

IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO "SCLAFANI"

REGIONE SICILIANA
CITTÀ METROPOLITANA DI PALERMO
COMUNE DI SCLAFANI BAGNI



OGGETTO:

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO
DI POTENZA IN DC PARI A 50,646 MWp (49,008 MW IN IMMISSIONE)
E DI TUTTE LE OPERE ED INFRASTRUTTURE CONNESSE



PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO:
RELAZIONE TECNICA GENERALE

COMMITTENTE:	SVILUPPATORE:	PROGETTISTA:
<i>SCLAFANI SRL</i>	 TERRA AUREA	 Dottore Magistrale in Ingegneria LUIGI CORSARO Ingegnere Industriale SEZIONE A N° ISCRIZIONE 22986
REVISIONE: Rev 00	CODICE IMPIANTO: SCLA - 01	CODICE ELABORATO: GEN.04
Formato: A4	CP TERNA: 202201929	Data: 27/06/2023

TIMBRO DELL'ENTE AUTORIZZANTE:

INDICE

1	PREMESSA	5
2	PLANIMETRIA E UBICAZIONE	7
3	DESCRIZIONE DEL PROGETTO	11
3.1	Impianto di Produzione	11
3.2	Recinzione e Accesso Campo Agro-Fotovoltaico	16
3.3	Principali caratteristiche Impianto	18
3.4	Opere Connesse e Impianto di Rete	22
3.5	Risoluzione delle Interferenze	23
3.6	Disponibilità Area Iniziativa	24
4	CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI DEI COMPONENTI PRINCIPALI DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO	24
4.1	Moduli Fotovoltaici	24
4.2	Trackers mono-assiali	27
4.3	String Box	30
4.4	Inverters e Power Stations	31
4.5	Cabine di Raccolta e Misura	36
5	OPERE DA REALIZZARE	37
5.1	Riepilogo Generale delle Opere da Autorizzare	39
6	CARATTERISTICHE GEOLOGICHE, GEOMORFOLOGICHE ED IDRO- GEOLOGICHE DELL’AREA	39
6.1	Geologia	39
6.2	Geomorfologia	39
6.3	Idrogeologia	40
7	ASPETTI RELATIVI ALLA FASE DI CANTIERE	40
8	DISMISSIONE E RIPRISTINO	42
8.1	Dismissione Moduli Fotovoltaici	43

8.2	Dismissione Strutture Metalliche.....	44
8.3	Dismissione Opere Edili.....	45
8.4	Dismissione Apparecchiature Elettriche/Elettroniche.....	45
8.5	Ripristino Ambientale nel sito.....	46
8.6	Produzione dei Rifiuti	46
9	RISPARMIO ENERGIA TEP (TONNELLATE EQUIVALENTI DI PETROLIO.....	47
9.1	Altre Emissioni evitate in atmosfera.....	47
10	REGIME AUTORIZZATIVO PER GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI	49
10.1	Regione Sicilia	49
11	OBIETTIVI STRATEGICI NAZIONALI E INTERNAZIONALI.....	54
11.1	SEN 2017.....	55
11.2	PNIEC 2020.....	55
11.3	PNNR (Piano Nazionale Ripresa e Resilienza)	59
11.4	SVILUPPO DELL’AGRO-FOTOVOLTAICO	59
12	RIEPILOGO NORMATIVA DI SETTORE.....	63
12.1	Normativa Generale	64
12.2	Normativa Impianti di Rete – STMG Terna S.p.A.	72
12.2	Impianti soggetti ad Iter Unico.....	75
13	CONCLUSIONI.....	77

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1. Inquadramento su IGM</i>	<i>7</i>
<i>Figura 2. Rappresentazione Parco Agro-Fotovoltaico nel suo insieme.....</i>	<i>8</i>
<i>Figura 3. Inquadramento Campo Fotovoltaico su Ortofoto</i>	<i>9</i>
<i>Figura 4. Inquadramento Campo Fotovoltaico su CTR 1:10.000</i>	<i>10</i>
<i>Figura 5. Rappresentazione a colori sottocampi</i>	<i>12</i>
<i>Figura 6. Sistema ad inseguimento solare mono-assiale</i>	<i>13</i>
<i>Figura 7. Tracker configurazione 2P28 – 58 M.F.</i>	<i>13</i>
<i>Figura 8. Tracker configurazione 2P14 – 28 M.F.</i>	<i>13</i>
<i>Figura 9. Sezione Trasversale tracker in posizione di massima inclinazione</i>	<i>14</i>
<i>Figura 10. Rotazione Tracker</i>	<i>15</i>
<i>Figura 11. Recinzione Campo Agro-Fotovoltaico.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 12. Cancellone di accesso al Campo Agro-Fotovoltaico.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 13. Data Sheet Moduli Fotovoltaici – Parte 1</i>	<i>25</i>
<i>Figura 14. Data Sheet Moduli Fotovoltaici – Parte 2</i>	<i>26</i>
<i>Figura 15. Tracker 2P in posizione di riposo - Vista Longitudinale e Sezione Trasversale</i>	<i>27</i>
<i>Figura 16. Tracker 2P in posizione di massima inclinazione - Vista Longitudinale e Sezione Trasversale</i>	<i>28</i>
<i>Figura 17. Motore Tracker mono-assiale</i>	<i>28</i>
<i>Figura 18. Tre posizioni dei multi-drive blocks lungo l'iTracker (cerchiati in rosso)</i>	<i>29</i>
<i>Figura 19. Tracker monoassiale – Scheda Tecnica</i>	<i>29</i>
<i>Figura 20. Scheda Tecnica String Box</i>	<i>30</i>
<i>Figura 21. Schede Tecniche Inverter Power B Series – Parte 1</i>	<i>31</i>
<i>Figura 22. Schede Tecniche Inverter Power B Series – Parte 2</i>	<i>32</i>
<i>Figura 23. Schede Tecniche Inverter Power B Series – Parte 3</i>	<i>33</i>
<i>Figura 24. Disegno d'assieme Power Station</i>	<i>34</i>
<i>Figura 25. Scheda Tecnica Power Station.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 26. Planimetria Cabine di Raccolta e Misura.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 27. Vista Frontale Cabine di Raccolta e Misura</i>	<i>36</i>
<i>Figura 28. Vista Posteriore Cabine di Raccolta e Misura.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 29. Ciclo vita Moduli a Silicio Cristallino (sopra), a film sottile (sotto)</i>	<i>44</i>

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1. Dati Generali Società Proponente.....</i>	<i>5</i>
<i>Tabella 2. Coordinate del parco agro-fotovoltaico di progetto.....</i>	<i>10</i>
<i>Tabella 3. Riferimenti catastali</i>	<i>11</i>
<i>Tabella 4. Tracker/Stringa.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabella 5. Caratteristiche generali d'impianto</i>	<i>18</i>
<i>Tabella 6. Modulo FV.....</i>	<i>19</i>
<i>Tabella 7. Quadri di stringa.....</i>	<i>20</i>
<i>Tabella 8. Inverter interni alle Power Station (PS)</i>	<i>21</i>
<i>Tabella 9. Power Station.....</i>	<i>22</i>
<i>Tabella 10. Emissioni inquinanti evitate.....</i>	<i>48</i>

1 PREMESSA

Il Presente documento è redatto quale allegato alla documentazione per l’autorizzazione relativa ad un Impianto Agro-Fotovoltaico (o anche detto Agrivoltaico), denominato “Sclafani”, con potenza di picco pari a 50,646 MWp e potenza in immissione richiesta pari a 49,011 MW, nonché a tutte le opere ed infrastrutture connesse, da installare nel Comune di Sclafani Bagni (PA), ai fini della costruzione di un impianto conforme alle vigenti prescrizioni di legge.

L’Impianto Agro-Fotovoltaico sarà del tipo Grid-Connected e l’energia elettrica prodotta sarà riversata completamente in rete, con allaccio in Alta Tensione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

In particolare, la Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata dall’ente gestore prevede che l’impianto: *“venga collegato in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150 kV della RTN, da inserire in entra – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN “Chiaromonte Gulfi - Ciminna”, previsto nel Piano di Sviluppo Terna, e da ricollegare alla linea 150 kV compresa tra le stazioni RTN di Ciminna e Cammarata”*.

Il campo Agro-Fotovoltaico sarà suddiviso in 7 sottocampi, costituiti da moduli fotovoltaici mono-facciali aventi potenza nominale pari a 700 Wp cadauno ed installati su strutture ad inseguimento solare mono-assiali *“tracker”*; ogni sottocampo prevede una stazione di conversione e trasformazione dell’energia elettrica detta *“Power Station”*. Tutte le Power Station portano la potenza prodotta ad una Cabina di Raccolta e Misura a 30 kV. Infine, tramite delle linee elettriche a 30 kV in cavo interrato si ottiene l’interconnessione della Cabina di Raccolta e Misura con la Sottostazione elettrica d’utente *“SSE”* che permetterà la connessione alla futura SE di Terna 380/150/36 kV.

Il Produttore e Soggetto Responsabile, è la Società *“Sclafani S.r.l.”*, la quale dispone della disponibilità giuridica dell’area su cui sorgerà l’Impianto in oggetto.

DATI GENERALI RELATIVI ALLA SOCIETA' PROPONENTE

Ragione Sociale:	Sclafani S.r.l.
Sede Legale:	Palermo (PA) Via Quintino Sella 77 - 90139
P.IVA e C.F.:	07075810825

Tabella 1. Dati Generali Società Proponente

Il Progetto prevede la realizzazione di un Parco Agro-Fotovoltaico, costituito cioè da un Parco Fotovoltaico integrato con l’attività agricola, ecocompatibile e sostenibile.

Il Progetto si propone di trasformare un sito prettamente agricolo, in un Parco dove Energia solare e Produzione agricola saranno perfettamente integrati e compatibili.

Come sarà meglio approfondito negli Studi ambientali e agronomici, l'Agrioltaico "Sclafani" nascerà su un'area dove:

- si produrrà energia elettrica a basso costo dalla radiazione solare;
- si produrrà energia per i suoli (azoto);
- verranno migliorate le biodiversità;
- verrà praticata l'agricoltura professionale e di precisione;
- verranno migliorate le zone destinate al pascolo;
- si investirà nell'economia locale della Sicilia, in modo da:
 - o conservare i suoli;
 - o evitare l'inquinamento dell'acqua, del terreno e della catena alimentare da prodotti chimici utilizzati in agricoltura;
 - o limitare la desertificazione e l'erosione dei versanti;
 - o stimolare la crescita di habitat;
 - o preservare e riqualificare l'area naturale esistente, incluse le aree per l'avifauna. La preclusione parziale al pascolo riporterà il territorio verso la naturale evoluzione, facilitando la sosta dell'avifauna e le biodiversità;
 - o catturare "CO" con le nuove fasce arboree e con le nuove coltivazioni evitando la produzione di nuova CO₂;
 - o creare nuovi posti di lavoro ecosostenibili e locali e dando inizio alla Transizione Ecologica avviata dal Governo Nazionale (cfr.PNRR);
 - o rivalorizzare la zona ad alto rischio di desertificazione, producendo energia pulita per decine di migliaia di famiglie.
 - o contribuire al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione che l'Italia deve assolutamente trarre entro il 2030 ed entro il 2050 (SEN, PNIEC, PNRR).

I moduli fotovoltaici saranno posti, nell'ambito di tecnologia innovativa, su strutture ad inseguimento (Trackers mono-assiali) tali da consentire la rotazione dei moduli stessi, in modo che non sia compromessa la continuità delle attività agricole e pastorali, ed anche sia implementata e riqualificata tutta l'Area.

La presenza di sistemi di monitoraggio, da remoto, consentirà di verificare l'impatto sulle colture, ma anche il risparmio idrico e la produttività sotto tutti gli aspetti della sostenibilità.

La coltivazione dei foraggi da Fienagione e delle colture trattate nella relazione agronomica, farà sì che nei prossimi trentacinque anni di uso "Agrioltaico" i terreni andranno a migliorare le proprie condizioni naturali, creando anche significativi vantaggi per il clima.

La coltivazione avverrà sia con macchine ed attrezzature agricole tradizionali, sia mediante l'utilizzo di strumenti che permetteranno l'ottimizzazione e l'aumento della qualità e della produttività del

suolo, attraverso una serie di interventi mirati, un risultato che si può ottenere grazie a tecnologie sempre più avanzate.

2 PLANIMETRIA E UBICAZIONE

Il sito in oggetto è situato nel Comune di Sclafani Bagni (PA). Mentre il cavidotto MT interrato per la connessione dell’impianto alla rete attraverserà i Comuni di Sclafani Bagni (PA), Alia (PA) e Castronuovo di Sicilia (PA). L’ubicazione complessiva delle opere e della SE 380/150/36 kV, si rileva dall’allegato GEN.01: “*Inquadramento generale su IGM e Coordinate impianto*”:

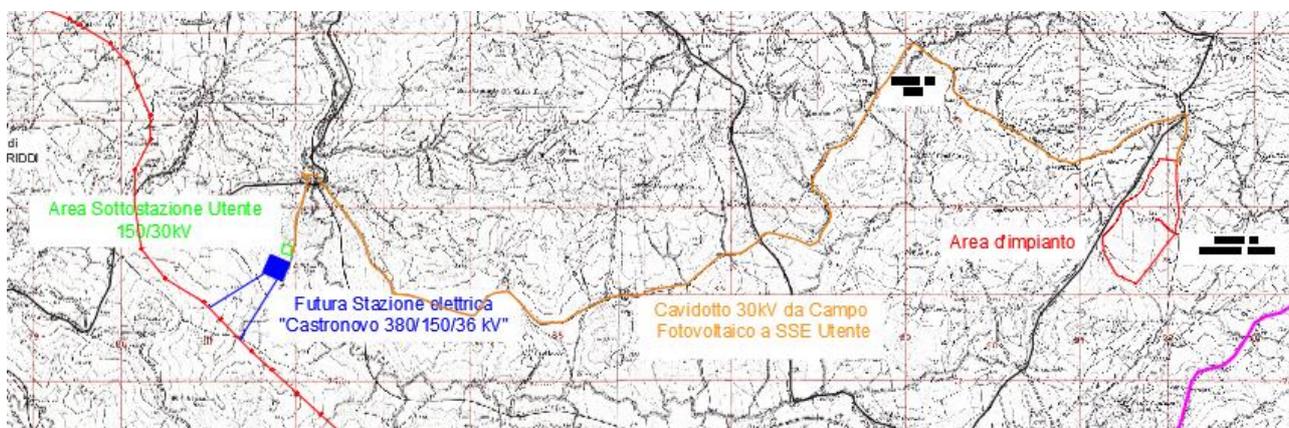


Figura 1. Inquadramento su IGM

L’area identificata per la realizzazione del campo fotovoltaico è situata a Sud – Ovest del Comune di Sclafani Bagni e si estende su una superficie complessiva di circa 89 ha, di cui il 77,72% sarà destinata alla produzione agricola (pari a circa 68 ha).

Per meglio approfondire la tipologia e le caratteristiche dell’Agrivoltaico “Sclafani”, si rimanda agli studi specialistici allegati ed in particolare allo Studio Agronomico e alle relative tavole (cfr anche *infra* al Par. 11.4).

Di seguito una rappresentazione del Parco Agro-fotovoltaico “Sclafani” nel suo insieme.

