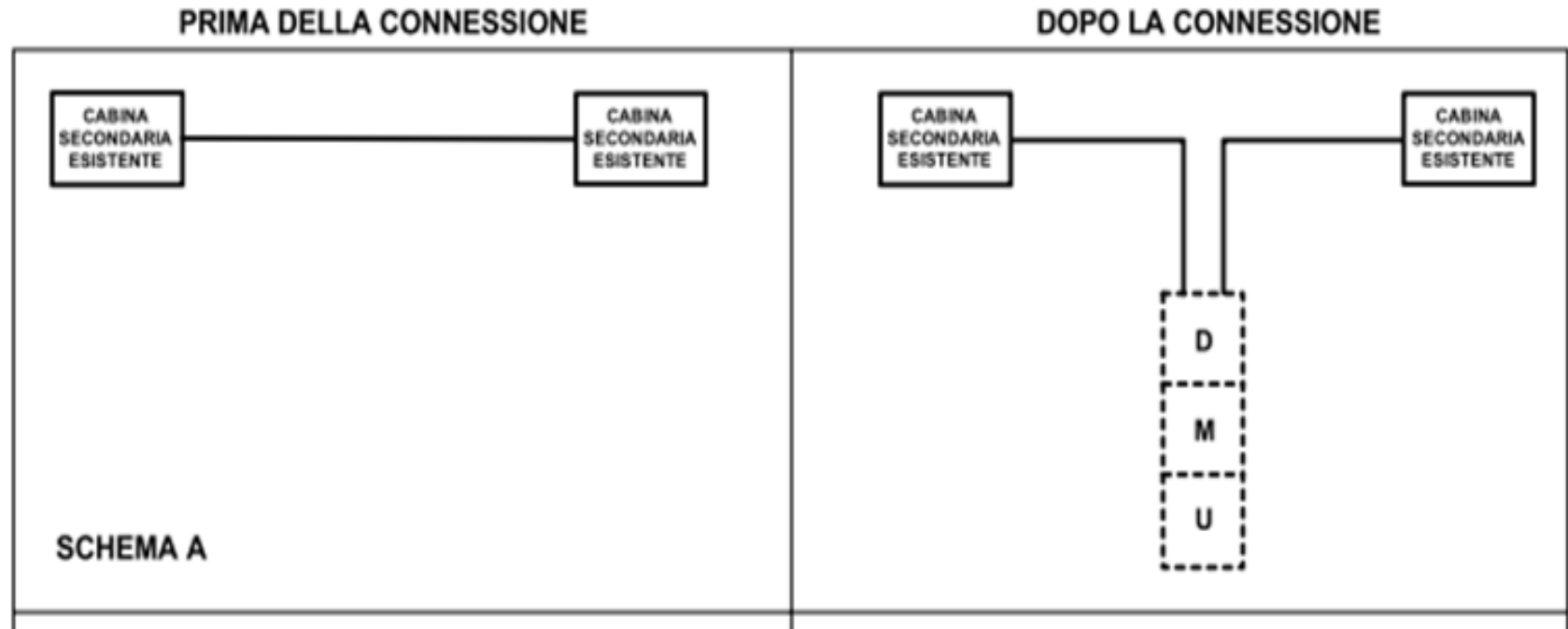
Si interpone cabina di consegna tra linea MT e gruppo di generazione/conversione fotovoltaica



Figura 27 – Visualizzazione opere di rete

Esempio connessione in entra-esce su linea MT.

Si interpone cabina di consegna tra linea MT e gruppo di generazione/conversione fotovoltaica



8.1.1 Inserimento in entra-esce su linea esistente (schema A)

Per entra-esce, s'intende l'inserimento di un impianto di rete per la connessione in prossimità di una linea preesistente, in modo da generare due soli tratti di linea afferenti a due cabine secondarie distinte. Tale schema consente, generalmente, la rialimentazione dell'Utente, offrendo una maggiore continuità del servizio.

Esempio connessione in entra-esce su linea MT.

Si interpone cabina di consegna tra linea MT e gruppo di generazione/conversione fotovoltaica

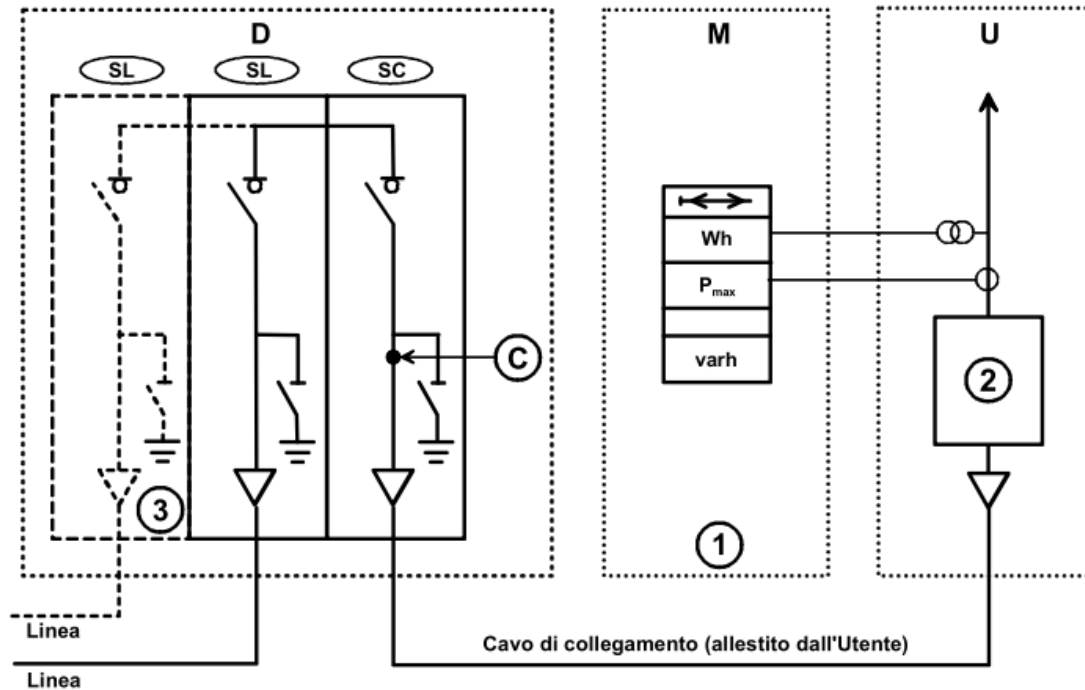


Figura 20 – Schema di collegamento fra la cabina consegna e impianto di Utente attivo

Legenda:

- D = locale di consegna
- M = locale misura
- U = locale Utente
- SL = scomparto (cella) per linea
- SC = scomparto (cella) per consegna
- C = punto di consegna
- 1 = gruppo misura
- 2 = dispositivo generale dell'Utente
- 3 = scomparto presente/da prevedere per collegamento in entra - esce



Esempio connessione in entra-esce su linea MT.

Si interpone cabina di consegna tra linea MT e gruppo di generazione/conversione fotovoltaica



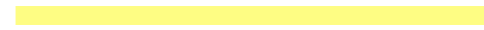
Per connessioni AT dei nuovi impianti di produzione, permangono problematiche al sud. Tuttavia rispetto al 2018, alcune regioni/province critiche migliorano decongestionandosi.

La rete è sempre più resiliente alla generazione distribuita e alla generation-parity grazie all'ammodernamento tecnologico dell'infrastruttura

e-distribuzione



Bianco = bassissima criticità



Giallo = bassa criticità



Arancione = media criticità



Rosso = alta criticità



Aprile 2020

Per connessioni MT, si è ridotto rispetto al passato il livello di saturazione delle sezioni AT/MT a conferma del decongestionamento in corso dell'infrastruttura di rete per quanto concerne la connessione dei nuovi impianti di produzione



Figura 19. Competenze per autorizzazioni e valutazioni ambientali per gli impianti fotovoltaici (assetto al 31/12/2018).

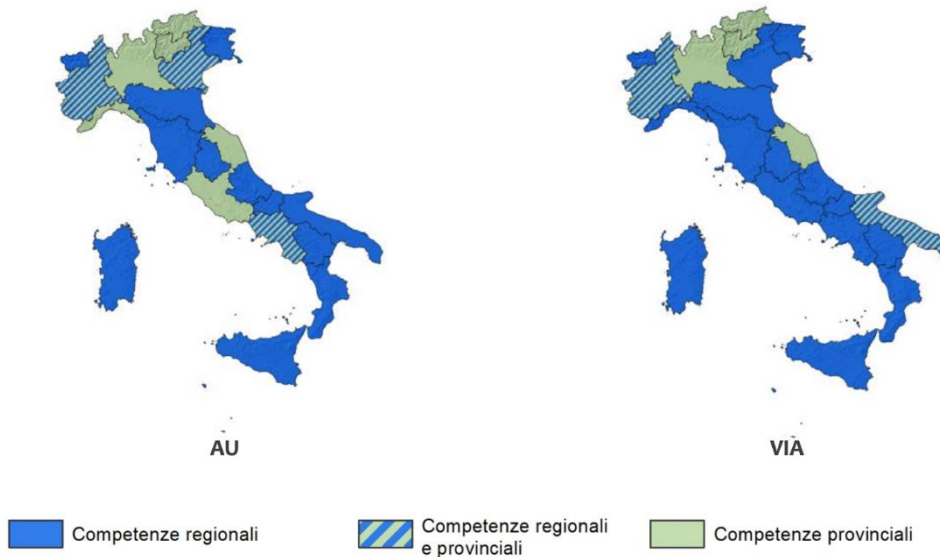
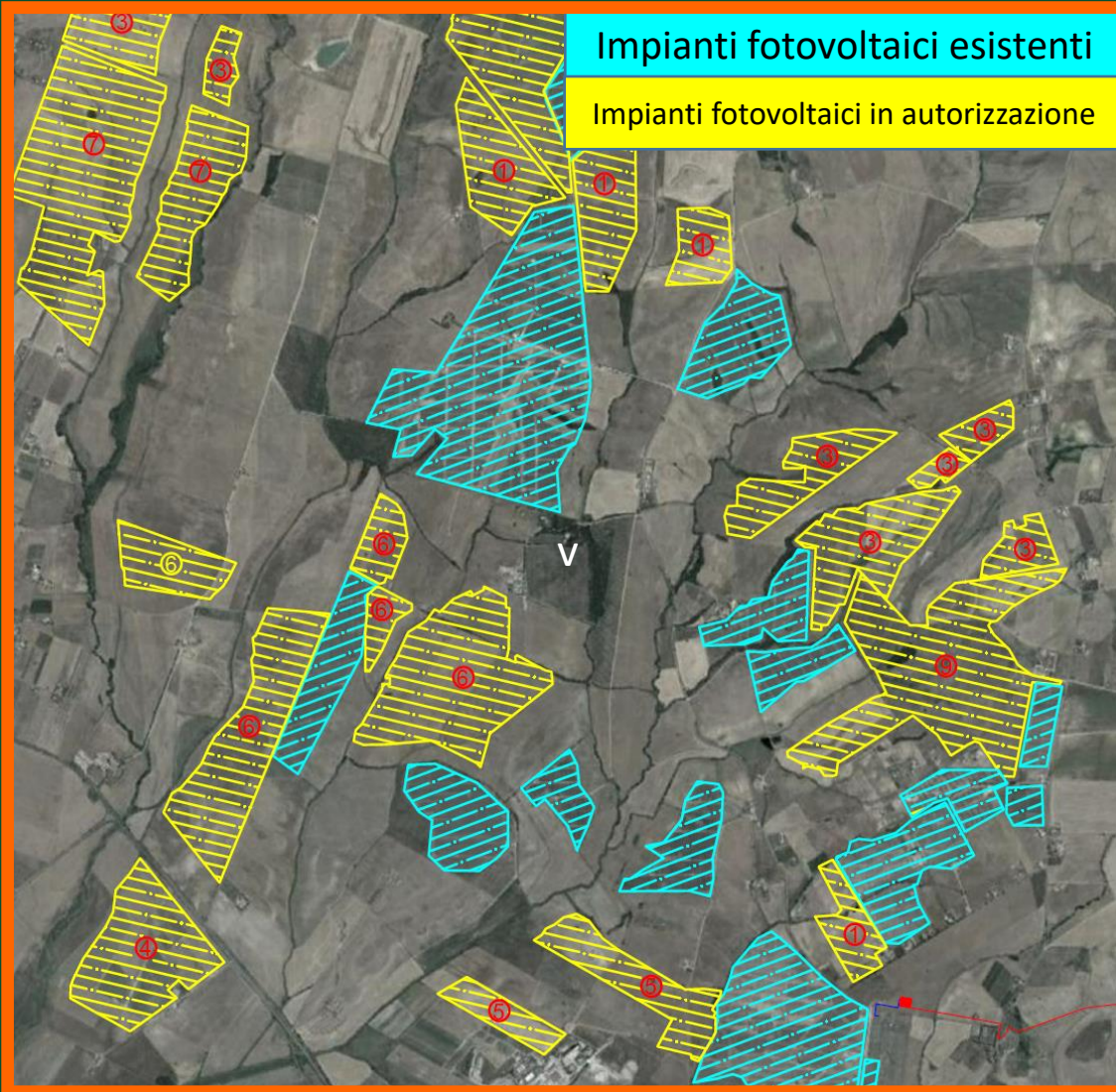


Figura 21. Regioni con zone non idonee per gli impianti fotovoltaici (assetto al 31/12/2018).