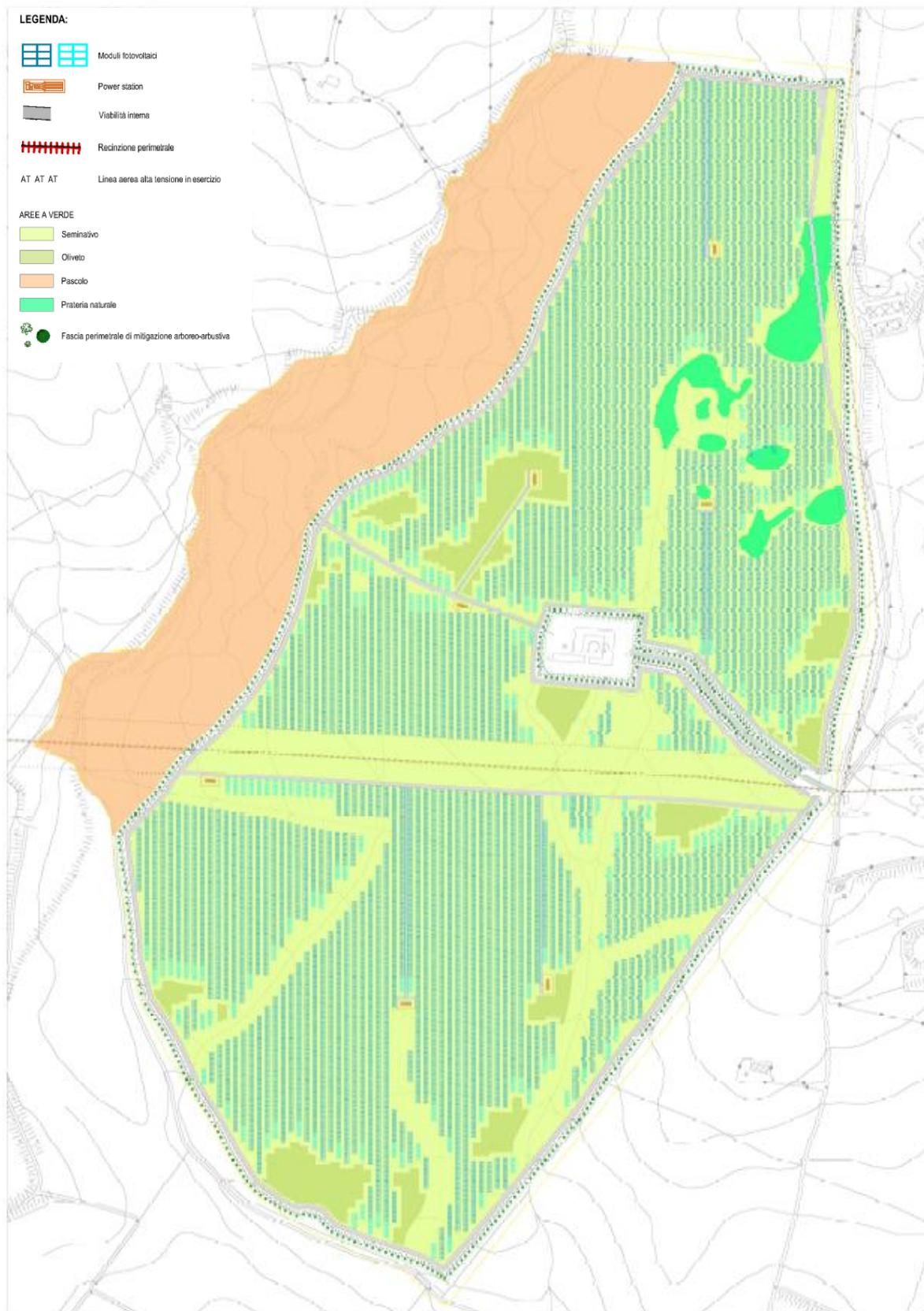


Figura 2. Rappresentazione Parco Agro-Fotovoltaico nel suo insieme

Di seguito un'immagine raffigurante l'Impianto fotovoltaico in senso stretto.

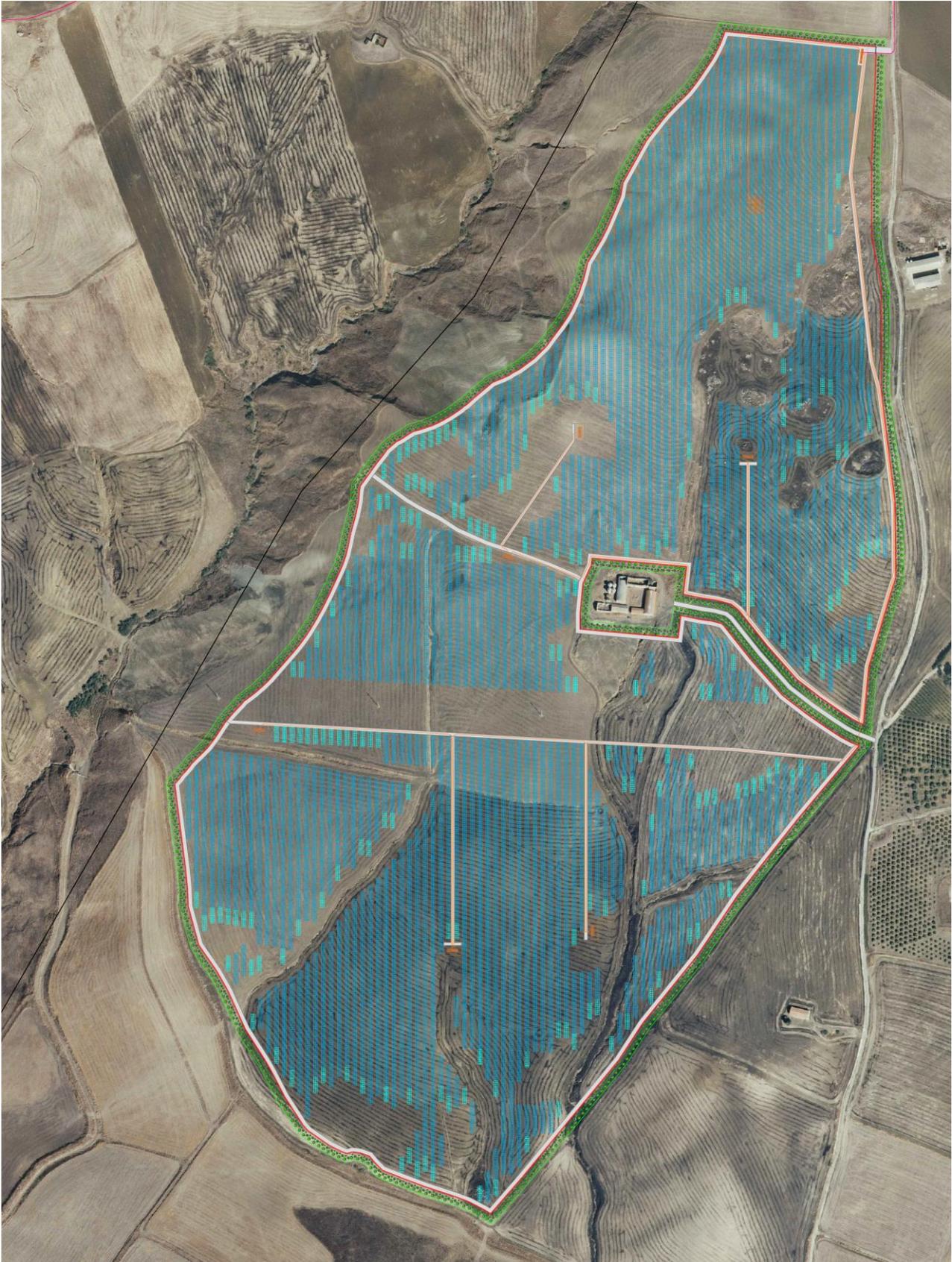


Figura 3. Inquadramento Campo Fotovoltaico su Ortofoto

Coordinate Impianto Agrovoltaico di progetto - Comune di Sclafani Bagni			
COORDINATE PARCO	UTM-WGS84 (m) – FUSO 33		Quota altimetrica
	EST	NORD	
	391727.44	4177664.78	665

Tabella 2. Coordinate del parco agro-fotovoltaico di progetto

Le aree oggetto degli interventi sono identificate nella Carta Tecnica Regionale CTR 10.000, e precisamente alle seguenti Sezioni CTR:

- **Sezione 621060: Campo Fotovoltaico e Cavidotto MT;**
- **Sezione 621020: Cavidotto MT;**
- **Sezione 621010: Cavidotto MT;**
- **Sezione 621050: Cavidotto MT;**
- **Sezione 620080: Cavidotto MT e S.E.U. 150/30 kV;**

Nella Figura 4 è identificata la posizione dell’Area oggetto dell’intervento per la realizzazione del campo fotovoltaico su CTR in scala 1:10.000.

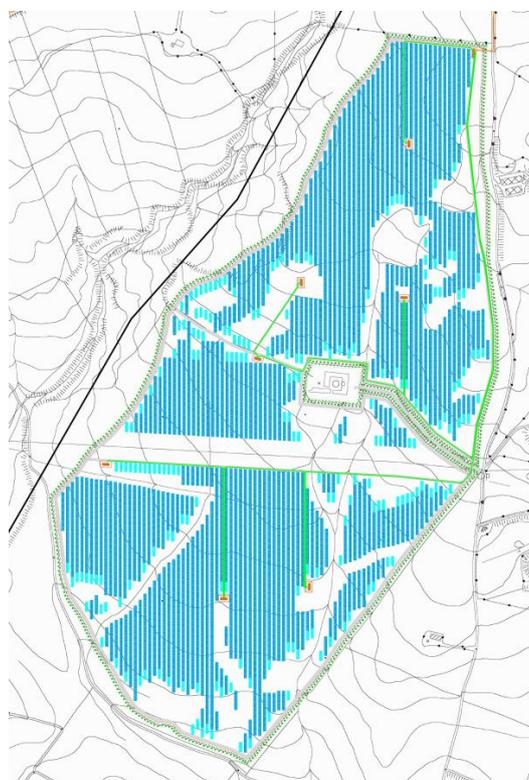


Figura 4. Inquadramento Campo Fotovoltaico su CTR 1:10.000

RIFERIMENTI CATASTALI IMPIANTO FOTOVOLTAICO		
<i>COMUNE</i>	<i>FOGLIO</i>	<i>PARTICELLE</i>
Sclafani Bagni	41	51
		56
		75
RIFERIMENTI CATASTALI NUOVA S.S.E.		
<i>COMUNE</i>	<i>FOGLIO</i>	<i>PARTICELLE</i>
Castronovo di Sicilia	7	624
		346

Tabella 3. Riferimenti catastali

3 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

3.1 Impianto di Produzione elettrica

I pannelli fotovoltaici (moduli) in silicio monocristallino della potenza unitaria di 700Wp verranno installati su un terreno di estensione totale pari a circa 89 ettari (ad una quota di circa 665 m s.l.m.) avente destinazione “agricola”.

L’impianto è suddiviso in 7 sottocampi di modo da poter gestire la potenza di produzione dell’impianto in altrettante stazioni di conversione ed elevazione dette “Power Station”.

Di seguito si riporta una rappresentazione del Parco Fotovoltaico suddiviso nei vari Sottocampi

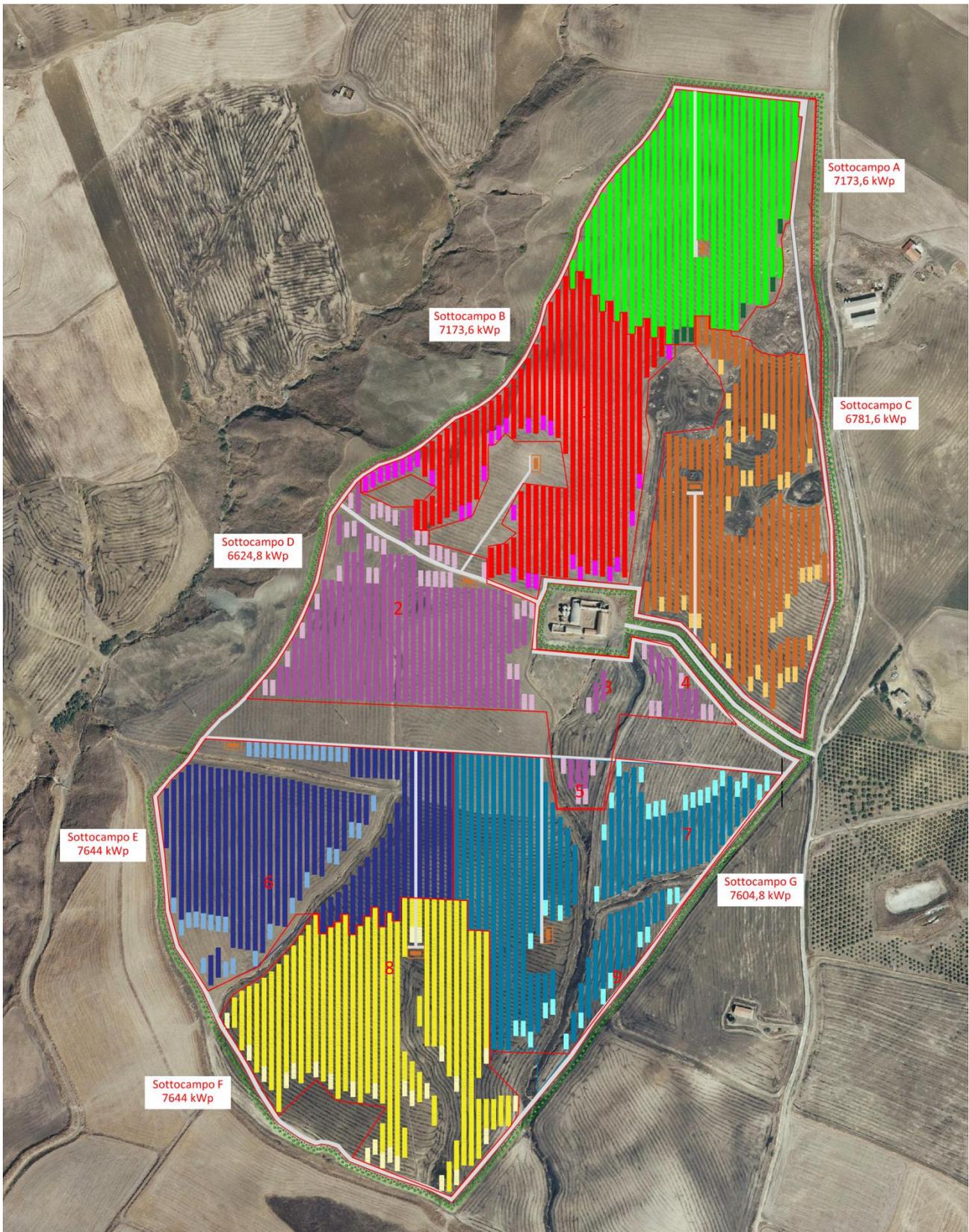


Figura 5. Rappresentazione a colori sottocampi

I Moduli Fotovoltaici saranno installati su strutture atte a garantire la massima captazione di irraggiamento seguendo il percorso solare e consentendo, di conseguenza, ai moduli di essere sempre nella posizione ottimale di lavoro. Tali strutture sono dette “tracker” o “inseguitori solari”, proprio per questa loro caratteristica funzionale.

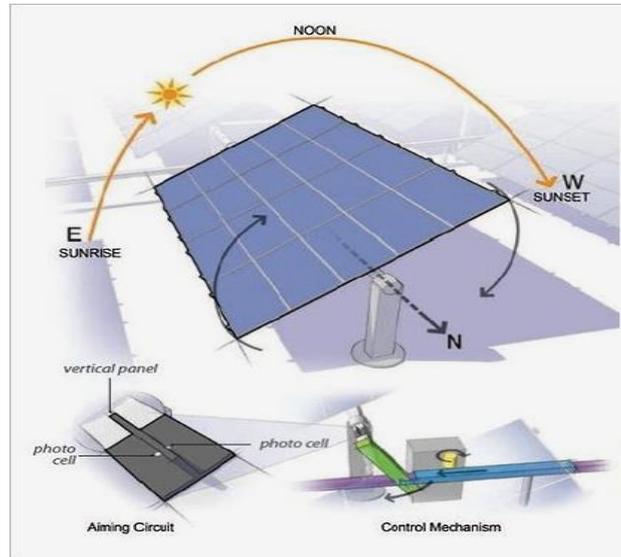


Figura 6. Sistema ad inseguimento solare mono-assiale

Verranno utilizzati due tipologie di tracker in configurazione 2P28 e 2P14 con rispettivamente 56 e 28 moduli fotovoltaici ciascuno.

Nelle figure seguenti si rappresentano i Trackers utilizzati in vista frontale e sezione trasversale in posizione di massima inclinazione.



Figura 7. Tracker configurazione 2P28 – 58 M.F.

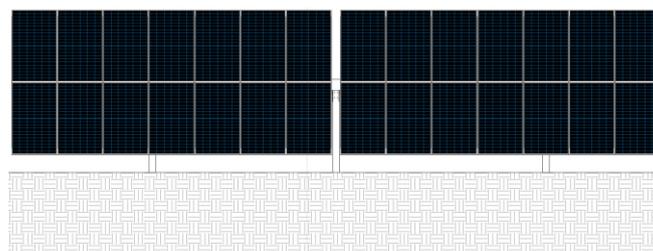


Figura 8. Tracker configurazione 2P14 – 28 M.F.

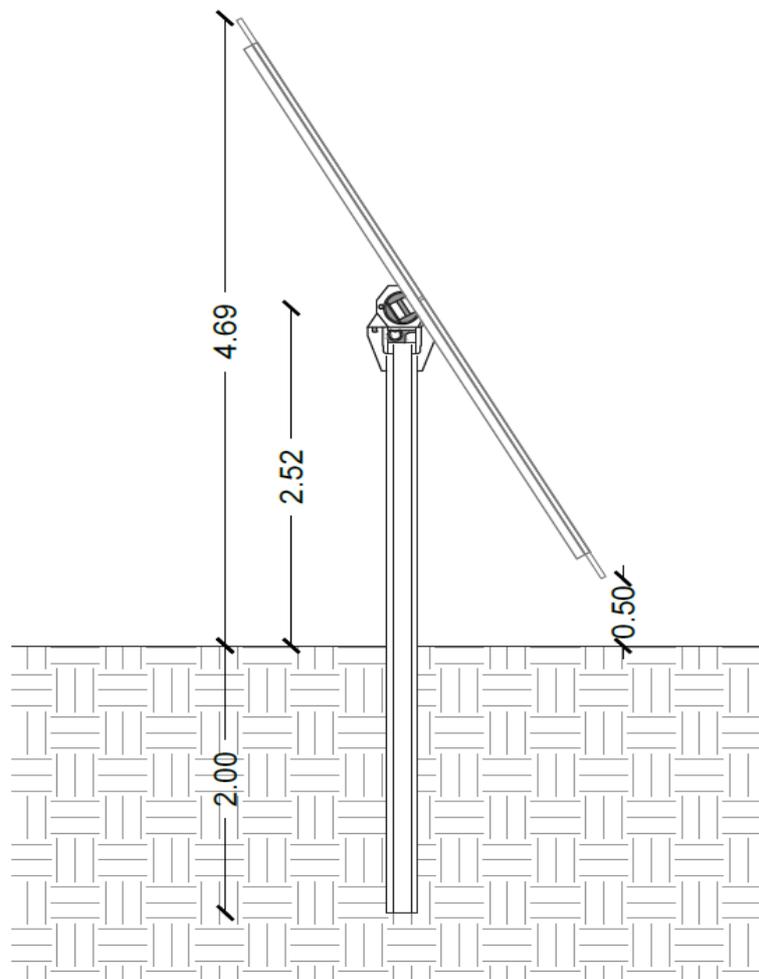


Figura 9. Sezione Trasversale tracker in posizione di massima inclinazione

L'impianto è dimensionato considerando il Backtracking, il quale consente di ridurre le perdite per auto-ombreggiamento, cioè le perdite da ombreggiamento indotto dai tracker stessi alle file retrostanti.

Ciò avviene per mezzo di un sistema logico-adattivo che gestisce contemporaneamente piccoli gruppi di tracker, al fine di ottimizzare dunque le prestazioni del campo FV.

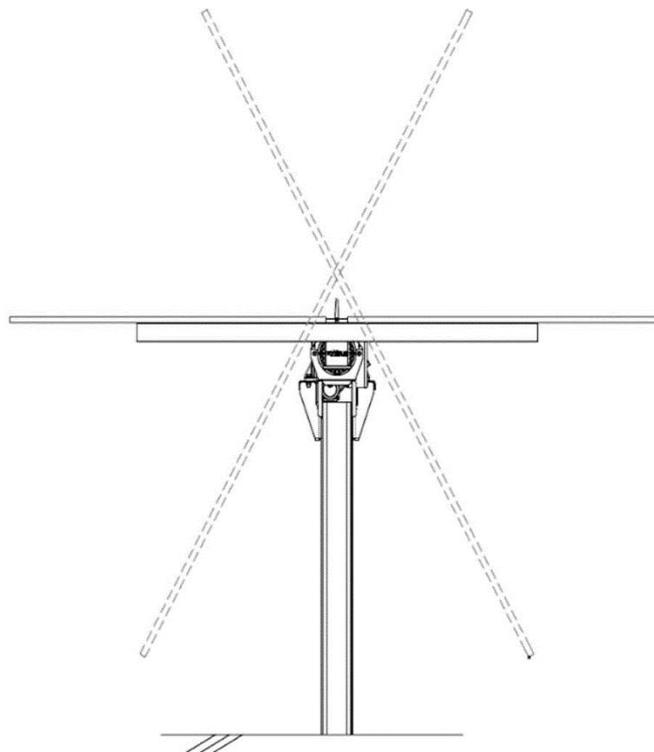


Figura 10. Rotazione Tracker

In considerazione di quanto sopra esposto, l’ottimizzazione del layout è stata anzitutto condotta allo scopo di massimizzare la produzione energetica del campo FV di progetto e al contempo assicurare la prosecuzione delle coltivazioni.

Un criterio di buona progettazione per impianti fotovoltaici, infatti, consiste nel disporre le file di tracker (o strutture fotovoltaiche) con un’interlinea tale da evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che andrebbero a discapito della produzione energetica) ed assicurare gli spazi utili necessari per le attività di manutenzione.

La distanza scelta tra le strutture dei tracker (pitch) è stata posta pari a 9,3 m. Tale estensione permette ampiamente il passaggio di mezzi per le attività agricole, rimanendo a disposizione della coltivazione ben 7,3 m interfilari.

Nella tabella seguente si riportano le principali caratteristiche dei trackers previsti:

<i>Brand / Modello</i>	Soltigua / TRJ (o similare)	
<i>Tipologia</i>	2 Portrait (2P)	
<i>Tecnologia</i>	Mono-assiale con backtracking	
<i>Angolo di Rotazione</i>	$\pm 60^\circ$	
<i>Massima inclinazione terreno N-S</i>	15% (8° ca)	
<i>Numero di moduli per Tracker/Stringa</i>	2x28 o 2x14	
<i>Lunghezza Tracker [m]</i>	37,23 o 18,61	
<i>Larghezza [m]</i>	4,82	
<i>Altezza del fulcro dal suolo [m]</i>	2,52	
<i>Pitch [m]</i>	9,3	

Tabella 4. Tracker/Stringa

3.2 Recinzione e Accesso Campo “Sclafani”

Il Campo Fotovoltaico in senso stretto avrà lungo il suo perimetro una recinzione di colore verde circondata da una fascia arborea di mitigazione dello spessore di 10 metri.

Inoltre, lungo la recinzione saranno presenti aperture opportunamente dimensionate per il passaggio della piccola fauna.

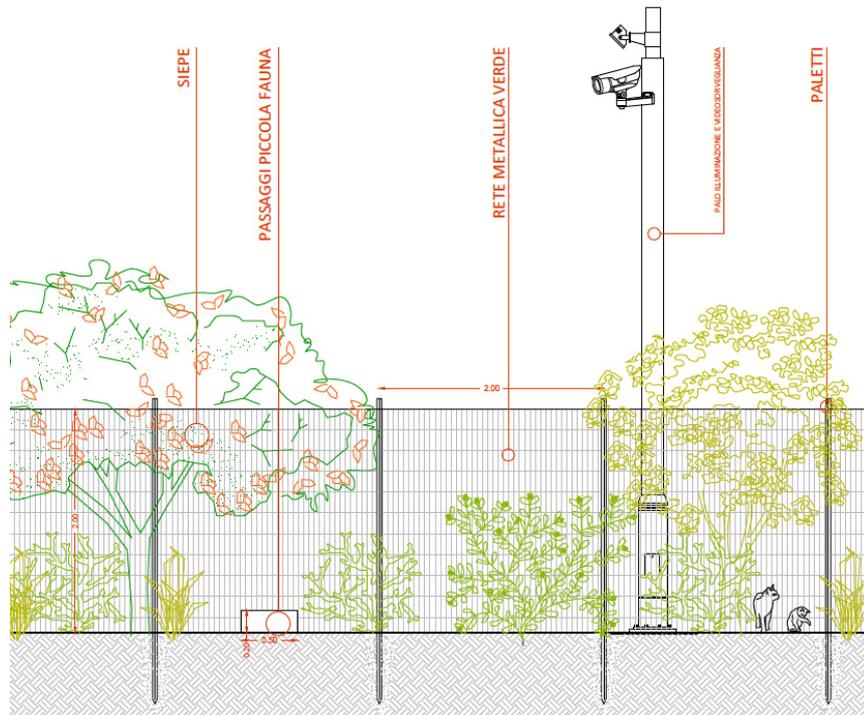


Figura 11. Recinzione Campo Agro-Fotovoltaico

L'accesso al campo avverrà tramite una breve strada di accesso che si staccherà direttamente dalla viabilità locale che costeggia il sito, in prossimità della SP8, transitando attraverso un cancello disposto a Nord-Est dell'impianto in prossimità delle cabine di Raccolta e Misura.

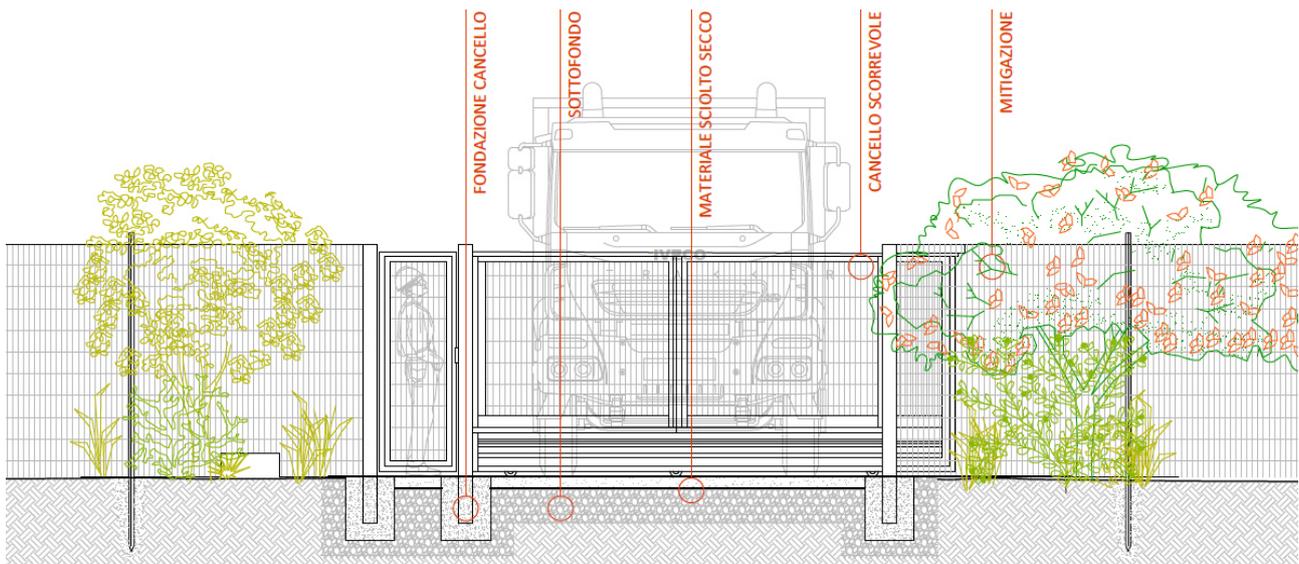


Figura 12. Cannello di accesso al Campo Agro-Fotovoltaico

3.3 Principali caratteristiche Impianto

Nella seguente tabella si sintetizzano le principali caratteristiche generali dell’impianto di produzione:

<i>Temperatura Verifica minima (°C)</i>	0
<i>Temperatura Verifica max (°C)</i>	60
<i>Soluzione Progettuale</i>	Tracker in configurazione 2P (Portrait)
<i>Margine altezza tracker dal suolo alla massima inclinazione [m]</i>	0,50
<i>Max Inclinazione Tracker [°]</i>	±60
<i>Tipologia</i>	Agro-Fotovoltaico
<i>Pitch [m]</i>	9,3

Tabella 5. Caratteristiche generali d’impianto

Come detto, la **produzione agricola**, essenziale e determinante per la definizione stessa di Agrivoltaico, **verrà trattata ed approfondita nello Studio agronomico allegato al presente progetto, unitamente agli studi ambientali/paesaggistici.**

Nella presente Relazione Generale, unitamente alle specifiche Relazioni ed elaborati allegati che ne fanno parte integrante, verranno espone pertanto le caratteristiche tecniche dell’Impianto di produzione elettrica, delle opere connesse ed infrastrutture necessarie, inclusi gli impianti di distribuzione (connessione rete e trasmissione alla RTN).

Allegati alla presente Relazione Tecnica Generale:

- Calcolo producibilità
- Relazione di calcolo elettrico BT e MT e relativi elaborati grafici
- Relazione di calcolo elettrico cavidotti interrati e relativi elaborati grafici
- Valutazione campi elettromagnetici
- Camminamenti elettrodotti
- Unifilari
- Layout Campi e sottocampi

Fanno parte integrante del progetto oggetto di autorizzazione anche i Piani Tecnici delle Opere, che vengono trasmessi a parte unitamente alla presente documentazione, relativi a:

- Impianto di Utente per la Connessione (redatto dall’Ing. Francesco Chiri), comprendente la Stazione di Elevazione di Utente (S.S.E.) ed il relativo collegamento in AT alla Nuova SE RTN richiamata nel preventivo di connessione di Terna S.p.A. – codice pratica 202201929;

- Impianto di Rete per la Connessione (redatto da altro produttore) comprendente la futura SE RTN ed i relativi raccordi in AT alla RTN esistente.

Il generatore fotovoltaico sarà composto da n. 72.352 moduli fotovoltaici al silicio monocristallino da 700 Wp, per una potenza complessiva di picco pari a 50.646,40 kWp (lato D.C.), mentre la potenza massima in immissione richiesta è pari a 49.011,84kW (lato AC). La potenza nominale, calcolata sulla base degli Inverters, è infine di 49.008,00kW.

Nella tabella seguente si riportano le principali caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici :

<i>Brand / Modello</i>	Yangtze / YS700M-66 (o similare)	
<i>Potenza [Wp]</i>	700	
<i>Tensione Vmp @ 25°C [V]</i>	39,58	
<i>Tensione Voc @ 25°C [V]</i>	46,75	
<i>Corrente Imp [A]</i>	17,69	
<i>Corrente Isc [A]</i>	18,92	
<i>Coefficiente di Temperatura Voc [%/°C]</i>	-0,29	
<i>Coefficiente di Temperatura Pmax[%/°C]</i>	-0,35	
<i>Rendimento [%]</i>	22,3	
<i>Dimensione maggiore [mm]</i>	2400	
<i>Dimensione minore [mm]</i>	1303	
<i>Spessore [mm]</i>	35	
<i>Peso [kg]</i>	36	

Tabella 6. Modulo FV

I pannelli saranno suddivisi in n. 2.584 stringhe ognuna costituita da 28 moduli collegati in serie. Le suddette stringhe verranno poi connesse in parallelo tra loro tramite opportuni quadri di stringa

distribuiti sull'intero campo fotovoltaico e l'uscita degli stessi porterà alle Power Station del Sottocampo di interesse.