In corso di aggiornamento

- ✓ La nuova potenza **MPpv** è interessata da procedure di **AU**, **screening-VIA**, **VIA**
- ✓ Per impianti superiori ai 5 MW è opportuno usare la **PAUR** (Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale)
- ✓ 12 regioni hanno individuato zone NON idonee per fotovoltaico a terra
- ✓ Nel caso di **Repowering**, la **MPpv** è interessata da procedure di **valutazione preliminare screening-VIA** (30gg in Regione) ed in seguito **PAS**



La tendenza attuale è quella di sviluppare progetti in market parity a caratteristica agrovoltaica, che permette di ridurre effetti come quello estremizzato descritto a seguire.

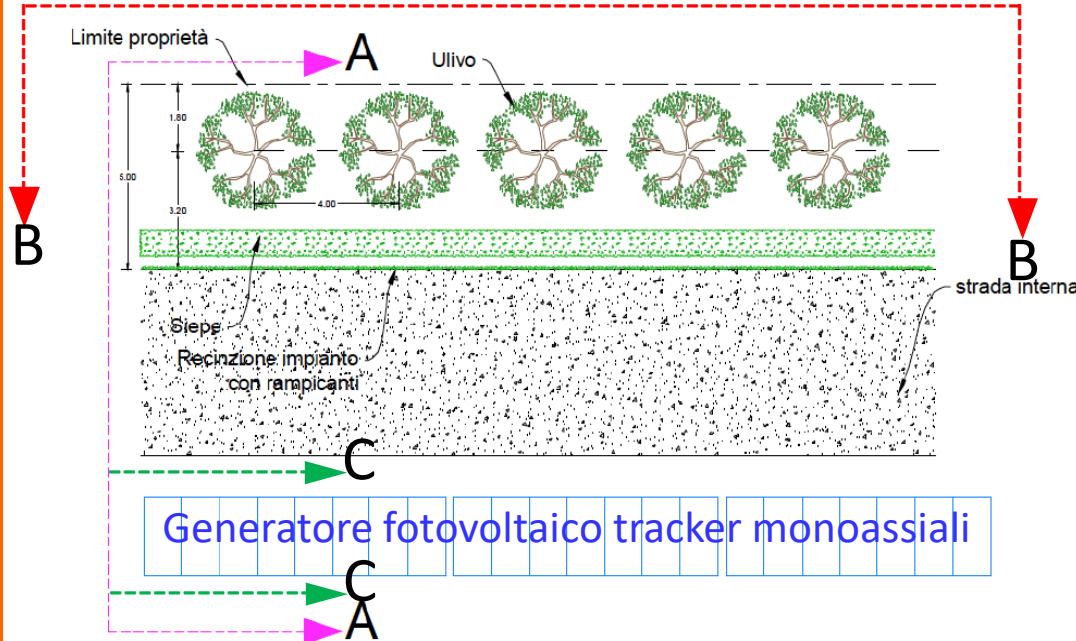
Effetto Cumulo:
in determinate zone d'Italia grazie a condizioni sitologiche favorevoli, oltre alla presenza di ottime infrastrutture elettriche per la connessione, possono verificarsi possibili effetti cumulo. Per mitigarne il potenziale impatto occorre prevedere opportune misure compensative anche a caratteristica di integrazione agronomica:

- 1) Per mezzo di fasce arboree cuscinetto perimetriche all'impianto
- 2+3) Grazie all'attivazione di un processo di rinaturalizzazione vegetazionale attraverso la piantumazione di specie arboree (ad esempio olivi) e arbustive autoctone (ad esempio siepi e rampicanti) in aree interne/esterne all'impianto



Le **centrali fotovoltaiche** in market-parity, oltre ad essere efficienti, digitalizzate, ed in grado di accumulare - dunque **tecnologicamente avanzate**, dovranno essere fin da subito “belle”, opportunamente inserite paesaggisticamente e funzionali al territorio dal punto di vista agronomico. La **market parity del futuro dovrà essere agrovoltaica**

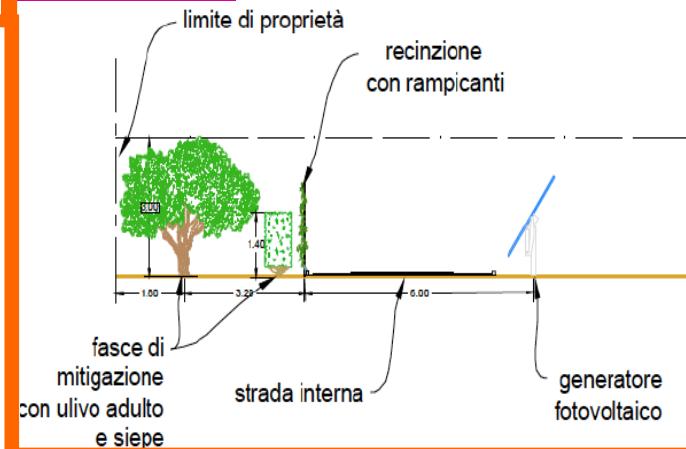
PARTICOLARE DISPOSIZIONE IN PIANTA



Vista B-B



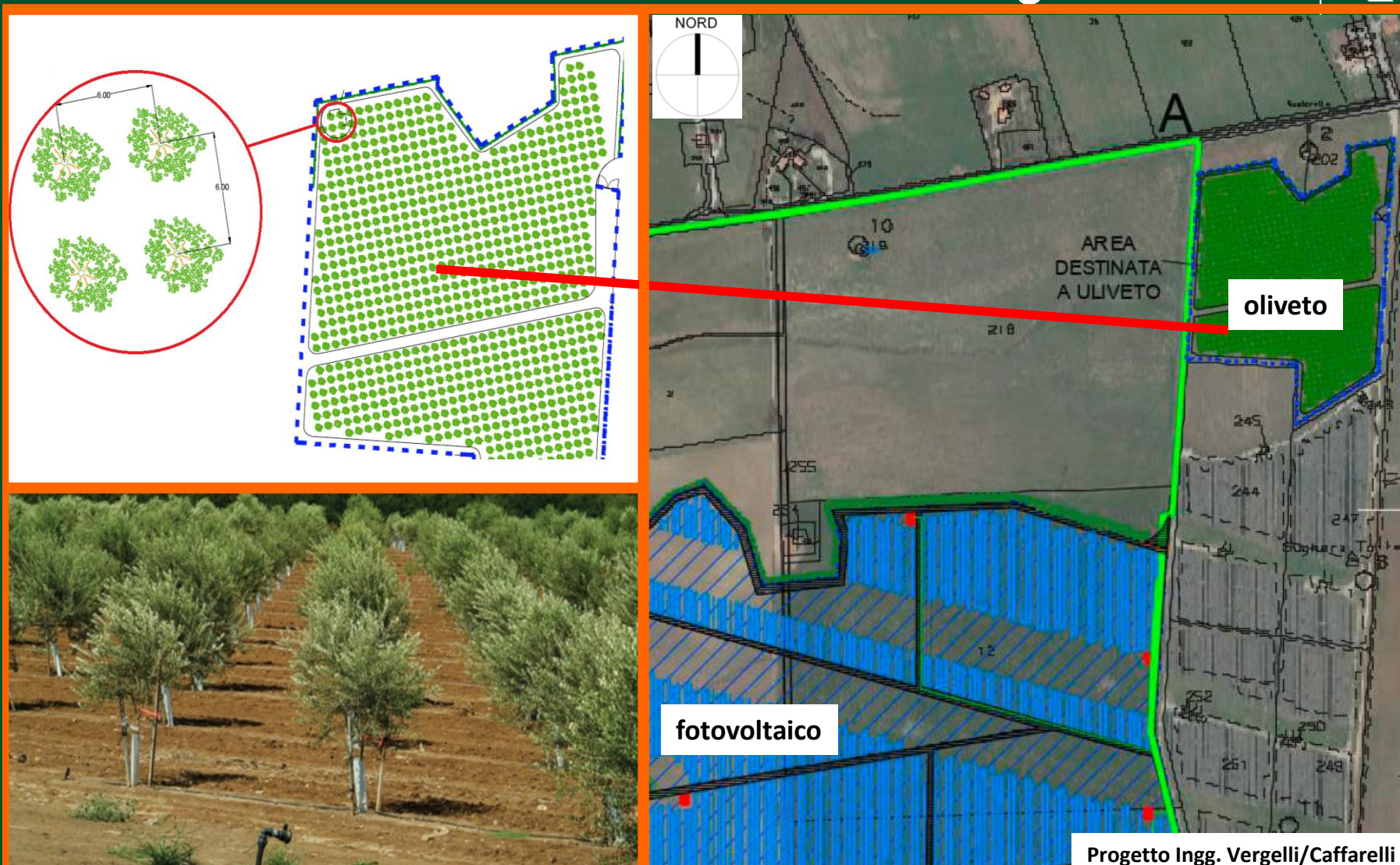
Vista A-A



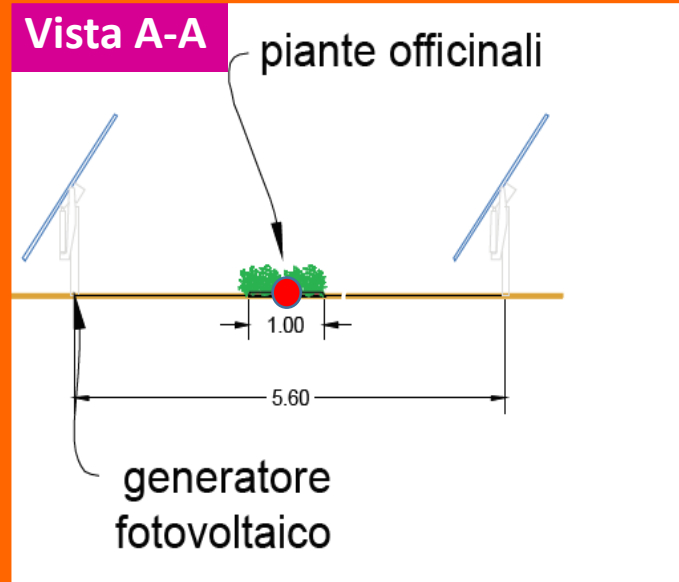
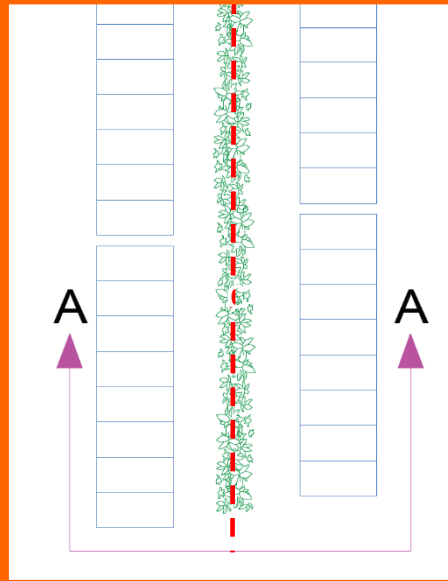
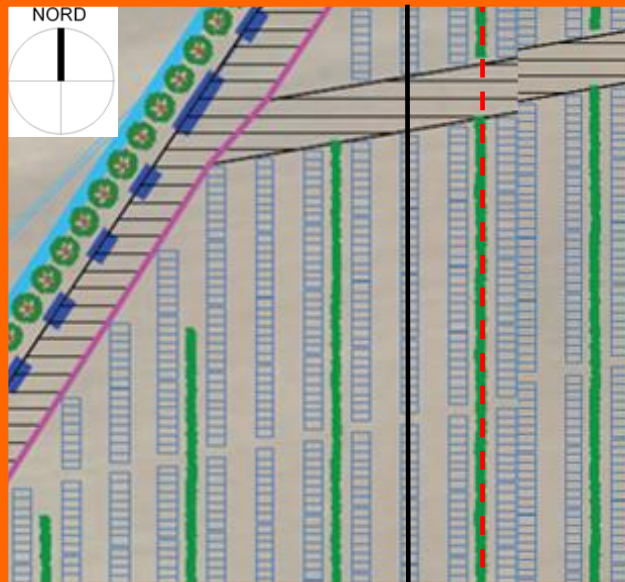
Vista C-C per n-filari di tracker fotovoltaici