Ogni Power Station sarà corredata da:

- Vano Quadri MT (QMT);
- Vano Quadri BT di Parallelo Inverter (QBT);
- n.4 Inverters per la conversione da continua in alternata;
- n.1 Trasformatore a doppio secondario con rapporto di Trasformazione 30/ 2 x 0,69 kV;
- n.1 Quadro Elettrico Generale BT;
- n.1 Autotrasformatore per l'alimentazione dei servizi ausiliari.

Nelle tabelle seguenti si riportano le principali caratteristiche delle String Box, degli inverter e delle Power Station ipotizzate:

<i>Brand / Modello</i>	INGETEAM / INGECON SUN StringBox 12B (o similare)	
<i>N° max di input FV</i>	12	
<i>Corrente di corto-circuito I_{sc} [A]</i>	13,98	
<i>Corrente di impiego I_{mp} [A]</i>	13,12	
<i>Corrente max di corto-circuito [A]</i>	167	
<i>Tensione max [V]</i>	1500	
<i>Fusibile</i>	Uno per polo	
<i>Scaricatore</i>	Tipo I e II	
<i>Sezionatore DC</i>	250 A, 2 poli	
<i>Peso [kg]</i>	40	
<i>Dimensioni (L x A x P) [mm]</i>	930 x 730 x 260	

Tabella 7. Quadri di stringa

<i>Brand / Modello</i>	INGETEAM / 1600TL B615	INGETEAM / 1690TL B650	INGETEAM / 1800TL B690
------------------------	---------------------------	---------------------------	---------------------------

	(o similare)	(o similare)	(o similare)
<i>Potenza Nominale in Input da Stringa FV [kWp]</i>	1582	1672	1775
<i>Potenza Massima in Input da Stringa FV [kWp]</i>	2077	2196	2330
<i>Vmpp min [V]</i>	873	921	977
<i>Vmpp max [V]</i>	1300		
<i>Tensione Massima [V]</i>	1500		
<i>Massima corrente [A]</i>	1870		
<i>Potenza di uscita [kVA] @ 30°C</i>	1598	1689	1793
<i>Tensione di uscita [V]</i>	650 (Sistema IT)	650 (Sistema IT)	690 (Sistema IT)



Tabella 8. Inverter interni alle Power Station (PS)

<i>Brand / Modello</i>	INGECON / SUN FSK (o similare)
------------------------	--------------------------------

<i>Tipo</i>	7200 B SERIES
<i>N° Inverter</i>	1
<i>Max Potenza Output [kVA] @30°C</i>	7172
<i>Tensione Trafo lato BT [V]</i>	690
<i>Tensione Trafo lato MT [V]</i>	30.000



Tabella 9. Power Station

Le Power Station saranno connesse tra loro in “entra-esce” in modo che sia possibile collegare tra loro diversi sottocampi dislocati geograficamente ed ottimizzare il cablaggio ed il passaggio cavi.

L’Impianto Fotovoltaico, suddiviso come detto in 7 Sottocampi, avrà un’unica Cabina di Raccolta alla quale afferiranno i collegamenti MT dai relativi Sottocampi.

3.4 Opere Connesse e Impianto di Rete

Ai fini della connessione alla rete dovrà essere realizzato, a partire dalla Cabina di Raccolta, un cavidotto interrato in Media Tensione a 30kV della lunghezza di circa 17 km (la maggior parte dei quali su Strada Pubblica) per la connessione dell’impianto fotovoltaico alla nuova SSE 150/30 kV.

L’intera produzione netta di energia elettrica sarà quindi riversata in rete con allaccio in AT attraverso un collegamento in antenna a 150kV con una Nuova Stazione Elettrica di trasformazione 380/150 kV appartenente a TERNA S.p.A. da inserire in entra-esce sul futuro elettrodotto RTN a 380kV della

RTN “Chiamonte Gulfi – Ciminna” con le modalità previste dal preventivo di connessione redatto da TERNA S.p.A. – codice pratica202201929.

La nuova Stazione RTN sarà ubicata nel comune di Castronovo di Sicilia (PA), in prossimità della SP 78, in area sufficientemente pianeggiante, destinata ad uso agricolo.

Saranno inoltre previste, lungo la recinzione perimetrale della stazione, gli ingressi indipendenti dell’edificio per i punti di consegna delle alimentazioni MT dei servizi ausiliari nonché per il locale destinato ad ospitare le apparecchiature di telecomunicazione.

L’ubicazione del sito è stata individuata come la più idonea tenendo conto delle esigenze tecniche e dell’opportunità ambientale di minimizzare la lunghezza dei raccordi. L’accesso alla stazione avverrà tramite una breve strada di accesso che si staccherà direttamente dalla viabilità locale che costeggia il sito.

Il collegamento alla RTN necessita inoltre della realizzazione di una Sottostazione d’Utenza MT/AT (SSE) avente lo scopo di elevare la tensione di impianto al livello di 150 kV, per il successivo collegamento alla sezione a 150 kV della nuova Stazione Elettrica 150/220(380)kV di RTN. La Sottostazione d’Utenza sarà ubicata nel Comune di Sclafani Bagni (PA), immediatamente a Nord dell’area occupata dalla Nuova Stazione di Rete.

L’accesso alla SSE è previsto per mezzo di un ingresso situato sul lato Est della stazione stessa, collegato mediante un breve tratto di nuova viabilità, alla viabilità esistente.

La sottostazione di trasformazione di utenza sarà costituita da una sezione in MT a 30 kV e da una sezione AT a 150 kV con isolamento in aria. I dettagli tecnici sono riportati nei rispettivi PTO allegati alla documentazione autorizzativa.

3.5 Risoluzione delle Interferenze

Nel presente paragrafo vengono illustrate le metodologie di risoluzione delle interferenze riscontrate durante la fase di rilievo e quindi accertate in quella di progettazione.

Possono essere identificate due tipi d’interferenze:

- 1) **Interferenze sistematiche/strategiche:** sono le interferenze che si ripetono su tutto l’ambito d’intervento e che possono essere risolte con interventi e prescrizioni di tipo generale.

Nel caso in esame risulta strategica l’interferenza con le Linee Elettriche presenti nell’area oggetto dell’intervento. In questo caso, per evitare l’interferenza con le suddette linee, si è lasciata una fascia di rispetto (funzione della Tensione della Linea Elettrica) completamente

libera dall'installazione di ulteriori Moduli Fotovoltaici;

- 2) **Interferenze puntuali:** sono quelle che, per la loro unicità, richiedono un intervento dedicato alla loro risoluzione e che quindi non può essere generalizzato su tutto l'ambito d'intervento. Nel caso in esame, interferenze di questo tipo potrebbero verificarsi ogni qualvolta ci siano interferenze per gli scarichi privati di acque nere o di acque bianche, oppure con le condotte esistenti per acquedotto e/o rete di distribuzione di gas metano.

In merito alla realizzazione del nuovo Cavidotto Interrato in MT (30 kV), allo stato attuale, le interferenze riscontrate sono state censite con apposito elaborato. La gestione puntuale è indicata all'elaborato “*TIPOLOGICI RISOLUZIONI INTERFERENZE CAVIDOTTO MT*”.

3.6 Disponibilità Area Iniziativa

Il Produttore e Soggetto Responsabile, è la Società “Sclafani S.r.l.” con sede legale a Palermo (PA) in via Quintino Sella 77 – 90139, la quale dispone della disponibilità giuridica dell'area su cui sorgerà l'Impianto in oggetto, come da atto del 21/01/2023 al rogito notaio Patania Gaetano – Catania (repertorio N°143 e raccolta N°59) – registrato il 25/01/2023 n°2705 serie 1T.

La realizzazione del nuovo cavidotto interrato in Media Tensione (30 kV) per il collegamento dell'Impianto Fotovoltaico alla Nuova Sottostazione Elettrica d'Utente sarà ubicato quasi interamente su Strada Pubblica (Strade Comunali e Strade Provinciali).

La SSE sorgerà su un'area nella disponibilità giuridica della società proponente, come da atto del 03/05/2023 al rogito notaio Adriana Pizzuto – Cammarata (AG) (repertorio N°45362 e raccolta N°15757) – registrato il 15/05/2023 n°2799 serie 1T.

4 CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI DEI COMPONENTI PRINCIPALI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

4.1 Moduli Fotovoltaici

Per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione saranno utilizzati moduli al silicio Monocristallino mono facciali marca **YANGTZE SOLAR** modello **YS700M-66** con Tensione massima pari a 1.500 VDC, ognuno della Potenza di Picco di **700 W**.

Ogni Modulo sarà dotato di una scatola di Giunzione con caratteristiche IP68 con relativi Diodi di By-Pass. I moduli presentano dimensioni pari **1.303 x 2.400 x 35mm** e risultano dotati di una cornice in alluminio anodizzato e sono dotati di certificazione di rispondenza alle normative IEC 61730, UL61730.

Il Data Sheet del Modulo fotovoltaico ipotizzato è riportato nelle figure seguenti.



www.yangtze-solar.com

Yangtze 210mm 660-700 Watt

MONO-FACIAL MODULE

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

EN 55032:2015, EN55035:2017

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Key Features



Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Reduced Hot Spot Loss

Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

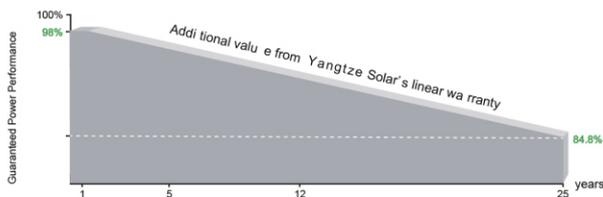


Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



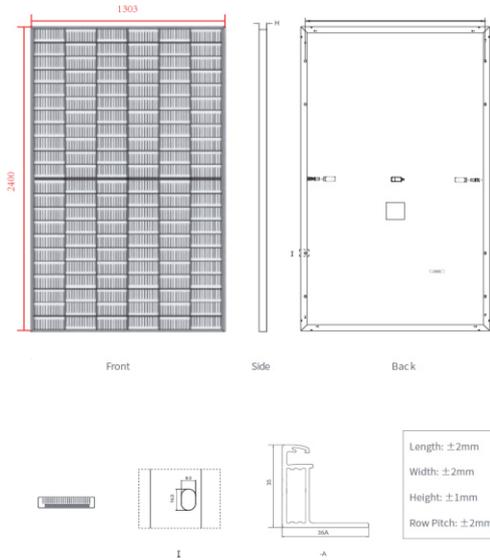
12 Year Product Warranty

25 Year Linear Power Warranty

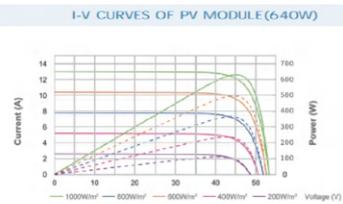
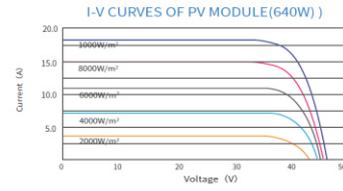
0.55% Annual Degradation Over 25 years

Figura 13. Data Sheet Moduli Fotovoltaici – Parte 1

Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	210mm Mono PERC
No. of cells	132 (6×22)
Dimensions	2400×1303×35mm (94.49×51.3×1.18 inch)
Weight	36 kg (79.4 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 290mm, (-): 145mm or Customized Length

Packaging Configuration

31 pieces per pallet, each container 558 pieces.

SPECIFICATIONS

Module Type	YS660M-66	YS670M-66	YS680M-66	YS690M-66	YS700M-66
	STC	STC	STC	STC	STC
Maximum Power (Pmax)	660W	670W	680W	690W	700W
Maximum Power Voltage (Vmp)	38.38V	38.68V	38.98V	39.28V	39.58V
Maximum Power Current (Imp)	17.20A	17.33A	17.45A	17.57A	17.69A
Open-circuit Voltage (Voc)	45.55V	45.85V	46.15V	46.45V	46.75V
Short-circuit Current (Isc)	18.45A	18.54A	18.66A	18.79A	18.92A
Module Efficiency STC (%)	21.1%	21.4%	21.7%	22.0%	22.3%
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C				
Maximum System Voltage	1000/1500VDC (IEC)				
Maximum Series Fuse Rating	25A				
Power Tolerance	0~+3%				
Temperature Coefficients of Pmax	-0.35%/°C				
Temperature Coefficients of Voc	-0.29%/°C				
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C				
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C				

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C

AM=1.5

©2021 Yangtze Solar Power Co.,Ltd All rights reserved.
Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

YSxxxM-66
(660-700Watt)

Figura 14. Data Sheet Moduli Fotovoltaici – Parte 2

Si tenga presente che in fase esecutiva i moduli fotovoltaici potranno essere sostituiti con un prodotto differente ma dalle caratteristiche equivalenti.

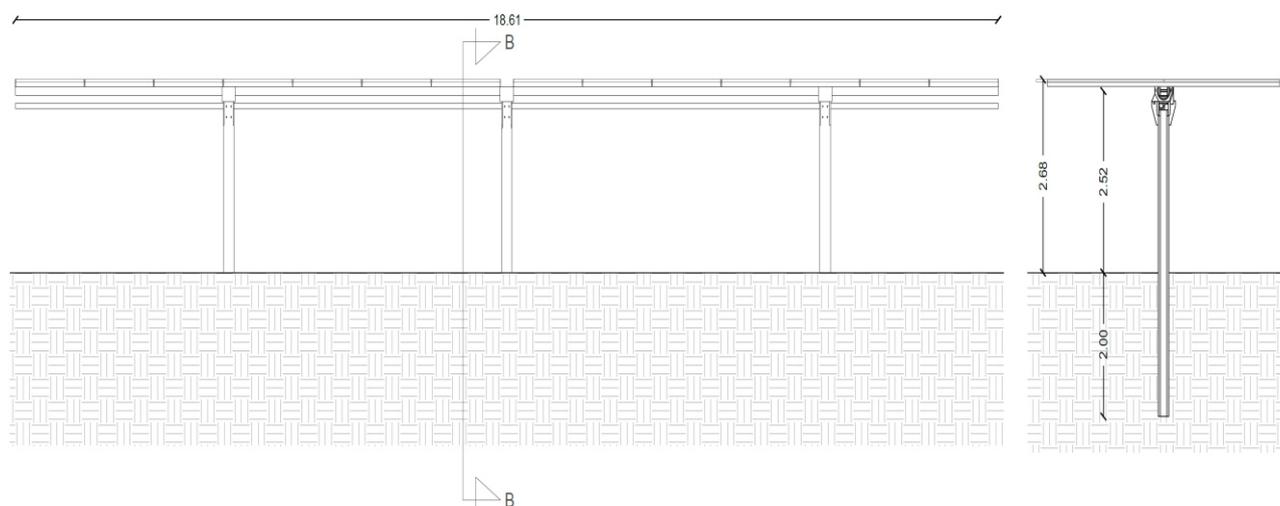
4.2 Trackers mono-assiali

Per il sostegno dei moduli fotovoltaici saranno utilizzati inseguitori solari mono-assiali (Trackers) disposti lungo l’asse Nord – Sud dell’impianto fotovoltaico, realizzati in acciaio zincato a caldo ed alluminio. Gli inseguitori solari saranno in grado di ruotare secondo la direttrice Est – Ovest in funzione della posizione del Sole con una variazione dell’angolo che avverrà in modo automatico grazie ad un apposito algoritmo di controllo di tipo astronomico.

Gli inseguitori mono-assiali potranno essere in grado di ospitare n. 28 o n. 56 moduli fotovoltaici e saranno installati su pali di fondazione in acciaio zincato infissi nel terreno, senza necessità di opere in calcestruzzo.

Il pitch ovvero la distanza tra gli interassi dei trackers attigui è fissato a 9,3 m.

Di seguito è riportato il dettaglio del particolare costruttivo tracker e pannelli FV in pianta, prospetto e sezione:



^ TRACKER PROSPETTO FRONTALE NELLA POSIZIONE DI RIPOSO IN SCALA 1:50

TRACKER A RIPOSO SEZ. B-B IN SCALA 1:50 \

Figura 15. Tracker 2P in posizione di riposo - Vista Longitudinale e Sezione Trasversale

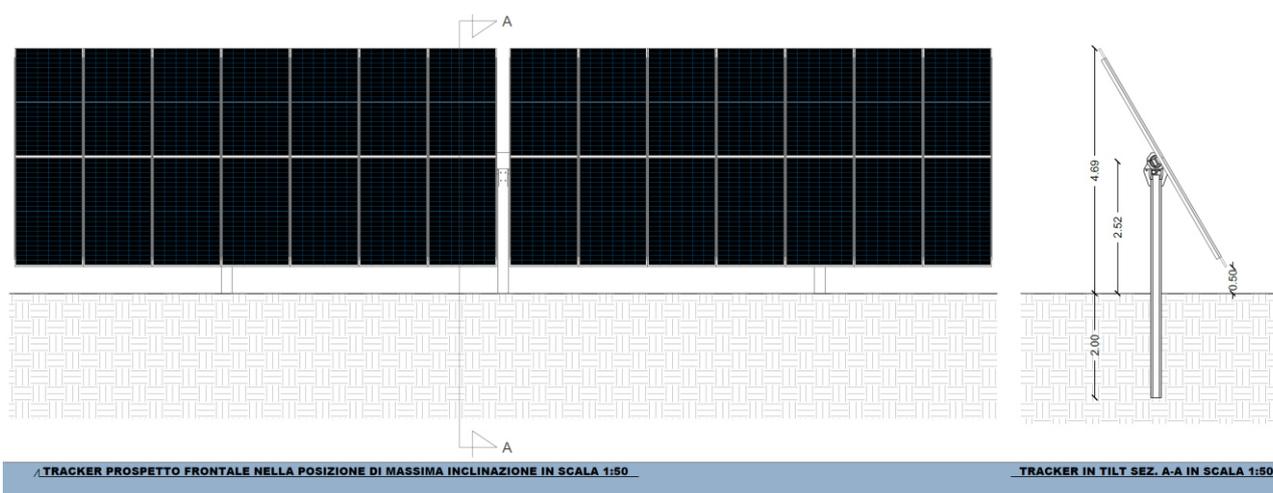


Figura 16. Tracker 2P in posizione di massima inclinazione - Vista Longitudinale e Sezione Trasversale

Gli inseguitori saranno dotati di un sistema di controllo e comunicazione con le seguenti caratteristiche:

- Alimentato da Modulo fotovoltaico dotato di Batteria di Back up;
- Sistema di comunicazione Wireless;
- Sistema di protezione automatico in caso di vento di estremo;
- Backtracking personalizzato: modifica della posizione di ciascun tracker per evitare l'ombreggiamento reciproco e ottimizzando la produzione di energia;
- Possibilità di installazione per pendenze del terreno fino a 20%.

La tipologia di Tracker selezionato è quello di marca **Soltigua mod. “iTracker XL”**. *Lo stesso potrà essere sostituito in fase esecutiva con un prodotto equivalente.*

Si riportano di seguito alcune immagini esemplificative del tracker che verrà utilizzato e la relativa scheda tecnica:

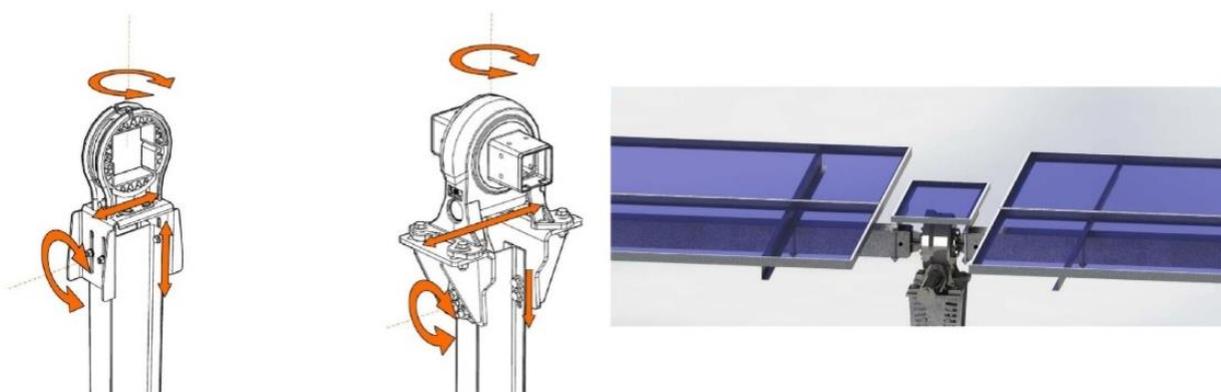


Figura 17. Motore Tracker mono-assiale



Figura 18. Tre posizioni dei multi-drive blocks lungo l'iTracker (cerchiati in rosso)

MAIN CHARACTERISTICS	
Tracking type:	Independent single axis horizontal tracker; Any tracker alignment possible (ideally along North-South direction);
Tracking algorithm:	Accurate astronomical formulas; tracking precision = 1.0°. Individually customized 3D backtracking to follow terrain undulations
Rotation range:	±60°
Ground cover ratio:	Freely configurable by customer (between 34% and 50%)
PV Module compatibility:	Framed modules; All major brands
Module mount:	2 module portrait
Drive system:	1 independent motor serving a multi-drive system for each tracker
Peak power per tracker:	Up to 71 kWp per tracker (with 550Wp modules)
N° of Module per tracker:	Up to 120 modules (1500 V)
PV array voltage:	1000 V or 1500 V
Power supply:	Self-powered with dedicated small PV module and Li-FePO ₄ battery
Communication:	Soltigua wireless radio network or dedicated RS485 serial communication
Monitoring:	Local control via SCADA; Remote control available
Foundation type:	Standard: driven piles
Wind resistance (Eurocodes):	In operation: up to 70 km/h in any position Stow position: up to 160 km/h in stow position
Snow resistance:	Up to 1'500 N/m ² ; depending on tracker version
Tracker stowing time:	≤ 5 min*
Installation tolerances:	North South: ±40 mm East-West: ±25 mm standard pile; ±25 mm drive pile Height tolerance: ±40 mm Pile tilt: ±1° Twist: ±7,5°
Ground slope:	Max 15% slope in longitudinal direction (North-South); Any slope in transversal direction (East-West) [max 70% local slope for rotation clearance]; Local deviation from theoretical ground profile is ±150 mm
Installation method:	Engineered for fast and easy assembly; no welding nor drilling required on site
Materials:	HDG, Z and ZM construction steel; maintenance free bearings; triennial maintenance for slew drive
Certifications / Compliance:	CE 2006/42/UE; Eurocodes EN1991-1-1/3/4; LV 2014/35/UE; EMC 2014/30/UE; ISO 9001-2015 and ISO 14001-2015;
Warranty :	Structure: 10 years Drive, batteries and electronics: 5 years Corrosion: 30 years in C2 atmospheric environment Warranty extension available
Earthing :	The rotating structure is connected to the ground through its drive pile; PV modules frames are connected to the rotating structure with n.1 star washer for each module

Figura 19. Tracker monoassiale – Scheda Tecnica

4.3 String Box

All'interno dei vari sottocampi dell'impianto fotovoltaico verranno disposti i quadri di stringa, detti anche “String Box”, che permetteranno la messa in parallelo di più stringhe.

Le String box attualmente previste sono della marca **INGETEAM** mod. **INGECON SUN StringBox12B** con possibilità di connettere fino a 12 stringhe in parallelo e tensione massima pari a 1500 V.

Si riporta di seguito la scheda tecnica del prodotto ipotizzato:

1,500 V				
	StringBox 12	StringBox 12B	StringBox 16	StringBox 16B
Input				
Maximum number of input strings	12 / 24 ¹⁾	12 / 24 ¹⁾	16 / 32 ¹⁾	16 / 32 ¹⁾
Maximum current per input (A)	12 / 24	12 / 24	12 / 24	12 / 24
Number of protection fuses	12	24	16	32
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Available fuses	10 A, 12 A, 15 A, 16 A, 20 A, 25 A, 30 A, 32 A (15 A / 30 A standard)			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm ²			
Output				
Rated total current (A) ²⁾	144 / 288	144 / 288	192 / 384	192 / 384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	315 / 400	315 / 400	315 / 400	315 / 400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²)			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ³⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	0 W			
Size (mm)	800 x 600 x 300 (W x H x D)			
Weight (kg)	35	36	36	38
Marking	CE			
Electrical installations	IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: ¹⁾ With external over-molding in line fuses and branch connectors ²⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55°C
³⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

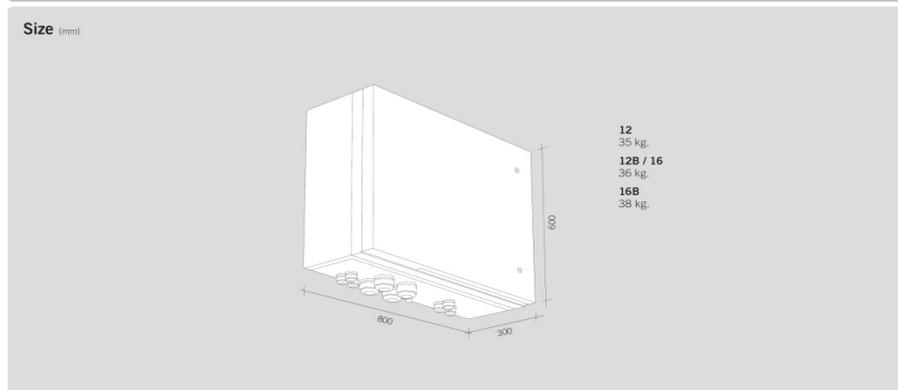


Figura 20. Scheda Tecnica String Box

Si tenga presente che in fase esecutiva i quadri di stringa potranno essere sostituiti con prodotti differenti ma equivalenti.

4.4 Inverters e Power Stations

Il Campo Fotovoltaico sarà come detto suddiviso in 7 sottocampi al fine di ripartire l’energia elettrica prodotta in altrettante stazioni di conversione ed elevazione “*Power Stations*”.

Ogni Power Station sarà dotata di n.4 inverter per la conversione dell’energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici da corrente continua a corrente alternata.

La tipologia di inverter ipotizzati è di marca **INGETEAM** modelli **1600TL B615 / 1690TL B650 / 1800TL B690**.

Questa tipologia di inverters presenta il vantaggio di avere una tensione massima di sistema pari a **1500 V** ed una tensione di uscita in corrente trifase alternata rispettivamente pari a **615 V / 650 V / 690 V**; mentre la potenza nominale in uscita in AC è pari rispettivamente a **1.598 kW / 1.689 kW / 1.793 kW**. Queste caratteristiche permettono quindi di ridurre al minimo le perdite di caduta di tensione con un conseguente significativo vantaggio economico.

L’efficienza massima di questa serie di inverters è pari al 98,9% mentre l’efficienza europea è pari al 98,5%.

Si riportano di seguito le schede tecniche degli inverters ipotizzati.

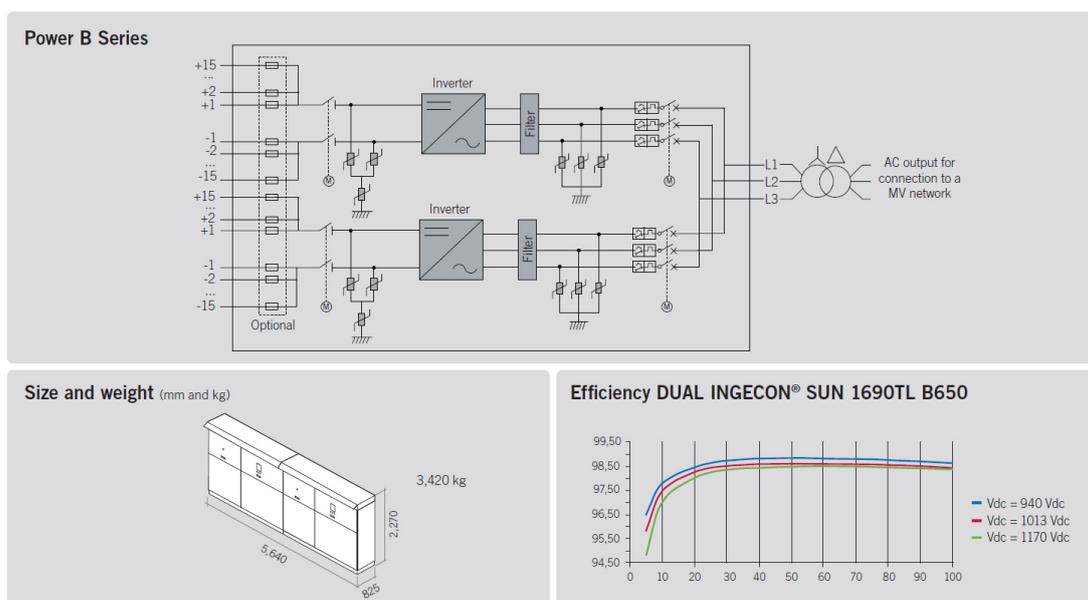


Figura 21. Schede Tecniche Inverter Power B Series – Parte 1

	2340 kVA DUAL INGECON® SUN 1170TL B450	2800 kVA DUAL INGECON® SUN 1400TL B540	3000 kVA DUAL INGECON® SUN 1500TL B578	3120 kVA DUAL INGECON® SUN 1560TL B600	3200 kVA DUAL INGECON® SUN 1600TL B615
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	2,314 - 3,040 kWp	2,778 - 3,648 kWp	2,974 - 3,904 kWp	3,086 - 4,052 kWp	3,164 - 4,154 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	645 - 1,300 V	769 - 1,300 V	822 - 1,300 V	853 - 1,300 V	873 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,870 A per power block				
N° inputs with fuse-holders	6 up to 15 per power block (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	2				
MPPT	2				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I-II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	2,338 kVA / 2,104 kVA	2,806 kVA / 2,525 kVA	3,004 kVA / 2,703 kVA	3,118 kVA / 2,806 kVA	3,196 kVA / 2,876 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	3,000 A / 2,700 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	2,338 kVA / 2,070 kVA	2,806 kVA / 2,484 kVA	3,004 kVA / 2,660 kVA	3,118 kVA / 2,760 kVA	3,196 kVA / 2,830 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	3,000 A / 2,656 A				
Rated voltage ⁽⁵⁾	450 V IT System	540 V IT System	578 V IT System	600 V IT System	615 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor adjustable	0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁶⁾	<3%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker with door control				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short-circuits and overloads				
Features					
Operating efficiency	98.9%				
CEC	98.5%				
Max. consumption aux. services	9,400 W (50 A)				
Stand-by or night consumption ⁽⁷⁾	< 180 W				
Average power consumption per day	4,000 W				
General Information					
PV inverters included	Two units of the INGECON® SUN 1170TL B450	Two units of the INGECON® SUN 1400 B450	Two units of the INGECON® SUN 1500TL B578	Two units of the INGECON® SUN 1560TL B600	Two units of the INGECON® SUN 1600TL B615
Ambient temperature	-20 °C to +57 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0-100% (Outdoor)				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Corrosion protection	External corrosion protection				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase+ neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m ³ /h per power block				
Average air flow	2 x 4,200 m ³ /h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, UE 2016/631, Arrêté du 9 juin 2020, CEI 0-16, V1:2020-12, Terna A68, G99, VDE-AR-N 4110, P.O.12.2 (NTS), P.O. 12.3, South African Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid Code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid Code, Jordan Grid Code, RETIE Colombia				

Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions ⁽²⁾ Vmpp.min is for rated conditions (Vac=1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the 'Voc' at low temperatures ⁽⁴⁾ With the sand trap kit ⁽⁵⁾ Other AC voltages and powers available upon request ⁽⁶⁾ For P_{out}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁽⁷⁾ Consumption from PV field when there is PV power available.