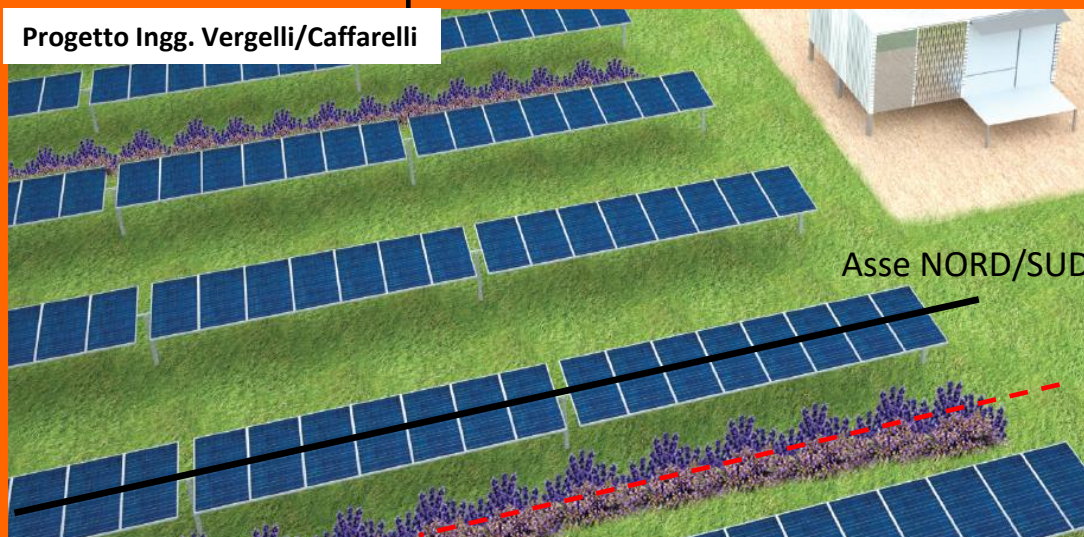
Integrazione agronomica 1: prevedere l'installazione di fasce arboree cuscinetto perimetriche all'impianto (anche produttive dal punto di vista agronomico), al fine di mitigare l'impatto visivo dell'impianto



Integrazione agronomica 2: prevedere area esterne o interne all'impianto destinate a piantagioni di specie autoctone, in proporzione all'occupazione suolo da fotovoltaico. In questo caso ad esempio 5 Ha di oliveto con piante giovani rispetto ad 80 Ha di area lorda occupata da infrastruttura fotovoltaica



Progetto Ingg. Vergelli/Caffarelli

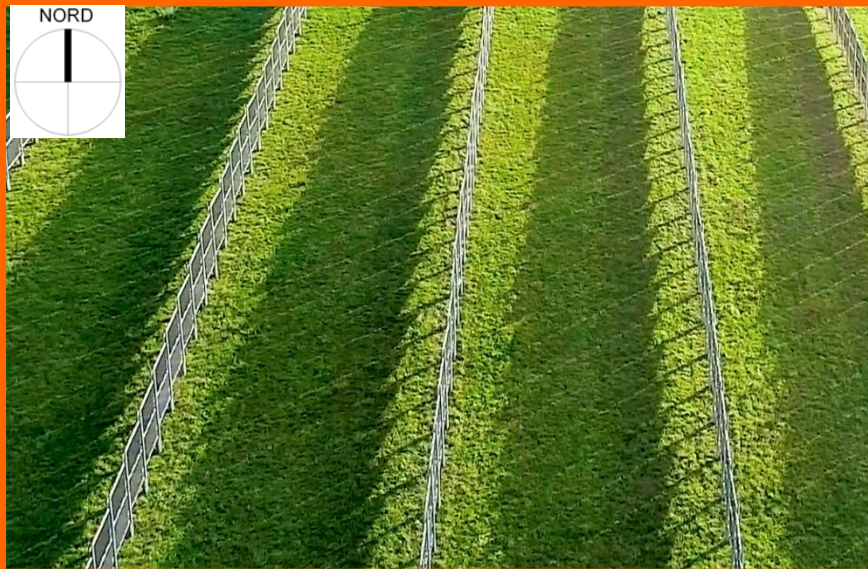


Integrazione agronomica 3: prevedere nelle aree interne di impianto, tra filari di tracker monoassiali, la coltivazione di piante officinali (borragine; camomilla; coriandolo; cumino; dragoncello; lavanda; maggiorana; malva; origano; rosmarino; salvia etc)



[Fonte econeers](#)

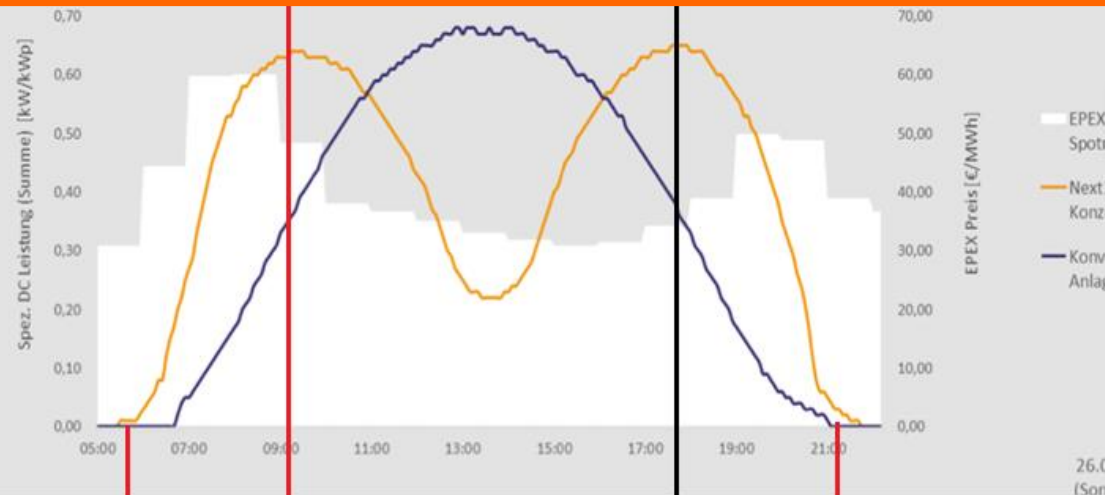
Agrovoltaico - ancora NON utilizzato per MPpv: sistemi fissi con tilt 90 e azimuth 90 realizzati con moduli bifacciali, occupazione suolo circa 3,5 Ha/MWp. In fase di verifica resa energetica



Agrovoltaico - ancora NON utilizzato per MPpv: sistemi fissi con tilt 90 e azimuth 90 realizzati con moduli bifacciali, occupazione suolo circa 3,5 Ha/MWp. In fase di verifica resa energetica

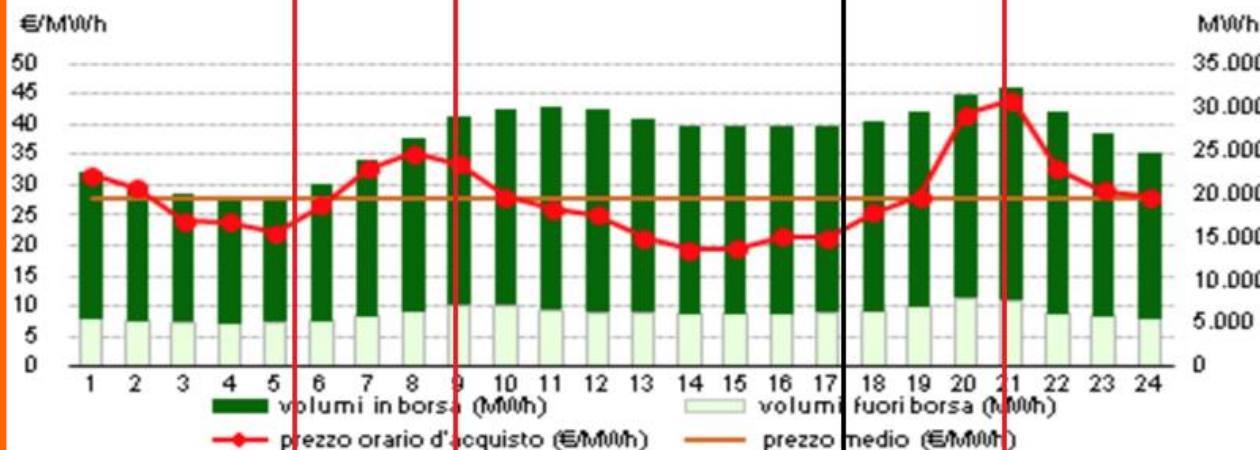


[Fonte econeers](#)



prezzi e volumi orari per il giorno di flusso 03/04/2020

[Fonte GME](#)



Agrovoltaico - ancora NON utilizzato per MPpv: la curva di producibilità attesa (arancio) permetterebbe di iniettare energia in rete nelle ore in cui il prezzo dell'energia sul mercato non risente dell'effetto peak-shaving, permettendo di ottenere economics maggiori in modalità di vendita diretta. Soluzione in fase di verifica (ore equivalenti, occupazione suolo)

☐ Market-Parity

☒ **Goal**

☐ Sensitivity analysis

☐ Conclusioni

Elementi di Market-Parity PV

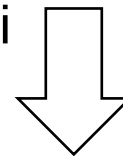


La **Market Parity, pv (MP_{pv})** indica il **punto di equilibrio** $\downarrow \times \uparrow$ tra costo di generazione del kWh fotovoltaico LEC_{pv} e prezzo energia elettrica sul mercato GME (borsa elettrica) ~ **PUN**

Condizione necessaria ma non sufficiente **[Osservabilità]**
 MP_{pv} i) IF $[LEC_{pv} \leq PUN] \rightarrow MP_{pv,osservabile}$

Condizione di esistenza **[Raggiungibilità]**
 MP_{pv} ii) $\exists MP_{pv} \Leftrightarrow [economics > economics, benchmark]$

La **MP_{pv}** è funzione di



$MP_{pv} = MP_{pv} [capex, opex, kWh/kWp, t, r, WACC\%, IRR\%, DSCR]$

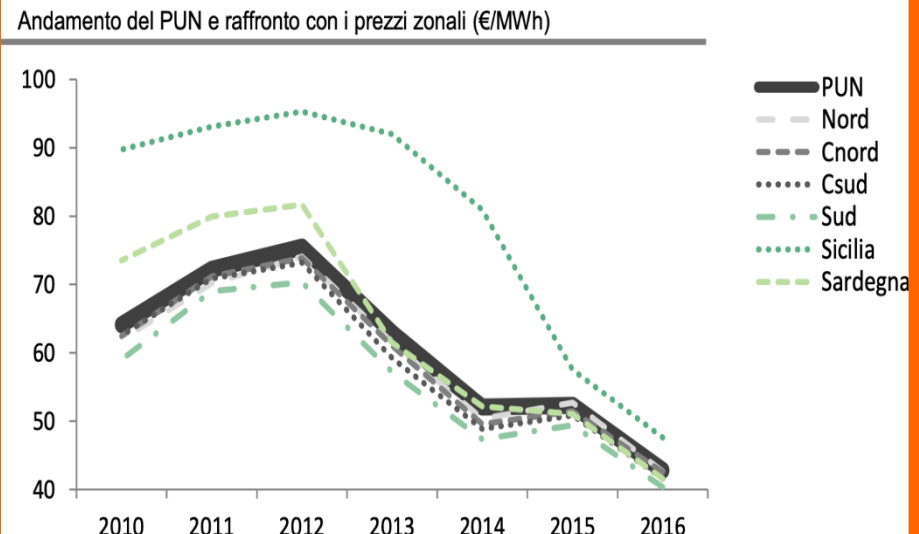
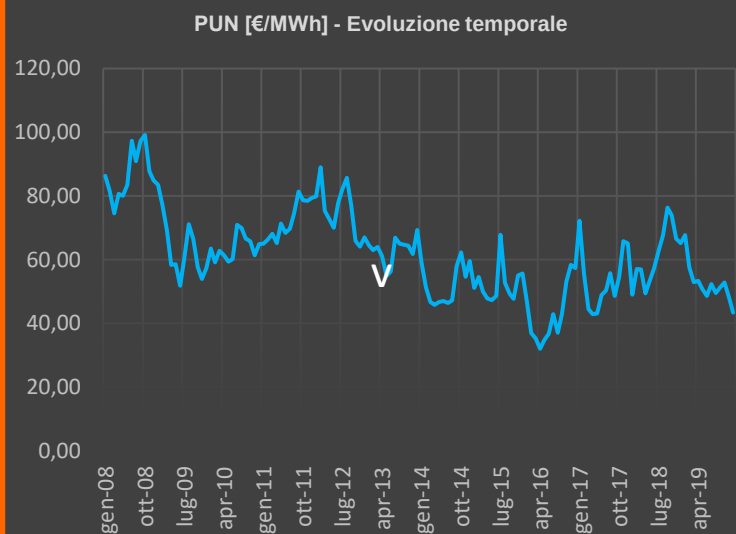
- LEC = costo di generazione dell'unità di energia elettrica (kWh) prodotto con impianti fotovoltaici;
- VANM = Valore Attuale Netto Modificato;
- IRR = Tasso Interno di Rendimento dell'investimento (con e senza leva);
- Capex = costo impianto chiavi in mano (comprese le opere infrastrutturali elettriche di connessione); CAPEX
- Opex O&M = costi operativi di gestione impiantistica (compresi i costi amministrativi); OPEX
- kWh/kWp = ore equivalenti;
- t = tempo di vita utile impianto;
- r = tasso di attualizzazione

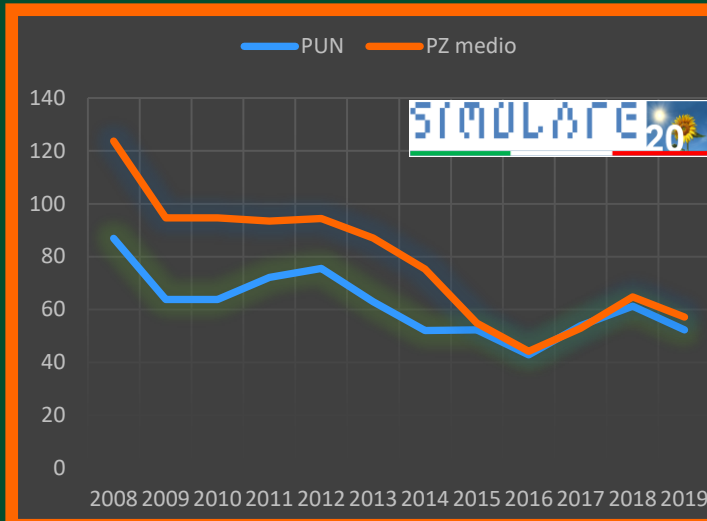


- ✓ Il costo di generazione del kWh fotovoltaico **LEC_{pv}** è funzione di:

$$\text{LEC}_{pv} = \text{LEC}_{pv} (\text{capex} ; \text{opex} ; \text{Energia prodotta})$$

- ✓ Tale costo deve essere inferiore ai prezzi zonali di mercato, che grazie all'iniezione di energia rinnovabile in rete e all'ammodernamento tecnologico delle infrastrutture di rete realizzato negli ultimi anni, sono ormai convergenti al **PUN** (Prezzo Unico Nazionale). Si è dunque realizzato uno degli obiettivi della **SEN** (Strategia Energetica Nazionale).
- ✓ i prezzi zonali convergono sempre più al PUN, se il PUN aumenta accelera la raggiungibilità della **MP_{pv}**. Diversamente frena la **MP_{pv}**.





Il nuovo elettrodotto "Sorgente-Rizziconi" tra Sicilia e Calabria

L'OPERA IN NUMERI

- Lunghezza complessiva: 105 km
- Lunghezza tratto sottomarino: 38 km
- Potenza trasportata: fino a 1100 MW
- Investimento: oltre 700 milioni di euro

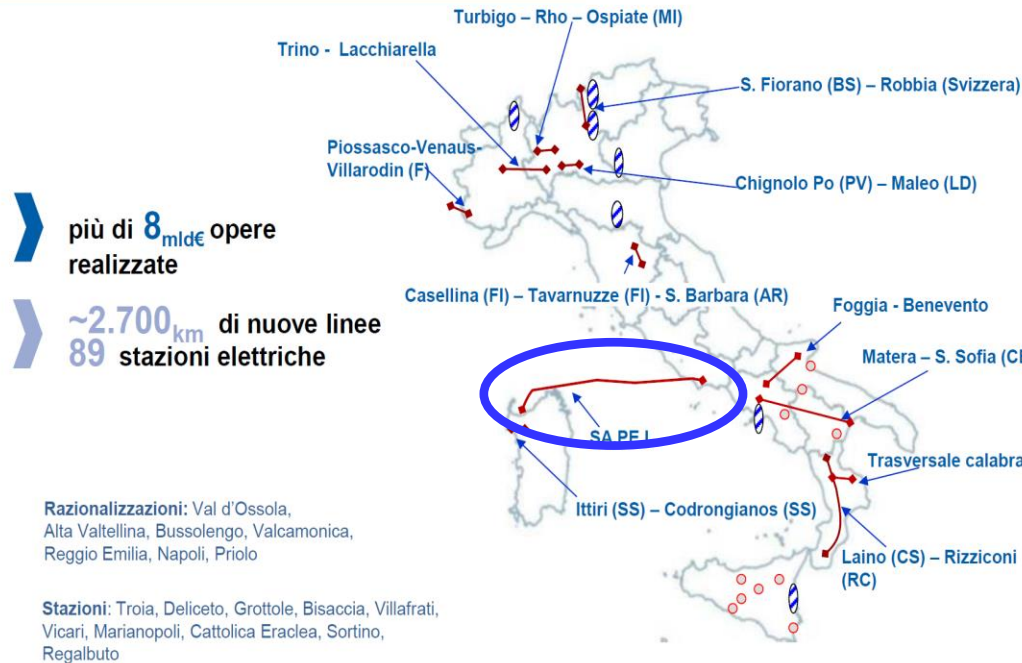


Storico Prezzo Zonale orario & PUN (2008→2019) [Tool inserito in Simulare_20]
Convergenza PUN e PZ (annullamento spread per Sicilia) → obiettivo SEN raggiunto grazie ad investimenti (nuovo elettrodotto Sorgente-Rizziconi)



Lo sviluppo della rete accompagna l'evoluzione del sistema

PRINCIPALI PROGETTI REALIZZATI DAL 2005 AD OGGI



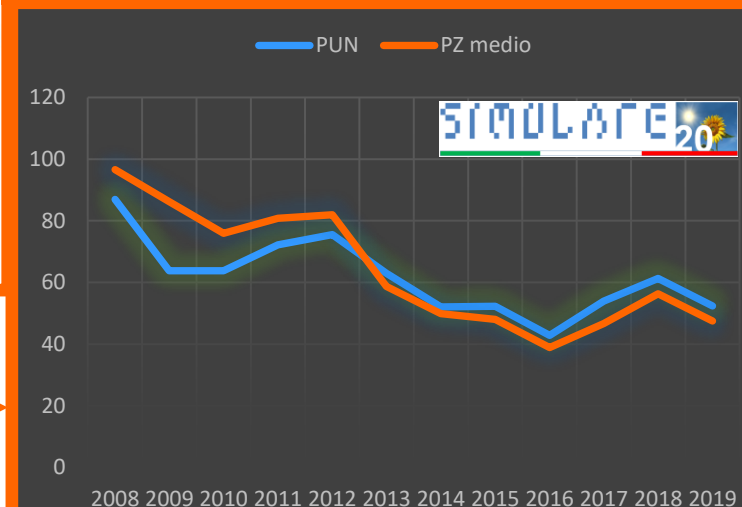
9

inglese Terna

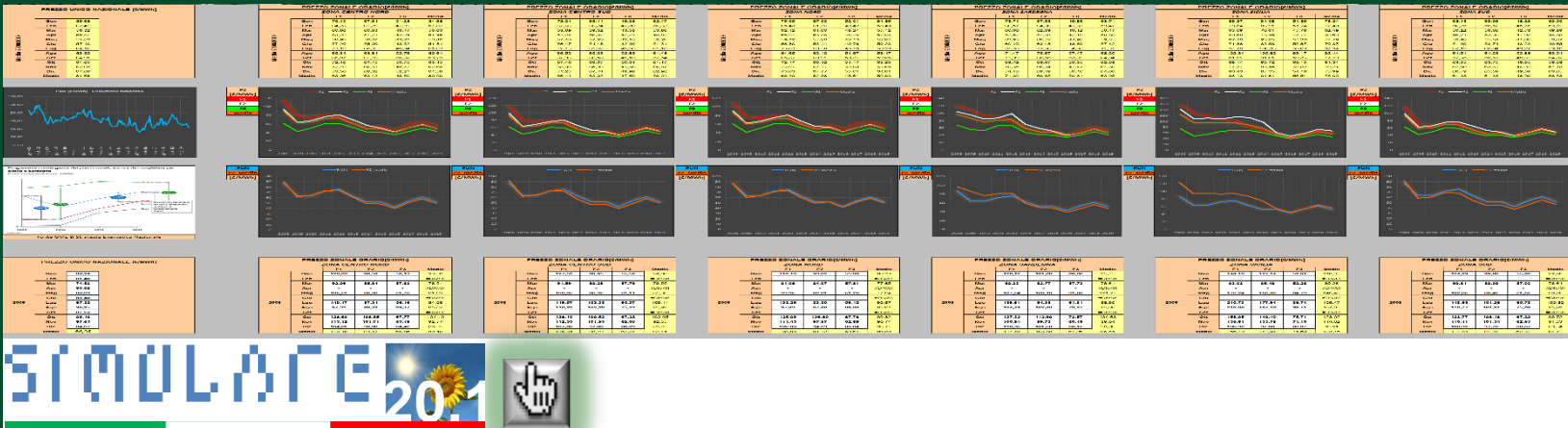
SAPEI

Il cavo dei record

1. più lungo al mondo a 1000 MW
2. più profondo al mondo 1640 m
3. top investimento di 750 mln euro
4. più veloce: autorizzato in 14 mesi
5. più tecnologico d'Europa
6. più sostenibile: posa no-impact
7. più lungo del Mediterraneo 435 km
8. più potente 500 kV di tensione
9. le due più grandi stazioni elettriche di conversione in Italia
10. più grande nave posacavi al mondo



Storico Prezzo Zonale orario e PUN (2008→2019) [Tool inserito in Simulare_20]
Convergenza PUN e PZ (annullamento spread per Sardegna) →
obiettivo SEN raggiunto grazie ad investimenti (SAPEI)



storico PUN & PZ [2008→2019], con dettaglio mensile

Nei primi mesi del 2020, **PUN** in prossimità di **30 euro/MWh**

Il **PUN**, benchmark per la **MP_{pv}** selezionato in riferimento alla media storica registrata dal 2008 al 2019, è stato assunto in forma prospettica pari a **50 euro/MWh**;

IF $LEC_{pv} < 50$ euro/MWh → OK **osservabilità MP_{pv}**.

Per l'esistenza della **MP_{pv}** occorre anche soddisfare la condizione di **raggiungibilità MP_{pv}**:

[economics > economics, benchmark] ; WACC%=5%



Goal.1 Utility Scale → Ricerca del prezzo chiavi in mano [€/kWp] al variare del numero di ore equivalenti [kWh/kWp], tale che sia possibile affermare che l'esercizio impiantistico fotovoltaico è in **Market Parity** (verifica delle condizioni di Osservabilità e Raggiungibilità per l'esistenza della Market Parity)

Goal.2 Multimegawatt → Ricerca del prezzo chiavi in mano [€/kWp] al variare del numero di ore equivalenti [kWh/kWp], tale che sia possibile affermare che l'esercizio impiantistico fotovoltaico è in **Market Parity** (verifica delle condizioni di Osservabilità e Raggiungibilità per l'esistenza della Market Parity)

Sensitivity Analysis

Market Parity ?



**Goal.1 Utility Scale** →

LEC=LEC (€/kWp ; ore equivalenti)

VAN=VAN (€/kWp ; ore equivalenti)

IRR=IRR (€/kWp ; ore equivalenti)

DSCR=DSCR (€/kWp ; ore equivalenti)

Worst case scenario → Prezzo valorizzazione energia = 40 €/MWh + inflazione 0,2% per 25 anni**Best case scenario** → Prezzo valorizzazione energia = 50 €/MWh + inflazione 0,2% per 25 anni (**Sensitivity Analysis****Market Parity ?****Goal.2 Multimegawatt** →

LEC=LEC (€/kWp ; ore equivalenti)

VAN =VAN (€/kWp ; ore equivalenti)

IRR=IRR (€/kWp ; ore equivalenti)

DSCR=DSCR (€/kWp ; ore equivalenti)



- ❑ Market-Parity
- ❑ Goal
- ❑ **Sensitivity analysis**
- ❑ Conclusioni

Elementi di Market-Parity PV



IPOTESI DI LAVORO

Si è condotta una **sensitivity analysis** sugli output di **redditività/bancabilità** dell'investimento solare fotovoltaico (**VAN; IRR; DSCR**), nel caso di finanziamento 15 anni, equity 30%, tasso 3%, e sul **LEC**, nell'ipotesi che il soggetto responsabile cliente produttore sia fiscalmente assimilabile ad una società di capitali, facendo variare il costo del kWp installato nel range [400,00€/kWp; 980,00€/kWp] e le ore equivalenti nel range [1.200 kWh/kWp; 2.200 kWh/kWp]

Nel dettaglio:

Sensitive 2D:

Matrice di sensitività_colonne: costi di installazione comprese le opere infrastrutturali di connessione. Range [400,00€/kWp ; 980,00 €/kWp]; **capex**

Matrice di sensitività_righe: ore equivalenti Range [1.200 kWh/kWp ; 2.200 kWh/kWp];

Numero matrici: 3 (VAN, IRR, PBT) casi Best&Worst case scenario

Numero matrici: 1 (LEC) Unico scenario

Costanti Worst case scenario: Prezzo Vendita energia in modalità diretta mercato per mezzo Trader = 40€/MWh + tasso inflazione annuo energia pari al 0,2% per 25 anni