Figura 22. Schede Tecniche Inverter Power B Series – Parte 2

	3280 kVA DUAL INGECON® SUN 1640TL B630	3350 kVA DUAL INGECON® SUN 1675TL B645	3430 kVA DUAL INGECON® SUN 1715TL B660	3510 kVA DUAL INGECON® SUN 1755TL B675	3600 kVA DUAL INGECON® SUN 1800TL B690
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	3,240 - 4,256 kWp	3,318 - 4,358 kWp	3,396 - 4,458 kWp	3,472 - 4,560 kWp	3,550 - 4,662 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	894 - 1,300 V	915 - 1,300 V	935 - 1,300 V	957 - 1,300 V	978 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,870 A per power block				
N° inputs with fuse-holders	6 up to 15 per power block (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	2				
MPPT	2				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	3,274 kVA / 2,946 kVA	3,352 kVA / 3,016 kVA	3,430 kVA / 3,086 kVA	3,508 kVA / 3,156 kVA	3,586 kVA / 3,226 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	3,000 A / 2,700 A				
Power IP56 @27°C / @50°C ⁽⁴⁾	3,274 kVA / 2,898 kVA	3,352 kVA / 2,967 kVA	3,430 kVA / 3,036 kVA	3,508 kVA / 3,105 kVA	3,586 kVA / 3,174 kVA
Current IP56 @27°C / @50°C ⁽⁴⁾	3,000 A / 2,656 A				
Rated voltage ⁽⁵⁾	630 V IT System	645 V IT System	660 V IT System	675 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor adjustable	0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁶⁾	<3%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker with door control				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short-circuits and overloads				
Features					
Operating efficiency	98.9%				
CEC	98.5%				
Max. consumption aux. services	9,400 W (50 A)				
Stand-by or night consumption ⁽⁷⁾	< 180 W				
Average power consumption per day	4,000 W				
General Information					
PV inverters included	Two units of the INGECON® SUN 1640TL B630	Two units of the INGECON® SUN 1665TL B640	Two units of the INGECON® SUN 1690TL B650	Two units of the INGECON® SUN 1740TL B670	Two units of the INGECON® SUN 1800TL B690
Ambient temperature	-20 °C to +57 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0-100% (Outdoor)				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Corrosion protection	External corrosion protection				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase+ neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m ³ /h per power block				
Average air flow	2 x 4,200 m ³ /h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, UE 2016/631, Arrêté du 9 juin 2020, CEI 0-16, V1:2020-12, Terna A6B, G99, VDE-AR-N 4110, P.O.12.2 (NTS), P.O. 12.3, South African Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid Code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid Code, Jordan Grid Code, RETIE Colombia				

Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions ⁽²⁾ Vmpp.min is for rated conditions (Vac=1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the 'Voc' at low temperatures ⁽⁴⁾ With the sand trap kit ⁽⁵⁾ Other AC voltages and powers available upon request ⁽⁶⁾ For P_{out}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁽⁷⁾ Consumption from PV field when there is PV power available.

Figura 23. Schede Tecniche Inverter Power B Series – Parte 3

In merito alle Power Stations, esse saranno della marca **Ingeconmod.7200 FSK B Serie** saranno dotate ciascuna di:

- Vano Quadri MT (QMT);
- Vano Quadri BT di Parallelo Inverter (QBT);
- n.4 Inverters per la conversione da continua in alternata;
- n.1 Trasformatore a doppio secondario con rapporto di Trasformazione 30/ 2 x 0,69 kV;
- n.1 Quadro Elettrico Generale BT;
- n.1 Autotrasformatore per l'alimentazione dei servizi ausiliari.

Per maggiori dettagli al riguardo si rimanda al documento progettuale “*SEZIONE DI CONVERSIONE E TRASFORMAZIONE (POWER STATION) - PLANIMETRIE E SEZIONI*”.

Si riportano di seguito l'immagine d'assieme della stazione di conversione ed elevazione e la relativa scheda tecnica:

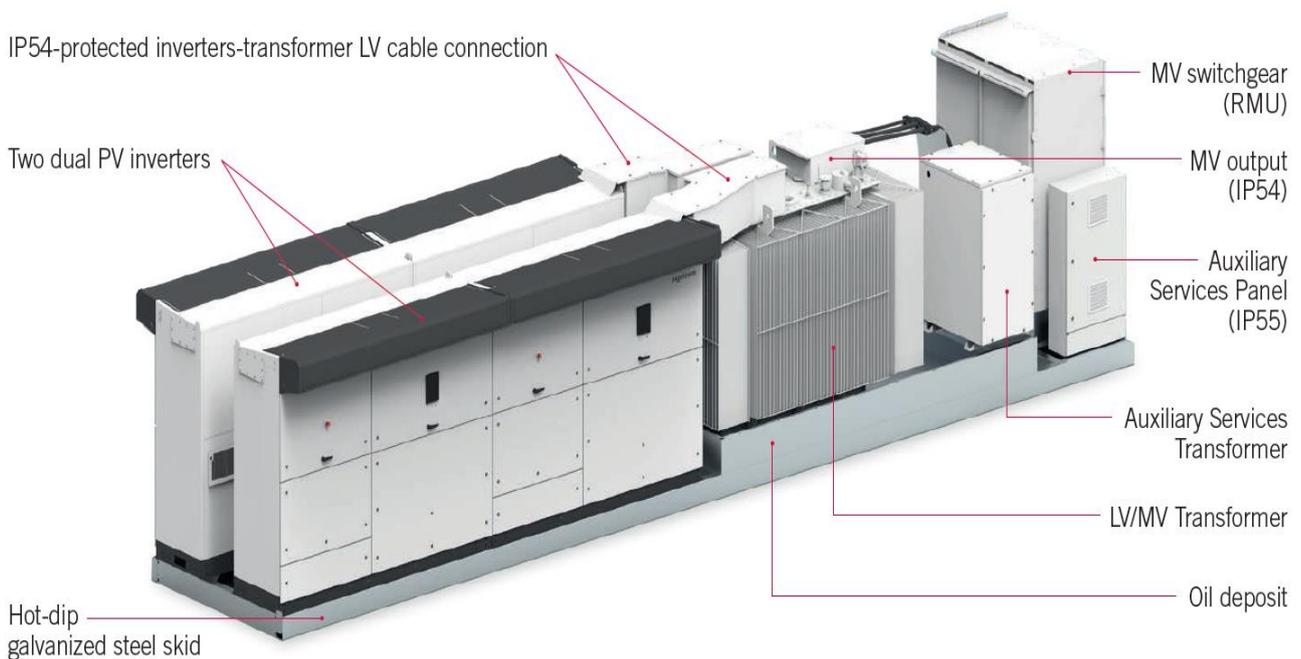


Figura 24. Disegno d'assieme Power Station

	1800 FSK B Series	3600 FSK B Series	5400 FSK B Series	7200 FSK B Series
General data				
Number of inverters	1	2	3	4
Max. power @30 °C / 86 °F ⁽¹⁾	1,793 kVA	3,586 kVA	5,379 kVA	7,172 kVA
Operating temperature range	from -20 °C to +50 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%			
Maximum altitude	3,000 masl (power derating starting at 1,000 masl)			
LV / MV Transformer				
Medium voltage	From 20 kV up to 35 kV, 50-60 Hz			
Cooling system	ONAN			
Minimum PEI (Peak Efficiency Index) ⁽²⁾	99,40%			
Protection degree	IP54			
MV Switchgear				
Medium voltage	24 kV / 36 kV / 40,5 kV			
Rated current	630 A			
Cooling system	Natural air ventilation			
Protection degree	IP54			
Equipment				
LV-AUX Switchgear	Standard version (optional monitoring system)			
LV / MV Transformer	Oil-immersed hermetically sealed transformer			
MV Switchgear	1L1A cells (2L1A optional)			
Mechanical information				
Structure type	Hot dip galvanized steel skid			
Dimensions Full Skid (W x D x H)	8,570 x 2,100 x 2,460 mm	11,390 x 2,100 x 2,460 mm	11,390 x 2,100 x 2,460 mm	11,390 x 2,100 x 2,460 mm
Full Skid	13 T	16 T	19 T	25 T
Standards	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1			

Notes:⁽¹⁾ Maximum power calculated with the inverter model INGECON® SUN 1800TL B690. For other inverter models, please contact Ingeteam's Solar sales department ⁽²⁾ For European installations, ECO design according to the EU 548/2014 and EU 2019/1783 standards.

Configuration with four B Series PV inverters

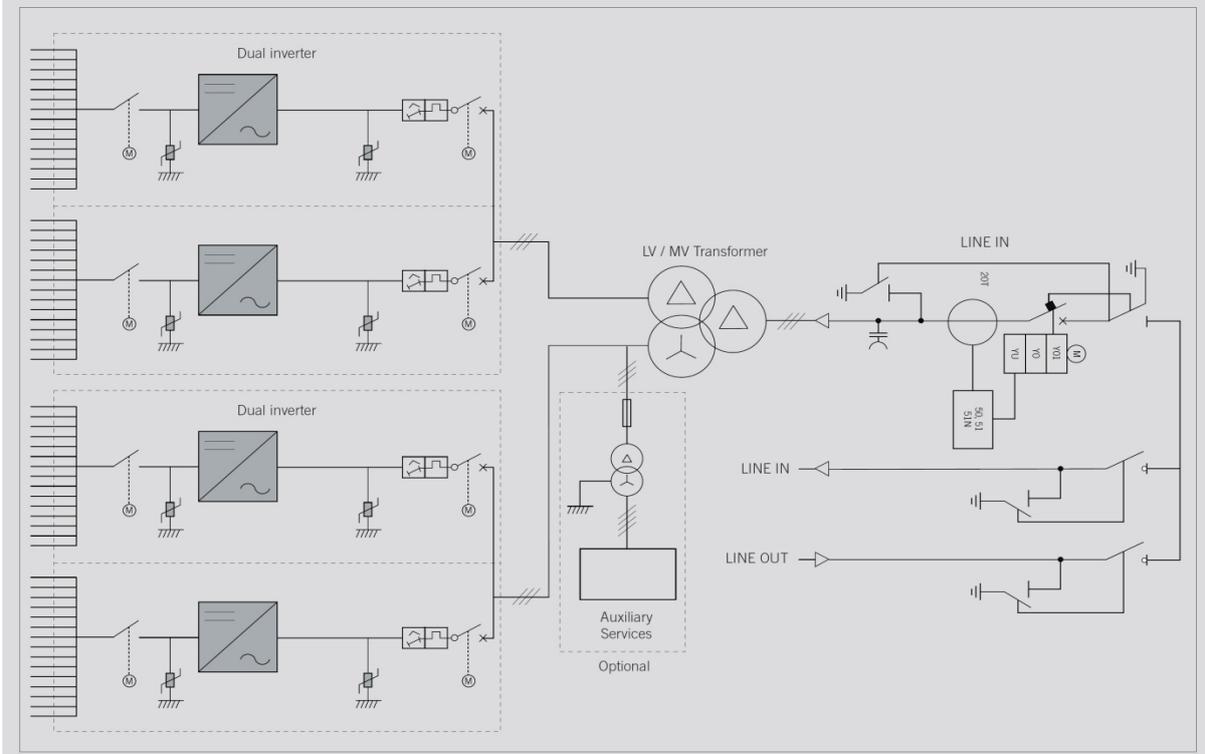


Figura 25. Scheda Tecnica Power Station

Si tenga presente che in fase esecutiva sia le Power Stations che gli Inverters potranno essere sostituiti con prodotti differenti ma equivalenti.

4.5 Cabine di Raccolta e Misura

All’interno del Campo Fotovoltaico, in prossimità del cancello carraio che permette l’ingresso all’interno della recinzione, verranno erette due strutture prefabbricate che fungeranno da Cabine di Raccolta e Misura.

Pertanto, tutti i cavidotti in MT del Campo confluiranno negli scomparti di arrivo MT della Cabina di Raccolta; mentre dallo Scomparto di Partenza verrà connesso il cavidotto di circa 17 km in MT a 30kV che permetterà la connessione alla SSE.

Si riportano di seguito le planimetrie e le viste frontali e posteriori delle suddette cabine.

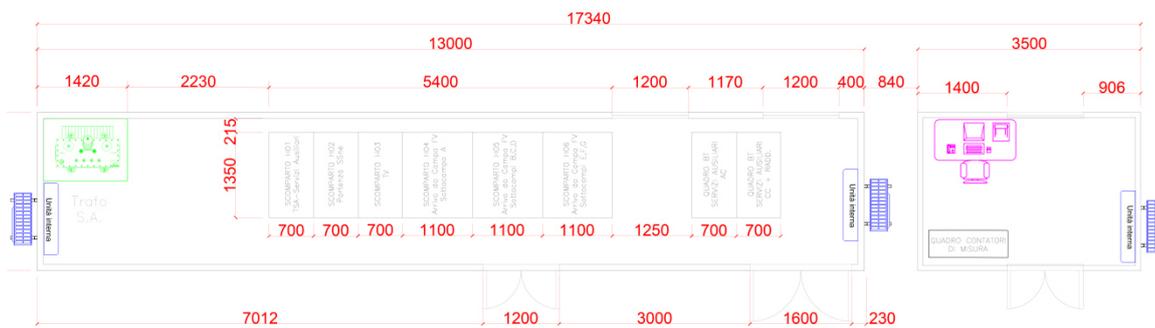


Figura 26. Planimetria Cabine di Raccolta e Misura

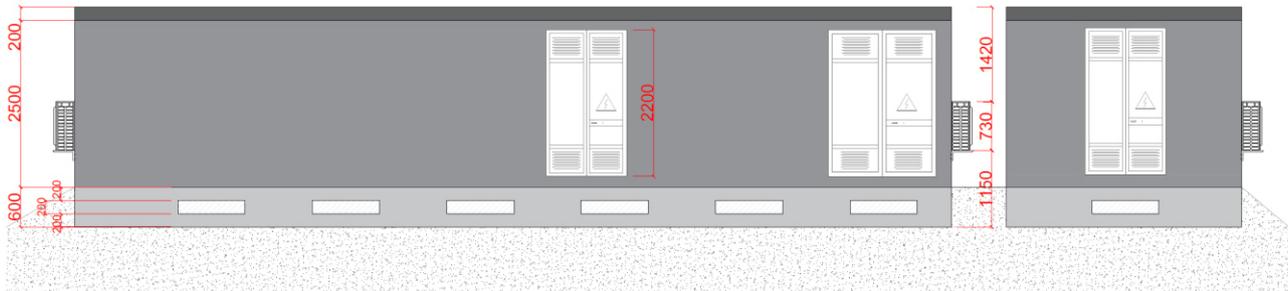


Figura 27. Vista Frontale Cabine di Raccolta e Misura

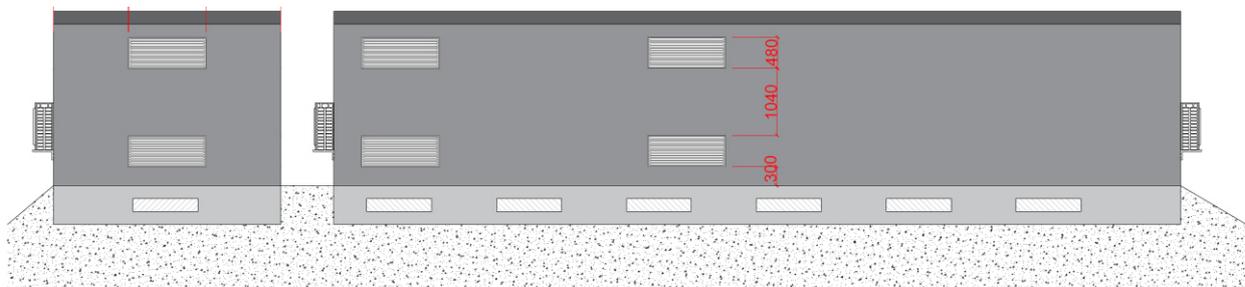


Figura 28. Vista Posteriore Cabine di Raccolta e Misura

5 OPERE DA REALIZZARE

A servizio dell’Impianto Fotovoltaico è prevista la realizzazione delle seguenti opere:

1. Impianto di produzione di energia elettrica solare fotovoltaica;
2. Trasformazione dell’energia Elettrica bt/MT (attraverso Power Station appositamente dedicate);
3. Distribuzione elettrica bt;
4. Distribuzione elettrica in MT;
5. Impianto di alimentazione utenze in continuità assoluta;
6. Impianti di servizio: illuminazione ordinaria locali tecnici ed illuminazione esterna;
7. Impianti di servizio: impianto di allarme (antintrusione ed antincendio) e videosorveglianza;
8. Impianto di terra;
9. Opere civili quali recinzione perimetrale, mitigazione ambientale, posa cabine elettriche e prefabbricati
10. Realizzazione della Sottostazione Elettrica di Utenza (SSE);
11. Realizzazione della connessione in AT a 150kV in antenna alla nuova S.E. Terna S.p.A.