Costanti Best case scenario: Prezzo Vendita energia in modalità diretta mercato per mezzo Trader = 50€/MWh + tasso inflazione annuo energia pari al 0,2% per 25 anni

Benchmark (VAN;IRR;DSCR;LEC) = (0, WACC%; 1,25; 5c€/kWh)



IPOTESI DI LAVORO → Utility Scale, caso sensitivizzato:

P=50 MWp

A) Centrale fotovoltaica a terra **P=50 MWp** - Ipotesi di lavoro:

- 1) Centrale fv P=50 MWp;
- 2) NO tariffa incentivante, esercizio in Market Parity;
- 3) Vendita energia diretta sul mercato GME (borsa elettrica) per mezzo di contratto Trader;
 - 3.1) Prezzo valorizzazione energia contratto Trader [40€/MWh=Worst case; 50 €/MWh Best case) inflazionato al tasso di inflazione annuo energia;
 - 3.2) NO corrispettivo accesso «una tantum» al mercato GME (a carico del Trader);
 - 3.3) NO corrispettivo fisso annuo partecipazione al mercato GME (a carico del Trader);
 - 3.4) NO corrispettivo transazione GME (MPE,MTE,CDE) (a carico del Trader);
 - 3.5) NO oneri di sbilanciamento (a carico del Trader);
 - 3.6) qualifica impianto IGO → 1 GO = 1 MWh =0,90 euro/GO
- 4) Manutenzione ordinaria amministrativa ed elettrica, e straordinaria elettrica: 300 k€/anno (costo inflazionato Istat), 6 k€/kWp;
- 5) Assicurazione 250k€/anno inflazionati Istat (costo inflazionato Istat); 5 k€/kWp;
- 6) Alimentazione ausiliari centrale e servizi 100k€/anno (costo inflazionato Istat) 2 k€/kWp;
- 7) Acquisto terreno agricolo (100 Ha) → 2,5 M€, «una tantum»;
- 8) Tasso inflazione Istat pari a 0,1% (costi inflazionati Istat per 25 anni);
- 9) Tasso inflazione annuo energia pari a 0,2% (energia inflazionata a questo tasso per 25 anni);

opex



IPOTESI DI LAVORO → multimegawatt, caso sensitivizzato:

P=5 MWp

A) Centrale fotovoltaica a terra **P=5 MWp** - Ipotesi di lavoro:

- 1) Centrale fv P=5 MWp;
- 2) NO tariffa incentivante, esercizio in Market Parity;
- 3) Vendita energia diretta sul mercato GME (borsa elettrica) per mezzo di contratto Trader;
- 3.1) Prezzo valorizzazione energia contratto Trader [40€/MWh=Worst case; 50 €/MWh Best case) inflazionato al tasso di inflazione annuo energia;
- 3.2) NO corrispettivo accesso «una tantum» al mercato GME (a carico del Trader);
- 3.3) NO corrispettivo fisso annuo partecipazione al mercato GME (a carico del Trader);
- 3.4) NO corrispettivo transazione GME (MPE,MTE,CDE) (a carico del Trader);
- 3.5) NO oneri di sbilanciamento (a carico del Trader);
- 3.6) qualifica impianto IGO → 1 GO = 1 MWh =0,90 euro/GO

opex

- 4) Manutenzione ordinaria amministrativa ed elettrica, e straordinaria elettrica: 50 k€/anno (costo inflazionato Istat), 10 k€/kWp;
- 5) Assicurazione 25 k€/anno inflazionati Istat (costo inflazionato Istat); 5 k€/kWp;
- 6) Alimentazione ausiliari centrale e servizi 10 k€/anno (costo inflazionato Istat) 2 k€/kWp;
- 7) Acquisto terreno agricolo (10 Ha) → 300 k€, «una tantum»;
- 8) Tasso inflazione Istat pari a 0,1% (costi inflazionati Istat per 25 anni);
- 9) Tasso inflazione annuo energia pari a 0,2% (energia inflazionata a questo tasso per 25 anni);

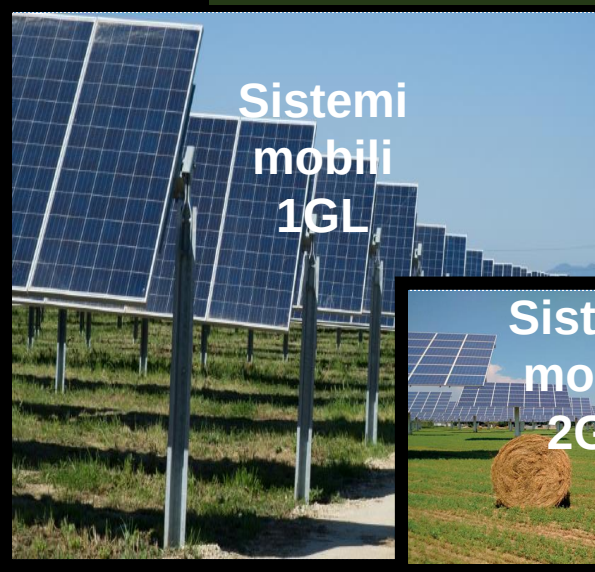
Market Parity

≤ 20 anni	Regolazione commerciale energia scambiata con la rete			Incentivi Fiscali	Incentivi					
CUMULABILITA' & APPLICABILITA' P>1000 [kWp]	[RiD]GSE	[SSP]-GSE	Vendita [Mercato/Trader]GME	Detrazioni Fiscali 50% Irpef	TEE	II Conto Energia	III Conto Energia	IV Conto Energia	V Conto Energia	VI Conto Energia
[RiD]GSE	SI		NO		OK	OK	OK	OK	NO	NO
[SSP]-GSE		N.A.								
Vendita [Mercato/Trader]GME	NO		SI		OK	NO	NO	NO	OK	OK
Detrazioni Fiscali 50% Irpef				N.A.						
TEE	OK		OK		SI	NO	NO	NO	NO	NO
II Conto Energia	OK		NO		NO	SI				
III Conto Energia	OK		NO		NO		SI			
IV Conto Energia	OK		NO		NO			SI		
V Conto Energia	NO		OK		NO				SI	
VI Conto Energia	NO		OK		NO					SI

Matrice dell'applicabilità/cumulabilità mostra le modalità possibili di esercizio in **MP_{pv}** (RID-GSE fino a 10 MW poi borsa elettrica GME per potenze superiori a 10 MW per mezzo trader o accesso diretto al mercato)

Utility-scale → Sensitivity analysis



		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30% - Tasso 3% - Anni 15]					
Sensitivity / Market Parity							
		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00	Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi per utility scale					
	€ 420,00						
	€ 440,00						
	€ 460,00						
	€ 480,00						
	€ 500,00	 Sistemi fissi					
	€ 520,00						
	€ 540,00						
	€ 560,00						
	€ 580,00						
	€ 600,00	 Sistemi mobili 1GL					
	€ 620,00						
	€ 640,00						
	€ 660,00						
	€ 680,00						
	€ 700,00	 Sistemi mobili 2GL					
	€ 720,00						
	€ 740,00						
	€ 760,00						
	€ 780,00						
	€ 800,00						
	€ 820,00						
	€ 840,00						
	€ 860,00						
	€ 880,00						
		Ipotesi di lavoro					
		Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia					
		Periodo di esercizio 25 anni					
		Potenza 50.000,00 [kWp]					
		WACC% 5,00%					

Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi per utility scale

Sistemi fissi

Sistemi mobili 1GL

Sistemi mobili 2GL

Sistemi fissi

Inseguimento monoassiale

Inseguimento biassiale

Utility-scale → Sensitivity analysis



Simulazioni=150		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30% - Tasso 3% - Anni 15]					
LEC (costo,ore)		LEC- Levelised Energy Cost					
		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00	€ 0,038	€ 0,032	€ 0,028	€ 0,025	€ 0,023	€ 0,021
	€ 420,00	€ 0,039	€ 0,033	€ 0,029	€ 0,026	€ 0,023	€ 0,021
	€ 440,00	€ 0,040	€ 0,034	€ 0,030	€ 0,027	€ 0,024	€ 0,022
	€ 460,00	€ 0,041	€ 0,035	€ 0,031	€ 0,028	€ 0,025	€ 0,022
	€ 480,00	€ 0,042	€ 0,036	€ 0,032	€ 0,029	€ 0,026	€ 0,023
	€ 500,00	€ 0,044	€ 0,037	€ 0,033	€ 0,029	€ 0,026	€ 0,024
	€ 520,00	€ 0,045	€ 0,038	€ 0,034	€ 0,030	€ 0,027	€ 0,024
	€ 540,00	€ 0,046	€ 0,039	€ 0,034	€ 0,031	€ 0,028	€ 0,025
	€ 560,00	€ 0,047	€ 0,040	€ 0,035	€ 0,031	€ 0,028	€ 0,026
	€ 580,00	€ 0,048	€ 0,041	€ 0,036	€ 0,032	€ 0,029	€ 0,026
	€ 600,00	€ 0,049	€ 0,042	€ 0,037	€ 0,033	€ 0,030	€ 0,027
	€ 620,00	€ 0,051	€ 0,043	€ 0,038	€ 0,034	€ 0,030	€ 0,028
	€ 640,00	€ 0,052	€ 0,044	€ 0,039	€ 0,034	€ 0,031	€ 0,028
	€ 660,00	€ 0,053	€ 0,045	€ 0,040	€ 0,035	€ 0,032	€ 0,029
	€ 680,00	€ 0,054	€ 0,046	€ 0,041	€ 0,036	€ 0,032	€ 0,029
	€ 700,00	€ 0,055	€ 0,047	€ 0,041	€ 0,037	€ 0,033	€ 0,030
	€ 720,00	€ 0,056	€ 0,048	€ 0,042	€ 0,038	€ 0,034	€ 0,031
	€ 740,00	€ 0,058	€ 0,049	€ 0,043	€ 0,038	€ 0,035	€ 0,031
	€ 760,00	€ 0,059	€ 0,050	€ 0,044	€ 0,039	€ 0,035	€ 0,032
	€ 780,00	€ 0,060	€ 0,051	€ 0,045	€ 0,040	€ 0,036	€ 0,033
	€ 800,00	€ 0,061	€ 0,052	€ 0,046	€ 0,041	€ 0,037	€ 0,033
	€ 820,00	€ 0,062	€ 0,053	€ 0,047	€ 0,041	€ 0,037	€ 0,034
	€ 840,00	€ 0,063	€ 0,054	€ 0,048	€ 0,042	€ 0,038	€ 0,035
	€ 860,00	€ 0,065	€ 0,055	€ 0,048	€ 0,043	€ 0,039	€ 0,035
	€ 880,00	€ 0,066	€ 0,056	€ 0,049	€ 0,044	€ 0,039	€ 0,036
Invarianza rispetto al Prezzo vendita energia		Ipotesi di lavoro					
		Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia					
		Periodo di esercizio 25 anni					
		Potenza 50.000,00 [kWp]					
		WACC% 5,00%					
Unico scenario		Benchmark LEC				PrezzoGME standard	€ 0,050
						< PrezzoGME	> PrezzoGME

Zona con costi realizzativi
attualmente proibitivi per utility scale

Sistemi
fissi

Inseguimento
monoassiale

Inseguimento
biassiale

P=50 MWp

Utility-scale → Sensitivity analysis



Simulazioni=150		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30%- Tasso 3% - Anni 15]					
VAN,m (costo,ore)		Valore Attuale Netto Modificato - VAN,m 25 anni					
		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00	-€ 1.562.575,34	€ 2.033.862,85	€ 5.463.432,62	€ 8.892.893,95	€ 12.322.605,37	€ 15.752.209,88
	€ 420,00	-€ 2.286.909,77	€ 2.818.150,01	€ 6.196.320,47	€ 9.591.530,75	€ 15.105.196,04	€ 19.591.530,75
	€ 440,00	-€ 3.011.243,27	€ 739.835,16	€ 4.169.404,93	€ 7.598.866,26	€ 11.028.577,68	€ 14.458.182,19
	€ 460,00	-€ 3.735.576,77	€ 1.472.221,31	€ 2.142.281,82	€ 3.822.338,63	€ 7.381.168,34	€ 10.752.209,88
	€ 480,00	-€ 4.459.910,27	€ 2.196.497,56	€ 2.875.377,32	€ 4.304.938,56	€ 7.734.549,99	€ 13.164.154,50
	€ 500,00	-€ 5.184.245,16	-€ 1.344.754,19	€ 2.228.363,39	€ 5.657.824,72	€ 9.087.536,14	€ 12.517.140,65
	€ 520,00	-€ 5.908.579,12	-€ 2.069.088,15	€ 1.581.349,54	€ 5.010.810,87	€ 8.440.522,29	€ 11.870.126,80
	€ 540,00	-€ 6.632.913,09	-€ 2.793.422,12	€ 934.335,69	€ 4.363.797,02	€ 7.793.508,45	€ 11.223.112,96
	€ 560,00	-€ 7.357.247,05	-€ 3.517.756,08	€ 287.321,85	€ 3.716.783,18	€ 7.146.494,60	€ 10.576.099,11
	€ 580,00	-€ 8.081.581,01	-€ 4.242.090,04	-€ 402.676,29	€ 3.069.769,33	€ 6.499.480,75	€ 9.929.085,26
	€ 600,00	-€ 8.805.914,98	-€ 4.966.424,00	-€ 1.127.010,25	€ 2.422.755,48	€ 5.852.466,91	€ 9.282.071,42
	€ 620,00	-€ 9.530.248,94	-€ 5.690.757,97	-€ 1.851.344,21	€ 1.775.741,64	€ 5.205.453,06	€ 8.635.057,57
	€ 640,00	-€ 10.254.582,90	-€ 6.415.091,93	-€ 2.575.678,17	€ 1.128.727,79	€ 4.558.439,21	€ 7.988.043,72
	€ 660,00	-€ 10.978.916,86	-€ 7.139.425,89	-€ 3.300.012,14	€ 481.713,94	€ 3.911.425,37	€ 7.341.029,88
	€ 680,00	-€ 11.703.250,83	-€ 7.863.759,86	-€ 4.024.346,10	-€ 185.053,74	€ 3.264.411,52	€ 6.694.016,03
	€ 700,00	-€ 12.427.584,79	-€ 8.588.093,82	-€ 4.748.680,06	-€ 909.387,71	€ 2.617.397,67	€ 6.047.002,18
	€ 720,00	-€ 13.151.918,75	-€ 9.312.427,78	-€ 5.473.014,03	-€ 1.633.721,67	€ 1.970.383,83	€ 5.399.988,34
	€ 740,00	-€ 13.876.252,72	-€ 10.036.761,75	-€ 6.197.347,99	-€ 2.358.055,63	€ 1.323.369,98	€ 4.752.974,49
	€ 760,00	-€ 14.600.586,68	-€ 10.761.095,71	-€ 6.921.681,95	-€ 3.082.389,60	€ 676.356,13	€ 4.105.960,64
	€ 780,00	-€ 15.324.920,64	-€ 11.485.429,67	-€ 7.646.015,92	-€ 3.806.723,56	€ 29.342,29	€ 3.458.946,80
	€ 800,00	-€ 16.049.254,61	-€ 12.209.763,64	-€ 8.370.349,88	-€ 4.531.057,52	-€ 691.485,18	€ 2.811.932,95
	€ 820,00	-€ 16.773.588,57	-€ 12.934.097,60	-€ 9.094.683,84	-€ 5.255.391,48	-€ 1.415.819,15	€ 2.164.919,10
	€ 840,00	-€ 17.497.922,53	-€ 13.658.431,56	-€ 9.819.017,81	-€ 5.979.725,45	-€ 2.140.153,11	€ 1.517.905,26
	€ 860,00	-€ 18.222.256,50	-€ 14.382.765,52	-€ 10.543.351,77	-€ 6.704.059,41	-€ 2.864.487,07	€ 870.891,41
	€ 880,00	-€ 18.946.590,46	-€ 15.107.099,49	-€ 11.267.685,73	-€ 7.428.393,37	-€ 3.588.821,04	€ 223.877,56
Prezzo vendita energia 40 €/MWh Worst case scenario		Ipotesi di lavoro					
		Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia					
		Periodo di esercizio 25 anni					
		Potenza	50.000,00	[kWp]			
		WACC%	5,00%				
		Benchmark VAN		> 0	< 0		

Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi per utility scale

Sistemi fissi

Inseguimento monoassiale

Inseguimento biassiale

P=50 MWp

Utility-scale → Sensitivity analysis



Simulazioni=150		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30% - Tasso 3% - Anni 15]					
IRR% (costo,ore)		Internal Rate of Return - IRR% 25 anni					
		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00	4,10%	6,01%	7,61%	9,05%	10,38%	11,60%
	€ 420,00	3,74%	5,56%	7,17%	8,61%	9,94%	11,14%
	€ 440,00	3,41%	5,32%	6,86%	8,25%	9,53%	10,71%
	€ 460,00	3,11%	5,11%	6,61%	7,99%	9,24%	10,30%
	€ 480,00	2,80%	4,89%	6,30%	7,54%	8,77%	9,81%
	€ 500,00	2,52%	4,36%	5,90%	7,22%	8,43%	9,55%
	€ 520,00	2,26%	4,07%	5,61%	6,91%	8,10%	9,21%
	€ 540,00	2,01%	3,79%	5,33%	6,62%	7,79%	8,88%
	€ 560,00	1,77%	3,52%	5,07%	6,34%	7,50%	8,57%
	€ 580,00	1,54%	3,27%	4,81%	6,07%	7,21%	8,27%
	€ 600,00	1,33%	3,03%	4,54%	5,82%	6,95%	7,99%
	€ 620,00	1,12%	2,80%	4,29%	5,57%	6,69%	7,72%
	€ 640,00	0,92%	2,58%	4,05%	5,34%	6,44%	7,46%
	€ 660,00	0,73%	2,36%	3,81%	5,12%	6,21%	7,21%
	€ 680,00	0,55%	2,16%	3,59%	4,90%	5,98%	6,97%
	€ 700,00	0,38%	1,97%	3,38%	4,67%	5,76%	6,74%
	€ 720,00	0,21%	1,78%	3,18%	4,45%	5,55%	6,52%
	€ 740,00	0,05%	1,60%	2,98%	4,23%	5,35%	6,31%
	€ 760,00	-0,11%	1,43%	2,79%	4,03%	5,15%	6,11%
	€ 780,00	-0,26%	1,26%	2,61%	3,83%	4,97%	5,91%
	€ 800,00	-0,41%	1,10%	2,43%	3,64%	4,76%	5,72%
	€ 820,00	-0,55%	0,95%	2,27%	3,46%	4,57%	5,53%
	€ 840,00	-0,68%	0,80%	2,10%	3,29%	4,38%	5,36%
	€ 860,00	-0,82%	0,65%	1,94%	3,11%	4,20%	5,18%
	€ 880,00	-0,94%	0,51%	1,79%	2,95%	4,02%	5,01%
Ipotesi di lavoro		Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia Periodo di esercizio 25 anni Potenza 50.000,00 [kWp] WACC% 5,00%					
Prezzo vendita energia 40 €/MWh						WACC% 5,00%	
Worst case scenario		Benchmark IRR%				> WACC%	< WACC%

Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi per utility scale

Sistemi fissi

Inseguimento monoassiale

Inseguimento biassiale

P=50 MWp

Utility-scale → Sensitivity analysis



Simulazioni=150		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30% - Tasso 3% - Anni 15]					
DSCR (costo,ore)		Debt Service Coverage Ratio - DSCR					
		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00	1,22	1,45	1,69	1,93	2,16	2,40
	€ 420,00	1,18	1,40	1,64	1,87	2,08	2,31
	€ 440,00	1,14	1,36	1,57	1,79	2,00	2,22
	€ 460,00	1,10	1,32	1,53	1,73	1,95	2,14
	€ 480,00	1,06	1,28	1,48	1,68	1,87	2,07
	€ 500,00	1,06	1,25	1,44	1,62	1,81	2,00
	€ 520,00	1,03	1,21	1,40	1,58	1,76	1,94
	€ 540,00	1,01	1,18	1,36	1,54	1,71	1,89
	€ 560,00	0,99	1,16	1,33	1,50	1,66	1,83
	€ 580,00	0,97	1,13	1,29	1,46	1,62	1,78
	€ 600,00	0,95	1,11	1,27	1,42	1,58	1,74
	€ 620,00	0,93	1,09	1,24	1,39	1,54	1,70
	€ 640,00	0,92	1,06	1,21	1,36	1,51	1,66
	€ 660,00	0,90	1,04	1,19	1,33	1,47	1,62
	€ 680,00	0,89	1,03	1,17	1,30	1,44	1,58
	€ 700,00	0,87	1,01	1,14	1,28	1,41	1,55
	€ 720,00	0,86	0,99	1,12	1,26	1,39	1,52
	€ 740,00	0,85	0,98	1,10	1,23	1,36	1,49
	€ 760,00	0,84	0,96	1,09	1,21	1,34	1,46
	€ 780,00	0,83	0,95	1,07	1,19	1,31	1,43
	€ 800,00	0,82	0,93	1,05	1,17	1,29	1,41
	€ 820,00	0,81	0,92	1,04	1,15	1,27	1,38
	€ 840,00	0,80	0,91	1,02	1,14	1,25	1,36
	€ 860,00	0,79	0,90	1,01	1,12	1,23	1,34
	€ 880,00	0,78	0,89	0,99	1,10	1,21	1,32
Ipotesi di lavoro							
Prezzo vendita energia 40 €/MWh		Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia					
		Periodo di esercizio 25 anni					
		Potenza 50.000,00 [kWp]					
		WACC% 5,00%					
		DSCR standard 1,25					
		Benchmark DSCR		> 1,25		< 1,25	

Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi per utility scale

Sistemi fissi

Inseguimento monoassiale

Inseguimento biassiale

P=50 MWp

Worst case scenario

Utility-scale → Sensitivity analysis



		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30% - Tasso 3% - Anni 15]					
Market Parity %		MARKET PARITY					
		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00						
	€ 420,00						
	€ 440,00						
	€ 460,00						
	€ 480,00						
	€ 500,00			Market Parity			
	€ 520,00			Market Parity			
	€ 540,00			Market Parity			
	€ 560,00			Market Parity			
	€ 580,00				Market Parity	Market Parity	
	€ 600,00				Market Parity	Market Parity	
	€ 620,00				Market Parity	Market Parity	
	€ 640,00				Market Parity	Market Parity	
	€ 660,00				Market Parity	Market Parity	
	€ 680,00					Market Parity	
	€ 700,00					Market Parity	
	€ 720,00					Market Parity	
	€ 740,00					Market Parity	Market Parity
	€ 760,00					Market Parity	Market Parity
	€ 780,00						Market Parity
	€ 800,00						Market Parity
	€ 820,00						Market Parity
	€ 840,00						Market Parity
	€ 860,00						Market Parity
	€ 880,00						Market Parity

Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi per utility scale

Sistemi fissi

Inseguimento monoassiale

Inseguimento biassiale

Ipotesi di lavoro	
Prezzo vendita energia 40 €/MWh	Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia
Worst case scenario	Periodo di esercizio 25 anni
	Potenza 50.000,00 [kWp]
	WACC% 5,00%
	Scala colori sfumata
	Scala % realizzabilità impianto in MP

P=50 MWp

Multimegawatt → Sensitivity analysis



Market Parity %		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30% - Tasso 3% - Anni 15]					
		MARKET PARITY					
		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00						
	€ 420,00						
	€ 440,00						
	€ 460,00						
	€ 480,00						
	€ 500,00						
	€ 520,00						
	€ 540,00						
	€ 560,00						
	€ 580,00						
	€ 600,00						
	€ 620,00						
	€ 640,00					Market Parity	
	€ 660,00					Market Parity	
	€ 680,00					Market Parity	
	€ 700,00					Market Parity	
	€ 720,00					Market Parity	
	€ 740,00						
	€ 760,00						
	€ 780,00						
	€ 800,00						Market Parity
	€ 820,00						Market Parity
	€ 840,00						
	€ 860,00						
	€ 880,00						

Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi multimegawatt

Sistemi fissi

Inseguimento monoassiale

Inseguimento biassiale

Prezzo vendita energia
40 €/MWh

Worst case scenario

Ipotesi di lavoro
 Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia
 Periodo di esercizio 25 anni
 Potenza 5.000,00 [kWp]
 WACC% 5,00%