Più specificatamente la realizzazione dell’impianto comprenderà la realizzazione delle seguenti opere per le quali si richiede l’autorizzazione:

- a. Preparazione del sito;
- b. Scotico e livellamento del terreno;
- c. Realizzazione recinzione perimetrale e posa dei cancelli di ingresso;
- d. Picchettamento del terreno per la posa dei pali battuti di fondazione;
- e. Posa dei pali battuti di fondazione con apposita macchina operatrice battipalo;
- f. Posa in opera degli Inseguitori Solari (strutture metalliche) sui pali di fondazione (Pali ad Infissione);
- g. Posa in opera dei Moduli Fotovoltaici;

- h. Cablaggio dei moduli fotovoltaici;
- i. Predisposizione dei getti di Magrone per la posa delle Power Stations e delle cabine elettriche;
- j. Posa in opera delle Power Stations, Cabine Elettriche Utente e delle altre strutture prefabbricate;
- k. Scavi, rinterrati e ripristini per la posa delle condutture di alimentazione principali BT ed MT interne al campo fotovoltaico, dei cavidotti energia, segnali e per il dispersore di terra, comprensivi della fornitura e posa in opera di pozzetti in c.a. con chiusino carrabile (ove previsto);
- l. Realizzazione di tutte le condutture principali di distribuzione elettrica per l'alimentazione dei sistemi ausiliari b.t.;
- m. Realizzazione dell'impianto di terra ed equipotenziale costituito da una corda di rame interrata lungo il perimetro dell'edificio ed integrata con picchetti, dai collettori di terra, dai conduttori di terra, di protezione ed equipotenziali e da tutti i collegamenti PE ed equipotenziali;
- n. Realizzazione di impianto antintrusione comprensivo della centrale allarmi, delle barriere e delle condutture ad essi relativi;
- o. Realizzazione dell'impianto di videosorveglianza comprensivo della centrale, delle videocamere, dei pali di sostegno e delle condutture ad essi relativi;
- p. Realizzazione della conduttura interrata in MT (Cavidotto Interrato) dall'impianto fotovoltaico fino alla Sottostazione Elettrica di Utente;
- q. Realizzazione di Nuova Sottostazione Elettrica di Utente;
- r. Realizzazione della connessione in AT a 150kV in antenna alla nuova S.E. Terna S.p.A “Castronovo”.

La designazione dettagliata delle opere, le loro caratteristiche e dimensioni sono desumibili dagli elaborati grafici di progetto.

5.1 Riepilogo Generale delle Opere da Autorizzare

In base a quanto precisato nel paragrafo precedente, le opere di cui si chiede l'autorizzazione sono le seguenti:

- Realizzazione e conduzione di Impianto Fotovoltaico della Potenza di Picco pari a 50,646MWp comprensivo di:

- Recinzione perimetrale e posa della fascia arborea-arbustiva;
 - Power Stations, locali tecnici e Cabine Elettriche;
 - Strutture di Sostegno e moduli fotovoltaici;
 - Impianti Elettrici ed Ausiliari;
- Linea MT Interrata di Collegamento dall’Impianto Fotovoltaico alla Sottostazione Elettrica di Utente (in gran parte interrata su strada pubblica);
 - Nuova Sottostazione Elettrica di Utente;
 - Impianto di rete per il Collegamento alla S.E. RTN TERNA S.p.A. (inclusa nei Piani di Sviluppo RTN);
 - Nuova Stazione elettrica SE RTN– Terna e relativo impianto di rete, come da progetto redatto da altro progettista.

6 CARATTERISTICHE GEOLOGICHE, GEOMORFOLOGICHE ED IDRO-GEOLOGICHE DELL’AREA

In merito alla trattazione di questi aspetti è stata redatta una relazione specialistica dedicata (Vds Relazione Geologica).

Di seguito alcuni cenni di quelle che sono le principali caratteristiche del sito in esame:

6.1 Geologia

Le singole formazioni delle varie unità tettoniche vengono descritte dal basso verso l’alto secondo l’ordine stratigrafico.

L’area considerata risulta costituita interamente da terreni di natura sedimentaria. La successione stratigrafica, riscontrabile nella carta geologica, dai termini più recenti ai termini più antichi è la seguente:

- Sabbie con argille e arenarie da giallastre a grigie;
- Arenarie con conglomerati in strati e banchi con intercalazioni pelitiche con intercalazioni arenaceo conglomeritico;
- Argille siltose con areniti, calcilutiti e marne a foraminiferi.

6.2 Geomorfologia

La morfologia del terreno in cui si andrà a realizzare l’Impianto Fotovoltaico in oggetto è uniforme con pendenza che aumenta da Nord-Est a Sud-Ovest. Quindi la quota varia in maniera uniforme tranne nella parte a Ovest dell’area di stretto interesse dove le pendenze calano vistosamente perché siamo in presenza di un impluvio. In questa zona non verrà realizzato nessun tipo di impianto o sottoservizio.

6.3 Idrogeologia

I terreni descritti sono stati raggruppati a seconda della loro caratteristiche in classi di permeabilità (alta, medio o bassa), tutto ciò per meglio analizzare i problemi idrogeologici morfologici e morfogenetici dell’area. Le acque di dilavamento superficiale defluiscono lungo le superfici dei versanti seguendo le linee di massima pendenza tendendo a convogliare in canali naturali a sezione relativamente piccola rispetto alla superficie sovrastante e acquistando una certa energia cinetica erosiva.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda alla Relazione Geologica

7 ASPETTI RELATIVI ALLA FASE DI CANTIERE

I lavori di realizzazione del progetto hanno una durata massima prevista pari a circa 15 mesi. Tale periodo è considerato al netto delle tempistiche dell’approvvigionamento delle apparecchiature necessarie alla realizzazione dell’impianto (principalmente Power Stations, Moduli Fotovoltaici e strutture di supporto dei moduli fotovoltaici).

Le operazioni preliminari di preparazione del sito prevedono la verifica dei confini, il tracciamento della recinzione, i rilievi topografici, le indagini geotecniche e i campionamenti previsti nella relazione “Terre e Rocce” allegata alla presente.

Sulla base del progetto esecutivo, saranno tracciate le posizioni dei singoli pali di sostegno delle strutture che saranno posti in opera attraverso opportune macchine operatrici (Battipalo).

Successivamente all’infissione dei pali potranno essere montate le strutture di supporto (Trackers Mono-assiali), e successivamente si procederà allo scavo del tracciato dei cavidotti e alla realizzazione delle platee di fondazione per la posa delle Cabine Elettriche e delle Power Stations.

Le ulteriori fasi prevedono, a meno di dettagli da definire in fase di progettazione esecutiva, il montaggio dei moduli, il loro collegamento e cablaggio, la posa dei cavidotti interni al parco e la ricopertura dei tracciati, nonché la posa delle Cabine di Raccolta e Misura nonché il montaggio degli impianti ausiliari (Videosorveglianza, Illuminazione Perimetrale e Sistema di allarme).

Successivamente si provvederà alla realizzazione del cavidotto interrato di collegamento tra l'impianto fotovoltaico e la Sottostazione Elettrica d'Utente (S.S.E.) nonché alla realizzazione della linea di collegamento in antenna a 150kV alla Nuova Stazione RTN.

Si prevede di utilizzare aree interne al perimetro per il deposito di materiali e il posizionamento dei baraccamenti di cantiere.

L'accesso al sito avverrà utilizzando la esistente viabilità locale, che non necessita di aggiustamenti o allargamenti e risulta adeguata al transito dei mezzi di cantiere.

A installazione ultimata, il terreno verrà lasciato allo stato naturale. Per le lavorazioni descritte è previsto un ampio ricorso a manodopera locale, sotto la responsabilità ed il Know How di Contraente Principale Bancabile (E.P.C.) e di elevato standing.

Di seguito si riporta una lista sequenziale delle operazioni previste per la realizzazione dell'impianto e la sua messa in produzione:

- Opere preliminari (Preparazione del Cantiere);
- Realizzazione recinzioni perimetrali;
- Predisposizione Fornitura Acqua e Energia;
- Direzione Approntamento Cantiere;
- Delimitazione area di cantiere e segnaletica;
- Realizzazione Viabilità Interna;
- Realizzazione Fondazione per basamenti Prefabbricati e Cabine Elettriche;
- Realizzazione sottofondo per posa Prefabbricati e Cabine Elettriche;
- Posa Pali di Fondazione;
- Montaggio strutture metalliche;
- Montaggio moduli fotovoltaici;
- Scavo Cavidotti BT/MT;
- Posa cavi MT;
- Posa cavi BT in CC/AC;
- Cablaggio stringhe;
- Posa Power Station;
- Cablaggio Moduli, Quadri di Campo, Power Station;
- Posa in Opera Cabine di Raccolta e Misura;
- Cablaggio Linea MT;
- Montaggio e Cablaggio sistema di monitoraggio;
- Montaggio sistema di videosorveglianza, Allarme e Illuminazione Perimetrale;
- Realizzazione del Cavidotto Interrato di Connessione dall'Impianto Fotovoltaico alla Sottostazione Elettrica di Utenza;
- Realizzazione della Sottostazione Elettrica di Utenza;

- Realizzazione del Cavidotto Interrato in AT e del sistema di Connessione dalla SSE alla SE RTN Castronovo 380 – Terna,
- Realizzazione della Stazione Elettrica SE RTN Castronovo 380 – Terna e sistema di connessione alla RTN primaria;
- Collaudi/Commissioning;
- Fine Lavori;
- Connessione in rete;

8 DISMISSIONE E RIPRISTINO

Alla cessazione dell'attività produttiva, si procederà alla rimozione della infrastruttura e di tutte le opere connesse e al ripristino del sito secondo le vocazioni proprie del territorio.

Il piano di dismissione per l'impianto fotovoltaico in esame è caratterizzato essenzialmente dalle seguenti attività lavorative:

- Dismissione dei pannelli fotovoltaici;
- Dismissione dei telai metallici ad inseguimento mono-assiali (strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici);
- Dismissione dei pali di ancoraggio;
- Dismissione dei gruppi di conversione DC/AC (Gruppi Inverter) e delle apparecchiature elettriche/elettroniche;
- Dismissione di cavidotti, canalizzazioni metalliche e/o PVC e di altri materiali elettrici (cavi elettrici);
- Dismissione delle Power Stations e delle annesse platee di fondazione;
- Dismissione della recinzione metallica perimetrale;
- Dismissione degli impianti speciali e dei manufatti prefabbricati.

In fase di dismissione le varie parti dell'impianto saranno separate in base alla composizione chimica in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi, quali alluminio e silicio, presso ditte che si occupano di riciclaggio e produzione di tali elementi; i restanti rifiuti saranno inviati in discariche specifiche e autorizzate.

Nella fase di dismissione dell'impianto, i materiali di base quali l'alluminio, il silicio, o il vetro, potranno essere riciclati e riutilizzati sotto altre fonti.

In particolare, sarà stipulato con opportuna ditta specializzata, in possesso di certificazioni di processo o di prodotto (EMAS o ISO 14000, ad esempio), un contratto di "Recycling Agreement" per il recupero e trattamento di tutti i componenti dei moduli fotovoltaici (vetri, materiali semiconduttori incapsulati, metalli, etc...) ed allo stoccaggio degli stessi in attesa del riciclaggio.

Al termine della fase di dismissione la ditta rilascerà inoltre un certificato attestante l'avvenuto recupero secondo il programma concordato.

Nei sottoparagrafi successivi si entrerà maggiormente nel dettaglio delle dismissioni dei principali componenti dell'impianto.

8.1 Dismissione Moduli Fotovoltaici

In merito alla dismissione dei moduli fotovoltaici, ad oggi in Italia esistono realtà aziendali che si occupano del recupero e riciclaggio dei pannelli fotovoltaici, come il consorzio ECO-PV o COBAT che rientrano tra i Consorzi/Sistemi di raccolta idonei per lo smaltimento dei moduli fotovoltaici a fine vita come riconosciuto dal GSE.

Sono consorzi in possesso di tutti i requisiti previsti dal Decreto Legislativo 49/2014 di attuazione della direttiva 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE), inseriti nell'Elenco dei Sistemi Consorzi, idonei al recupero ed al riciclo dei moduli fotovoltaici a fine vita, accreditati al GSE e al CDCRAEE.

La quantità di "rifiuti" prodotti è ancora minima.

Per la produzione di energia verde e rinnovabile, i moduli esausti devono essere recuperati e riciclati. Questo processo ridurrà al minimo lo spreco e permetterà il riutilizzo di preziose materie prime per la produzione di nuovi moduli.

Si possono immaginare i benefici che l'energia solare ha ottenuto, essendo divenuta una fonte di energia realmente sostenibile, chiudendo il cerchio del ciclo di vita dei pannelli fotovoltaici, costruendone di nuovi, partendo dalle materie prime riciclate da quelli non più utilizzati.

Dal punto di vista dei costi per il recupero dei moduli fotovoltaici, i consorzi sono orientati per un recupero presso un punto di raccolta concordato ed il trattamento dei rifiuti sarà gratuito per gli utenti finali.

Da un punto di vista economico bisogna distinguere i moduli a film sottile da quelli cristallini:

a) i moduli cristallini hanno una quantità di silicio considerevole che può essere riciclato sia nell'industria solare, se il silicio sarà ancora competitivo, oppure nell'industria elettronica.

L'alluminio dei telai viene riciclato nell'industria dell'alluminio come già avviene per questo metallo ed il vetro viene avviato alla rifusione. La plastica costituirà verosimilmente l'unico materiale da smaltire in quanto anche il rame dei cablaggi è già entrato nel circuito delle materie seconde.

b) I moduli a film sottile non possono recuperare il silicio o gli altri metalli che sono presenti in quantità modeste. Soltanto il supporto metallico ed il rame dei cablaggi potranno essere reinseriti nel ciclo produttivo.

Nel nostro caso specifico avendo selezionati dei moduli a silicio mono-cristallino quasi il 100% dei materiali che li compongono potranno essere riciclati.