Scala colori sfumata

Scala % realizzabilità impianto in MP

P=5 MWp

Utility-scale → Sensitivity analysis



Simulazioni=150		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30% - Tasso 3% - Anni 15]					
VAN,m (costo,ore)		Valore Attuale Netto Modificato - VAN,m 25 anni					
		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00	€ 3.637.449,90	€ 7.905.974,15	€ 12.174.411,97	€ 16.440.806,37	€ 20.711.329,57	€ 24.979.810,86
	€ 420,00	€ 2.990.436,02	€ 6.561.961,81	€ 10.113.133,13	€ 13.431.723,29	€ 16.829.246,49	€ 20.711.329,57
	€ 440,00	€ 2.343.422,20	€ 6.611.946,45	€ 10.880.384,28	€ 15.146.778,68	€ 19.417.301,87	€ 23.685.783,16
	€ 460,00	€ 1.686.408,38	€ 5.912.031,09	€ 9.778.033,03	€ 13.431.723,29	€ 17.779.246,49	€ 22.038.769,32
	€ 480,00	€ 1.049.394,51	€ 5.317.918,16	€ 9.586.356,59	€ 13.852.750,99	€ 17.433.234,18	€ 22.391.755,47
	€ 500,00	€ 402.380,66	€ 4.670.904,91	€ 8.939.342,74	€ 13.205.737,14	€ 17.476.260,33	€ 21.744.741,62
	€ 520,00	-€ 273.867,59	€ 4.023.891,07	€ 8.292.328,89	€ 12.558.723,29	€ 16.829.246,49	€ 21.097.727,78
	€ 540,00	-€ 998.201,55	€ 3.376.877,22	€ 7.645.315,05	€ 11.911.709,45	€ 16.182.232,64	€ 20.450.713,93
	€ 560,00	-€ 1.722.535,52	€ 2.729.863,37	€ 6.998.301,20	€ 11.264.695,60	€ 15.535.218,79	€ 19.803.700,08
	€ 580,00	-€ 2.446.869,48	€ 2.082.849,53	€ 6.351.287,35	€ 10.617.681,75	€ 14.888.204,95	€ 19.156.686,24
	€ 600,00	-€ 3.171.203,44	€ 1.435.835,68	€ 5.704.273,51	€ 9.970.667,91	€ 14.241.191,10	€ 18.509.672,39
	€ 620,00	-€ 3.895.537,41	€ 788.821,83	€ 5.057.259,66	€ 9.323.654,06	€ 13.594.177,25	€ 17.862.658,54
	€ 640,00	-€ 4.619.871,37	€ 141.807,99	€ 4.410.245,81	€ 8.676.640,21	€ 12.947.163,41	€ 17.215.644,70
	€ 660,00	-€ 5.344.205,33	-€ 565.579,49	€ 3.763.231,97	€ 8.029.626,37	€ 12.300.149,56	€ 16.568.630,85
	€ 680,00	-€ 6.068.539,29	-€ 1.289.913,45	€ 3.116.218,12	€ 7.382.612,52	€ 11.653.135,71	€ 15.921.617,00
	€ 700,00	-€ 6.792.873,26	-€ 2.014.247,42	€ 2.469.204,27	€ 6.735.598,67	€ 11.006.121,87	€ 15.274.603,16
	€ 720,00	-€ 7.517.207,22	-€ 2.738.581,38	€ 1.822.190,43	€ 6.088.584,83	€ 10.359.108,02	€ 14.627.589,31
	€ 740,00	-€ 8.241.541,18	-€ 3.462.915,34	€ 1.175.176,58	€ 5.441.570,98	€ 9.712.094,17	€ 13.980.575,46
	€ 760,00	-€ 8.965.875,15	-€ 4.187.249,31	€ 528.162,73	€ 4.794.557,13	€ 9.065.080,33	€ 13.333.561,62
	€ 780,00	-€ 9.690.209,11	-€ 4.911.583,27	-€ 133.054,18	€ 4.147.543,29	€ 8.418.066,48	€ 12.686.547,77
€ 800,00	-€ 10.414.543,07	-€ 5.635.917,23	-€ 857.388,14	€ 3.500.529,44	€ 7.771.052,63	€ 12.039.533,92	
€ 820,00	-€ 11.138.877,04	-€ 6.360.251,20	-€ 1.581.722,11	€ 2.853.515,59	€ 7.124.038,79	€ 11.392.520,08	
€ 840,00	-€ 11.863.211,00	-€ 7.084.585,16	-€ 2.306.056,07	€ 2.206.501,75	€ 6.477.024,94	€ 10.745.506,23	
€ 860,00	-€ 12.587.544,96	-€ 7.808.919,12	-€ 3.030.390,03	€ 1.559.487,90	€ 5.830.011,09	€ 10.098.492,38	
€ 880,00	-€ 13.311.878,93	-€ 8.533.253,09	-€ 3.754.724,00	€ 912.474,05	€ 5.182.997,25	€ 9.451.478,54	
Prezzo vendita energia 50 €/MWh Best case scenario		Ipotesi di lavoro					
		Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia					
		Periodo di esercizio 25 anni					
		Potenza	50.000,00	[kWp]			
		WACC%	5,00%				
		Benchmark VAN		> 0	< 0		

Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi per utility scale

Sistemi fissi

Inseguimento monoassiale

Inseguimento biassiale

P=50 MWp

Utility-scale → Sensitivity analysis



Simulazioni=150		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30% - Tasso 3% - Anni 15]					
IRR% (costo,ore)		Internal Rate of Return - IRR% 25 anni					
		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00	6,78%	8,65%	10,32%	11,84%	13,24%	14,54%
	€ 420,00	6,41%	8,25%	9,81%	11,24%	12,54%	13,74%
	€ 440,00	6,06%	7,87%	9,47%	10,93%	12,28%	13,53%
	€ 460,00	5,71%	7,50%	9,11%	10,52%	11,81%	13,08%
	€ 480,00	5,38%	7,17%	8,78%	10,13%	11,44%	12,65%
	€ 500,00	5,13%	6,85%	8,38%	9,77%	11,05%	12,24%
	€ 520,00	4,84%	6,55%	8,05%	9,42%	10,68%	11,85%
	€ 540,00	4,55%	6,26%	7,74%	9,09%	10,33%	11,49%
	€ 560,00	4,27%	5,99%	7,45%	8,78%	10,00%	11,14%
	€ 580,00	4,00%	5,72%	7,17%	8,48%	9,68%	10,80%
	€ 600,00	3,75%	5,47%	6,90%	8,19%	9,38%	10,49%
	€ 620,00	3,51%	5,24%	6,64%	7,92%	9,09%	10,18%
	€ 640,00	3,28%	5,01%	6,40%	7,66%	8,82%	9,89%
	€ 660,00	3,06%	4,77%	6,16%	7,41%	8,55%	9,62%
	€ 680,00	2,85%	4,53%	5,93%	7,16%	8,30%	9,35%
	€ 700,00	2,65%	4,31%	5,72%	6,93%	8,05%	9,09%
	€ 720,00	2,45%	4,09%	5,51%	6,71%	7,82%	8,85%
	€ 740,00	2,27%	3,88%	5,31%	6,50%	7,59%	8,61%
	€ 760,00	2,08%	3,68%	5,11%	6,29%	7,37%	8,38%
	€ 780,00	1,91%	3,49%	4,92%	6,09%	7,16%	8,16%
	€ 800,00	1,74%	3,31%	4,72%	5,90%	6,96%	7,95%
	€ 820,00	1,58%	3,13%	4,52%	5,71%	6,76%	7,74%
	€ 840,00	1,42%	2,96%	4,33%	5,53%	6,57%	7,54%
	€ 860,00	1,27%	2,79%	4,15%	5,36%	6,39%	7,35%
	€ 880,00	1,13%	2,63%	3,98%	5,19%	6,21%	7,16%

Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi per utility scale

Sistemi fissi

Inseguimento monoassiale

Inseguimento biassiale

Prezzo vendita energia
50 €/MWh
Best case scenario

Ipotesi di lavoro

Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia

Periodo di esercizio 25 anni

Potenza 50.000,00 [kWp]

WACC% 5,00%

WACC% 5,00%

Benchmark IRR%

> WACC%

< WACC%

P=50 MWp

Utility-scale → Sensitivity analysis



Simulazioni=150		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30% - Tasso 3% - Anni 15]					
DSCR (costo,ore)		Debt Service Coverage Ratio - DSCR					
		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00	1,56	1,86	2,15	2,45	2,74	3,04
	€ 420,00	1,51	1,79	2,07	2,37	2,66	2,91
	€ 440,00	1,46	1,73	2,00	2,26	2,53	2,80
	€ 460,00	1,41	1,69	1,98	2,21	2,48	2,69
	€ 480,00	1,37	1,62	1,86	2,11	2,35	2,60
	€ 500,00	1,33	1,57	1,81	2,04	2,28	2,51
	€ 520,00	1,30	1,53	1,75	1,98	2,21	2,43
	€ 540,00	1,27	1,48	1,70	1,92	2,14	2,36
	€ 560,00	1,24	1,45	1,66	1,87	2,08	2,29
	€ 580,00	1,21	1,41	1,61	1,82	2,02	2,22
	€ 600,00	1,18	1,38	1,57	1,77	1,97	2,16
	€ 620,00	1,16	1,35	1,54	1,73	1,92	2,11
	€ 640,00	1,13	1,32	1,50	1,69	1,87	2,05
	€ 660,00	1,11	1,29	1,47	1,65	1,83	2,00
	€ 680,00	1,09	1,26	1,44	1,61	1,78	1,96
	€ 700,00	1,07	1,24	1,41	1,58	1,74	1,91
	€ 720,00	1,05	1,22	1,38	1,54	1,71	1,87
	€ 740,00	1,04	1,20	1,35	1,51	1,67	1,83
	€ 760,00	1,02	1,17	1,33	1,48	1,64	1,79
	€ 780,00	1,00	1,16	1,31	1,46	1,61	1,76
€ 800,00	0,99	1,14	1,28	1,43	1,58	1,73	
€ 820,00	0,98	1,12	1,26	1,41	1,55	1,69	
€ 840,00	0,96	1,10	1,24	1,38	1,52	1,66	
€ 860,00	0,95	1,09	1,22	1,36	1,50	1,63	
€ 880,00	0,94	1,07	1,21	1,34	1,47	1,61	
Prezzo vendita energia 50 €/MWh Best case scenario		Ipotesi di lavoro					
		Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia					
		Periodo di esercizio 25 anni					
		Potenza	50.000,00 [kWp]				
		WACC%	5,00%				
						DSCR standard 1,25	
		Benchmark DSCR				> 1,25	< 1,25

Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi per utility scale

Sistemi fissi

Inseguimento monoassiale

Inseguimento biassiale

P=50 MWp

Utility-scale → Sensitivity analysis



Market Parity Esistenza		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30% - Tasso 3% - Anni 15]					
		MARKET PARITY					
		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00						
	€ 420,00						
	€ 440,00						
	€ 460,00						
	€ 480,00						
	€ 500,00	Market Parity	Market Parity	Market Parity			
	€ 520,00		Market Parity	Market Parity			
	€ 540,00		Market Parity	Market Parity			
	€ 560,00		Market Parity	Market Parity			
	€ 580,00		Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 600,00		Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 620,00		Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 640,00		Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 660,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 680,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 700,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 720,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 740,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 760,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 780,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 800,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 820,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 840,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 860,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 880,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity

Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi per utility scale

Sistemi fissi

Inseguimento monoassiale

Inseguimento biassiale

Prezzo vendita energia
50 €/MWh
Best case scenario

Ipotesi di lavoro		
Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia		
Periodo di esercizio 25 anni		
Potenza	50.000,00	[kWp]
WACC%	5,00%	
Benchmark Market Parity		
		SI NO

P=50 MWp

Utility-scale → Sensitivity analysis



		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30% - Tasso 3% - Anni 15]					
		MARKET PARITY					
Market Parity %		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00						
	€ 420,00						
	€ 440,00						
	€ 460,00						
	€ 480,00						
	€ 500,00	Market Parity	Market Parity	Market Parity			
	€ 520,00		Market Parity	Market Parity			
	€ 540,00		Market Parity	Market Parity			
	€ 560,00		Market Parity	Market Parity			
	€ 580,00		Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 600,00		Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 620,00		Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 640,00		Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 660,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 680,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 700,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 720,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 740,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 760,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 780,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 800,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 820,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 840,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 860,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 880,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity

Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi per utility scale

Sistemi fissi

Inseguimento monoassiale

Inseguimento biassiale

Ipotesi di lavoro	
Prezzo vendita energia 50 €/MWh	Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia
Best case scenario	Periodo di esercizio 25 anni
	Potenza 50.000,00 [kWp]
	WACC% 5,00%
	Scala colori sfumata
	Scala % realizzabilità impianto in MP

P=50 MWp

- ❑ Market-Parity
- ❑ Goal
- ❑ Sensitivity analysis
- ❑ **Conclusioni**

Elementi di Market-Parity PV

Conclusioni Goal.1 Utility scale [Best Case Prezzo valorizzazione energia = 50€/MWh + inflazione energia 0,2% per 25 anni]

Sotto le HP impostate, è possibile raggiungere la condizione di **Market-Parity MP_{pv}** per un valore del chiavi in mano nel range [500,00 ; 880,00] €/kWp, in corrispondenza di un numero di ore equivalenti nel range [1.200 ; 2.200] ore.

Nella pratica, in termini di % probabilistica di realizzabilità, la **MP_{pv}** esiste per un valore del chiavi in mano nel range [580,00 ; 720,00] €/kWp, in corrispondenza di un numero di ore equivalenti nel range [1.600 ; 2.000] ore, ottenibili per mezzo di sistemi ad inseguimento monoassiale, installati in Italia nelle regioni centro/meridionali ed isole.

Conclusioni Goal.1 Utility scale [Worst Case Prezzo valorizzazione energia = 40€/MWh + inflazione energia 0,2% per 25 anni]

Sotto le HP impostate, è possibile raggiungere la condizione di **Market-Parity MP_{pv}** per un valore del chiavi in mano nel range [500,00 ; 880,00] €/kWp, in corrispondenza di un numero di ore equivalenti nel range [1.600 ; 2.200] ore.

Nella pratica, in termini di % probabilistica di realizzabilità, la **MP_{pv}** esiste per un valore del chiavi in mano nel range [580,00 ; 720,00] €/kWp, in corrispondenza di un numero di ore equivalenti nel range [1.800 ; 2.000] ore, ottenibili per mezzo di sistemi ad inseguimento monoassiale, installati in Italia nelle regioni centro/meridionali ed isole.



Nel caso multimegawatt si è simulato solo il caso worst-scenario.

Conclusioni Goal.2 multimegawatt [Worst Case Prezzo valorizzazione energia = 40€/MWh + inflazione energia 0,2% per 25 anni]

Sotto le HP impostate, è possibile raggiungere la condizione di **Market-Parity MPpv** per un valore del chiavi in mano nel range [640,00 ; 820,00] €/kWp, in corrispondenza di un numero di ore equivalenti nel range [2.000 ; 2.200] ore.

In questo caso la **MPpv** esiste, dunque, nel caso di utilizzo di sistemi ad inseguimento monoassiale o biassiale, installati in Italia nelle regioni meridionali ed isole.

Nella pratica, in termini di % probabilistica di realizzabilità, la **MPpv** esiste per un valore del chiavi in mano nel range [640,00 ; 720,00] €/kWp, in corrispondenza di un numero di ore equivalenti pari a 2.000 ore, ottenibili per mezzo di sistemi ad inseguimento monoassiale, installati in Italia nelle regioni centro/meridionali ed isole



La **MPpv** è dunque dipendente da una serie variabili che ne condizionano l'osservabilità e la raggiungibilità, ovverosia l'esistenza.

MPpv esiste (osservabile e raggiungibile) nelle regioni centro-meridionali **nel caso Utility scale con sistemi ad inseguimento solare monoassiale**.

Infatti Il livello di costo impostato a 580 euro/kWp per sistemi ad inseguimento monoassiale che sviluppano 1.800 ore/anno (centro-sud ed isole italiane) è ormai praticabile nel corso del 2020. Tale coppia di parametri permette l'esistenza della **MPpv** nei 2 scenari ipotizzati (Worst,Best).

Spostandosi verso Nord si contrae il dominio di osservabilità della **MPpv** [LEC↑] con condizioni di raggiungibilità sempre meno praticabili all'aumentare della latitudine [economics < economics_{Benchmark}],

Scalando la classe di potenza di 1 ordine di grandezza **da 50 a 5 MWp**, gli **economics medi peggiorano** per economie di scala in riduzione. Ad esempio nel caso IRR% si perde oltre 1 punto percentuale.

Nel caso worst-scenario, scalando da Utility-scale a multimegawatt, la **MPpv** non esiste se si utilizzano sistemi fissi, e si raggiunge solo con l'utilizzo di sistemi ad inseguimento solare nelle regioni meridionali ed isole.

Al di sotto di un prezzo di valorizzazione energia iniettata in rete pari a **33 euro/MWh** non è possibile osservare e raggiungere la **MPpv (non esiste)**.



Elementi acceleratori della **MPpv** potranno essere:

i) contratti **PPA** (Power Purchase Agreement) per l'acquisto dell'energia elettrica da fonte solare fotovoltaica Utility scale, stipulati a lungo termine (a partire da tempo minimo 10 anni). Driver economico stabile senza fluttuazioni dipendenti dalla varianza del prezzo dell'energia che si forma sul mercato.

ii) Implementazione sistemi di accumulo industriali per massimizzare la valorizzazione dei quanti energetici sulla borsa elettrica, e per fornire servizi accessori regolatori ed tecnologici ad alto profilo di remunerazione.

Ostacoli per realizzazione impiantistica della **MPpv**, sono individuati nel **permitting e marginalmente in un nuovo congestionamento della rete.**

In alcune zone d'Italia possono poi verificarsi «**effetti cumulo**», con potenziali esternalità negative socio-economiche (ovviamente si omettono le esternalità positive note). **Per risolvere simultaneamente ostacoli allo sviluppo ed impatti dello stesso, occorre pensare impianti utility-scale sempre più tecnologicamente avanzati e con caratteristica sempre più agrovoltaica.**

Nel caso di interventi di **repowering** la **MPpv accelera**, nella misura in cui risulta essere «più velocemente» osservabile e raggiungibile - dal momento che i costi di investimento rispetto a centrali che devono essere costruite da zero diminuiscono (nella stragrande maggioranza dei casi non si interviene sulle strutture di ancoraggio e diminuiscono i costi del permitting)



Utility-scale → Sensitivity analysis



Market Parity Esistenza		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30% - Tasso 3% - Anni 15]					
		MARKET PARITY					
		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00	Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi per utility scale					
	€ 420,00						
	€ 440,00						
	€ 460,00						
	€ 480,00						
	€ 500,00	Sistemi fissi					
	€ 520,00						
	€ 540,00						
	€ 560,00						
	€ 580,00	Inseguimento monoassiale					
	€ 600,00						
	€ 620,00						
	€ 640,00						
	€ 660,00						
	€ 680,00						
	€ 700,00						
	€ 720,00						
	€ 740,00						
	€ 760,00						
	€ 780,00						
	€ 800,00						
	€ 820,00						
	€ 840,00						
	€ 860,00						
	€ 880,00						
		Inseguimento biassiale					

Sistemi fissi

Inseguimento monoassiale

Inseguimento biassiale

Ipotesi di lavoro	
Prezzo vendita energia 32 €/MWh	Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia
	Periodo di esercizio 25 anni
Potenza 50.000,00 [kWp]	
WACC% 5,00%	
Benchmark Market Parity	
SI NO	

NO Market Parity case scenario

P=50 MWp

Utility-scale → Sensitivity analysis



Market Parity Esistenza		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30% - Tasso 3% - Anni 15]					
		MARKET PARITY					
		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00						
	€ 420,00						
	€ 440,00						
	€ 460,00						
	€ 480,00						
	€ 500,00			Market Parity			
	€ 520,00			Market Parity			
	€ 540,00			Market Parity			
	€ 560,00			Market Parity			
	€ 580,00				Market Parity	Market Parity	
	€ 600,00				Market Parity	Market Parity	
	€ 620,00				Market Parity	Market Parity	
	€ 640,00				Market Parity	Market Parity	
	€ 660,00				Market Parity	Market Parity	
	€ 680,00					Market Parity	
	€ 700,00					Market Parity	
	€ 720,00					Market Parity	
	€ 740,00					Market Parity	Market Parity
	€ 760,00					Market Parity	Market Parity
	€ 780,00						Market Parity
	€ 800,00						Market Parity
	€ 820,00						Market Parity
	€ 840,00						Market Parity
	€ 860,00						Market Parity
	€ 880,00						Market Parity

Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi per utility scale

Sistemi fissi

Inseguimento monoassiale

Inseguimento biassiale

Ipotesi di lavoro	
Prezzo vendita energia 40 €/MWh	Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia
Worst case scenario	Periodo di esercizio 25 anni
	Potenza 50.000,00 [kWp]
	WACC% 5,00%
	Benchmark Market Parity
	SI
	NO

P=50 MWp

Utility-scale → Sensitivity analysis



		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30% - Tasso 3% - Anni 15]					
Market Parity %		MARKET PARITY					
		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00						
	€ 420,00						
	€ 440,00						
	€ 460,00						
	€ 480,00						
	€ 500,00			Market Parity			
	€ 520,00			Market Parity			
	€ 540,00			Market Parity			
	€ 560,00			Market Parity			
	€ 580,00				Market Parity	Market Parity	
	€ 600,00				Market Parity	Market Parity	
	€ 620,00				Market Parity	Market Parity	
	€ 640,00				Market Parity	Market Parity	
	€ 660,00				Market Parity	Market Parity	
	€ 680,00					Market Parity	
	€ 700,00					Market Parity	
	€ 720,00					Market Parity	
	€ 740,00					Market Parity	Market Parity
	€ 760,00					Market Parity	Market Parity
	€ 780,00						Market Parity
	€ 800,00						Market Parity
	€ 820,00						Market Parity
	€ 840,00						Market Parity
	€ 860,00						Market Parity
	€ 880,00						Market Parity

Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi per utility scale

Sistemi fissi

Inseguimento monoassiale

Inseguimento biassiale

Ipotesi di lavoro	
Prezzo vendita energia 40 €/MWh	Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia
Worst case scenario	Periodo di esercizio 25 anni
	Potenza 50.000,00 [kWp]
	WACC% 5,00%
	Scala colori sfumata
	Scala % realizzabilità impianto in MP

P=50 MWp

Multimegawatt → Sensitivity analysis



Market Parity %		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30% - Tasso 3% - Anni 15]					
		MARKET PARITY					
		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00						
	€ 420,00						
	€ 440,00						
	€ 460,00						
	€ 480,00						
	€ 500,00						
	€ 520,00						
	€ 540,00						
	€ 560,00						
	€ 580,00						
	€ 600,00						
	€ 620,00						
	€ 640,00					Market Parity	
	€ 660,00					Market Parity	
	€ 680,00					Market Parity	
	€ 700,00					Market Parity	
	€ 720,00					Market Parity	
	€ 740,00						
	€ 760,00						
	€ 780,00						
	€ 800,00						Market Parity
	€ 820,00						Market Parity
	€ 840,00						
	€ 860,00						
	€ 880,00						

Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi multimegawatt

Sistemi fissi

Inseguimento monoassiale

Inseguimento biassiale

Prezzo vendita energia
40 €/MWh

Worst case scenario

Ipotesi di lavoro
 Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia
 Periodo di esercizio 25 anni
 Potenza 5.000,00 [kWp]
 WACC% 5,00%

Scala colori sfumata

Scala % realizzabilità impianto in MP

P=5 MWp

Utility-scale → Sensitivity analysis



Market Parity Esistenza		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30% - Tasso 3% - Anni 15]					
		MARKET PARITY					
		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00						
	€ 420,00						
	€ 440,00						
	€ 460,00						
	€ 480,00						
	€ 500,00	Market Parity	Market Parity	Market Parity			
	€ 520,00		Market Parity	Market Parity			
	€ 540,00		Market Parity	Market Parity			
	€ 560,00		Market Parity	Market Parity			
	€ 580,00		Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 600,00		Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 620,00		Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 640,00		Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 660,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 680,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 700,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 720,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 740,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 760,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 780,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 800,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 820,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 840,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 860,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 880,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity

Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi per utility scale

Sistemi fissi

Inseguimento monoassiale

Inseguimento biassiale

Ipotesi di lavoro	
Prezzo vendita energia 50 €/MWh	Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia
	Periodo di esercizio 25 anni
	Potenza 50.000,00 [kWp]
	WACC% 5,00%
Worst case scenario	Benchmark Market Parity
	SI NO

P=50 MWp

Utility-scale → Sensitivity analysis



		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento - Equity 30% - Tasso 3% - Anni 15]					
		MARKET PARITY					
Market Parity %		Ore equivalenti [kWh/kWp]					
		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200
Costo [€/kWp]	€ 400,00						
	€ 420,00						
	€ 440,00						
	€ 460,00						
	€ 480,00						
	€ 500,00	Market Parity	Market Parity	Market Parity			
	€ 520,00		Market Parity	Market Parity			
	€ 540,00		Market Parity	Market Parity			
	€ 560,00		Market Parity	Market Parity			
	€ 580,00		Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 600,00		Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 620,00		Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 640,00		Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 660,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 680,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 700,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 720,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	
	€ 740,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 760,00			Market Parity	Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 780,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 800,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 820,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 840,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 860,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity
	€ 880,00				Market Parity	Market Parity	Market Parity

Zona con costi realizzativi attualmente proibitivi per utility scale

Sistemi fissi

Inseguimento monoassiale

Inseguimento biassiale

Ipotesi di lavoro	
Prezzo vendita energia 50 €/MWh	Profilo fiscale Società di capitali soggetta ad IRES&IRAP - Vendita energia
Worst case scenario	Periodo di esercizio 25 anni
	Potenza 50.000,00 [kWp]
	WACC% 5,00%
	Scala colori sfumata
	Scala % realizzabilità impianto in MP

P=50 MWp

La sensitivity analysis è stata realizzata per mezzo del programma «SIMULARE_20.1».

Simulare è un **simulatore tecnico-economico** per il **capital-budgeting** degli investimenti nella realizzazione di **impianti solari fotovoltaici**.

- >> *Simulare* è un simulatore economico fotovoltaico
 - >> *Simulare* è un semplice foglio Excel, e con tutti i suoi limiti è finalizzato alla crescita del settore fotovoltaico verso Italia 100% rinnovabile
 - >> *Simulare* è gratuito
 - >> *Simulare* è stato sviluppato da Intellienergia ma è di tutti grazie al multitesting ultradecennale
 - >> *Simulare* può essere usato per fini didattici senza richiesta di autorizzazione
 - >> *Simulare* può essere usato per elaborare business-plan per potenziali clienti, sotto la propria responsabilità
- Simulare* NON può essere venduto



www.intellienergia.com