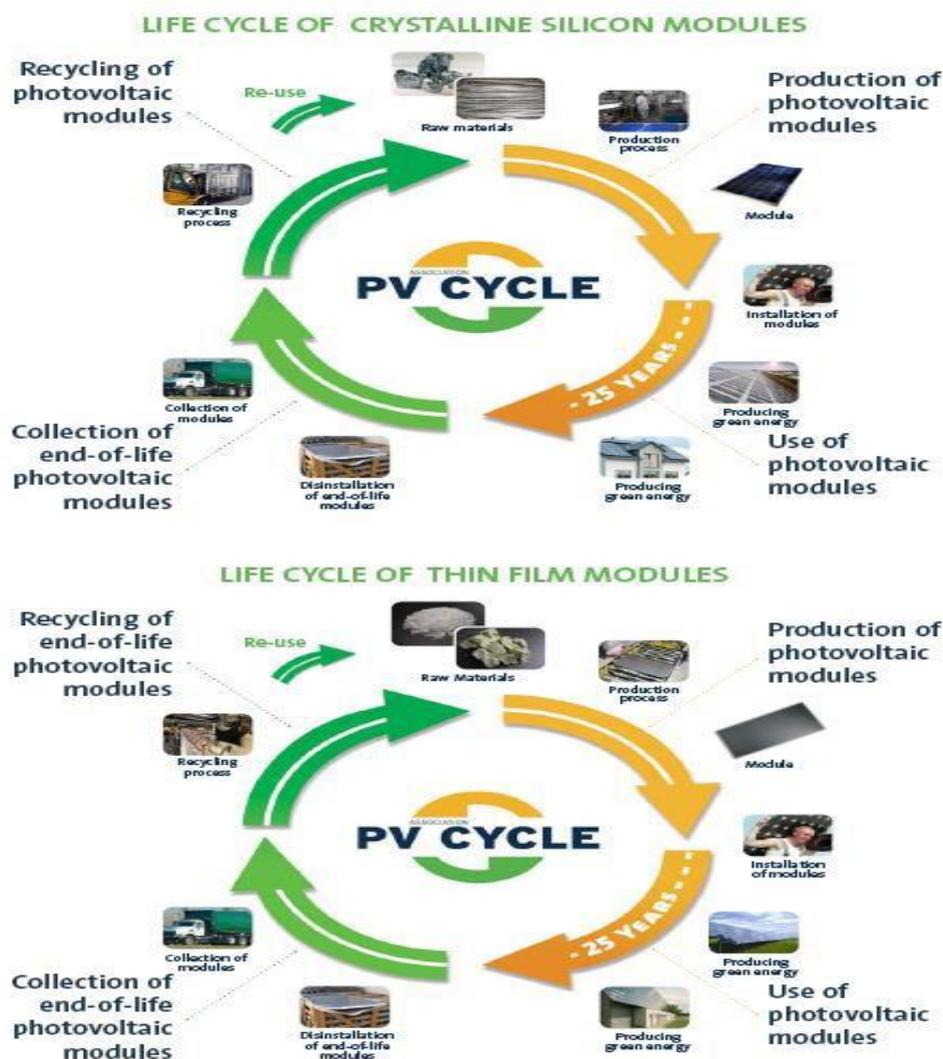


Figura 29. Ciclo vita Moduli a Silicio Cristallino (sopra), a film sottile (sotto)

8.2 Dismissione Strutture Metalliche

Le demolizioni di strutture di carpenteria metallica verranno eseguite con l’ausilio di particolari mezzi e attrezzature come, per esempio, mini-escavatori cingolati/gommati muniti di cesoia idraulica.

Per effettuare le operazioni di demolizione delle strutture metalliche con questi mezzi particolari, verranno impiegati degli addetti al settore qualificati e specializzati, in grado di svolgere le operazioni di demolizione delle strutture di carpenteria metallica con la maggiore attenzione, professionalità e sicurezza possibile.

Verranno utilizzate differenti società specializzate nel settore che si occuperanno principalmente di:

- demolizione di strutture di carpenteria metallica;
- cernita e recupero rottami ferrosi;
- smaltimento rifiuti prodotti dalla demolizione;
- stoccaggio e trasporto di rifiuti recuperabili.

8.3 Dismissione Opere Edili

La rimozione della platea di fondazione, dei pali di illuminazione e della recinzione metallica, verranno eseguite con l’ausilio di escavatori idraulici muniti di frantumatori e martelli pneumatici.

Per effettuare tali operazioni con questi mezzi particolari, verranno impiegati degli addetti al settore qualificati e specializzati, in grado di svolgere le operazioni di rimozione delle strutture con la maggiore attenzione, professionalità e sicurezza possibile.

Questa fase comprende anche il servizio di rimozione dei pali infissi, dell’eventuale frantumazione di risulta e del loro carico e trasporto a discariche o luoghi di smaltimento di materiali autorizzati.

8.4 Dismissione Apparecchiature Elettriche/Elettroniche

In merito alla dismissione delle apparecchiature elettriche/elettroniche, essendo le apparecchiature elettriche dell’impianto fotovoltaico, quali Quadri Elettrici, Gruppi di Conversione DC/AC, Trasformatori, Sistemi di Monitoraggio e Telecontrollo, ecc., classificate secondo il decreto legge 151 del 2005, come “Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche (in sigla RAEE)”, ovvero «apparecchiature che dipendono per un corretto funzionamento da correnti elettriche o da campi elettromagnetici [...] progettate per essere usate con una tensione non superiore a 1.000 volt per la corrente alternata e a 1.500 volt per la corrente continua», si procederà principalmente con la dismissione, il loro carico e trasporto a punti di raccolta autorizzati al recupero, reimpiego o riciclo dei materiali.

8.5 Ripristino Ambientale nel sito

Al termine della vita utile dell’impianto a seguito della dismissione completa dell’impianto, verranno eseguite una serie di azioni finalizzate al ripristino ambientale del sito ovvero il ripristino delle condizioni analoghe allo stato originario.

Per questo motivo non si rende necessario la trasformazione urbanistica dei luoghi perché l’impianto è temporaneo. Per questi tipi di impianti il restauro ambientale risulta poco oneroso dato il limitato impatto che quasi sempre questi interventi esercitano sull’ambiente circostante.

Nel caso specifico, le attività agricole impiantate durante la fase di esercizio dell’impianto potranno essere continuate ed eventualmente estese all’intera area.

Inoltre, la sistemazione finale dell’area non rappresenterà alcun problema, in quanto consisterà essenzialmente nel movimento terra e reinterro dove necessario per ricostituzione topografica nella situazione ante operam.

Non saranno necessarie valutazioni in merito alla stabilità dell’area, né particolari opere di regimazione delle acque superficiali e meteoriche se non un mantenimento della rete di canali scolanti presenti o una ricostituzione ove necessario per il collegamento alla linea principale.

Data la natura dei terreni e la conformazione del paesaggio, l’area occupata dai moduli e da altri componenti e/o manufatti verrà rivegetata per un suo inserimento nel contesto circostante con semina del manto erboso e messa in pristino.

Le specie saranno selezionate tra quelle autoctone. Le aree così sistemate verranno dotate di adeguata visibilità per una loro migliore fruizione e manutenzione.

8.6 Produzione dei Rifiuti

In fase di cantiere i possibili impatti sono legati in parte alla produzione di rifiuti dovuti ai materiali di disimballaggio dei componenti dell’impianto, e dai materiali di risulta provenienti dal movimento terra, o dagli eventuali espletamenti, o dagli scavi a sezione obbligata per la posa dei cavidotti.

I rifiuti generati, saranno opportunamente separati a seconda della classe, come previsto dal D.Lgs. n. 152 del 03/04/06 e debitamente riciclati o inviati a impianti di smaltimento autorizzati.

In particolare, le terre di scavo saranno prevalentemente riutilizzate in cantiere come reinterri e le eventuali eccedenze inviate in discarica; il legno degli imballaggi (cartoneria, pallets e bobine dei cavi elettrici) ed i materiali plastici (cellophane, reggette e sacchi) saranno raccolti e destinati, ove

possibile, a raccolta differenziata, ovvero potranno essere ceduti a ditte fornitrici o smaltiti in discarica.

Per ulteriori approfondimenti in materia, si rimanda all’ apposito “*PIANO DI DISMISSIONE*” e alla Relazione “*TERRE E ROCCE*” con l’allegato computo metrico, relativamente ai costi.

9 RISPARMIO ENERGIA TEP (TONNELLATE EQUIVALENTI DI PETROLIO)

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall’utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell’energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]. Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio necessarie per la realizzazione di 1MWh di energia) risparmiate con l’adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Dai dati ottenuti utilizzando noti software di simulazione, la produzione nel primo anno di esercizio è stimata in 91,83 milioni di kWh, pertanto, considerando una perdita di efficienza annuale pari al 1%, e una vita utile dell’impianto di circa 35 anni, si può ottenere una produzione di energia pari a circa 3,18 miliardi di kWh.

La suddetta produzione di energia da fonte rinnovabile eviterà, considerando un fattore di conversione dell’energia elettrica in energia primaria pari a 0,22 TEP/MWh, il consumo per il primo anno di 20.203,55 T.E.P., che, per la vita media dell’impianto fissata di 35 anni corrisponderà a 700.255 T.E.P. risparmiate.

9.1 Altre Emissioni evitate in atmosfera

L’impianto fotovoltaico, oltre ad evitare il consumo di combustibili fossili, consentirà anche la riduzione di emissioni in atmosfera di sostanze che hanno effetto inquinante e che contribuiscono all’effetto serra, quali CO₂, SO₂, NO_x e Polveri.

Emissioni evitate in atmosfera di	CO₂	SO₂	NO_x	Polveri
Emissioni specifiche evitate in atmosfera [g/kWh]	0,531	0,93	0,58	0,029

Emissioni evitate nel primo anno [kg]	48.764,03	85.405,92	53.263,91	2.663,20
Emissioni evitate in 35 anni [kg]	1.690.161,18	2.960.169,30	1.846.127,09	92.306,35

Tabella 10. Emissioni inquinanti evitate

10 REGIME AUTORIZZATIVO PER GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

La Direttiva europea 2009/28/CE, al fine di favorire lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, ha richiesto agli Stati Membri di far sì che le procedure autorizzative siano proporzionate e necessarie, nonché semplificate e accelerate al livello amministrativo adeguato. L’approvazione delle Linee Guida nazionali per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e del Decreto Legislativo 28/2011 di recepimento della Direttiva europea 28, nel rispondere a tale intento, ha ridefinito l’intero quadro delle autorizzazioni per gli impianti a fonti rinnovabili in Italia.

Le Linee Guida approvate con il D.M. 10 settembre 2010, pur nel rispetto delle autonomie e delle competenze delle amministrazioni locali, sono state emanate allo scopo di armonizzare gli iter procedurali regionali per l’autorizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili (FER).

Il Decreto Legislativo 28 del 3 marzo 2011 ha introdotto misure di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi per la realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili, sia per la produzione di energia elettrica che per la produzione di energia termica.

Esclusi gli impianti cosiddetti domestici, di piccole dimensioni o per i quali non occorre alcuna autorizzazione, l’iter procedurale previsto dalla normativa vigente per la realizzazione di impianti a terra su terreni agricoli e alimentati a fonte solare è il seguente:

DILA (Dichiarazione Inizio Lavori) per impianti di potenza fino a 1 MW siti in “Aree idonee” ;

P.A.S. (Procedura Autorizzatoria Semplificata) ai sensi dell’art. 6 DLgs n. 28/2011 per impianti fotovoltaici di potenza inferiore da 1 MW a 10 MW, laddove siano allocati su “Aree idonee”, ai sensi dell’art. 20 DLgs. 199/2021.

Autorizzazione Unica (AU) - è il provvedimento introdotto dall’articolo 12 del D.Lgs. 387/2003 per l’autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER, di potenza superiore a determinate soglie di potenza: 1 MW (se gli Impianti non solo su Aree idonee), 10 MW (20MW per gli agro-fotovoltaici) se sono siti su Aree Idonee.

L'AU, rilasciata al termine di un procedimento unico svolto nell'ambito della Conferenza dei Servizi alla quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, costituisce titolo a costruire e a esercire l'impianto e, ove necessario, diventa variante allo strumento urbanistico.

Il procedimento unico ha durata massima pari a 90 giorni al netto dei tempi previsti per la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), laddove necessaria.

La competenza per il rilascio dell'Autorizzazione Unica è in capo alla Regione, mentre per quelli con potenza superiore a 10 MW, a partire dal 31 luglio 2021, è in capo al Ministero della Transizione ecologica con il concerto del Ministero della Cultura. Tale normativa è recentemente nata a seguito del D.L. n. 77 del 2021 (noto come il Decreto Semplificazioni). Il Dl. N. 95/2021 ha inoltre istituito una apposita Commissione Tecnica PNIEC/PNRR, che si dovrà occupare degli Impianti che, come nel presente Progetto, hanno determinate caratteristiche (l'investimento supera € 5.000.000,00, è prevista una ricaduta occupazionale di oltre 15 unità lavorative, ecc.). Da segnalare sin d'ora che la L. 108/2021 (nota come Semplificazioni bis) ha annoverato anche gli impianti agro-fotovoltaici tra quelli che, analogamente a quelli in aree industriali o su cave/discariche dismesse, possono accedere alle tariffe incentivanti (cfr.infra).

10.1 Regione Sicilia

Il PEARS (Piano Energetico Ambientale Regione Sicilia), approvato con la DGR n.1 del 3 febbraio 2009, è stato di recente (febbraio 2022) aggiornato e modificato (PEARS 2030).

Il DPRS (Decreto Presidenziale Regione Sicilia) n. 48 del 18 luglio 2012 ha recepito le linee guida (DM 10.9.2010 nonché il DLgs n. 28/2011, disciplinando in Sicilia i procedimenti autorizzativi degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Per impianti superiori ad 1 MW (o superiori a 10 MW se si è in presenza di Aree idonee ex art. 20 Dlgs 199/2021) occorre anche sottoporre l'Impianto o alla procedura di “Verifica di Assoggettabilità” (VA), ex art.19 del Dlgs n. 152/2006 (T.U.A.- Testo Unico Ambiente) o alle procedure di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), ai sensi degli art. 23 e segg. del T.U.A. (D,lgs. N.152/2006).

Referente, per la VIA, ai sensi art. 23 e per la VA, ai sensi art. 19, è la Regione.

La normativa di settore regionale, ad integrazione e parziale deroga del PEARS del 2009, trova quindi la sua massima espressione nel Decreto Presidenziale n. 48 del 18 luglio 2012 “Regolamento recante norme di attuazione dell'art. 105, comma 5 della LR 12 maggio 2010 n. 11”, ed in altre Circolari (DA) di cui infra meglio indicati, mentre il PEARS 2030 funge da massima espressione di indirizzo strategico per il raggiungimento degli obiettivi energetici in Sicilia.

Con tale DPRS n. 48, la Regione ha definito la disciplina per il procedimento autorizzativo ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003, prevedendo, in particolare, per gli impianti fotovoltaici di potenza superiore ad 1 MW, come quello in esame, l'obbligo di presentazione dell'istanza di Autorizzazione Unica.

Tale Decreto costituisce inoltre l'atto di recepimento, per il territorio regionale, di quanto disposto da sopra citato DM 10 settembre 2010 recante “Linee guida per il procedimento di cui all'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida per gli impianti stessi.”

Il DM 10 settembre 2010, oltre ad individuare i contenuti minimi dell'istanza di Autorizzazione Unica, applicabile al caso in esame, fornisce dei criteri generali per l'inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio. In particolare, fornisce, al punto 16 delle Linee Guida, dei requisiti generali la cui sussistenza costituisce elemento per la valutazione positiva del progetto.

Il DM 10.09.2010 emanato dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, pubblicato sulla G.U. n. 219 del 18.09.2010 in vigore dal 02.10.2010, ha approvato le “Linee guida per il procedimento di cui all'art. 12 del D.lgs. 29.12.2003 n. 387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi”.

Quindi l'impianto per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, oggetto dell'analisi del presente studio, è regolamentato dal D. Lgs.29 dicembre 2003, n.387 che è anche “*Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*”.

Il decreto sopracitato rappresenta la normativa di riferimento nel settore delle energie rinnovabili, recependo la normativa comunitaria, persegue il duplice obiettivo dell'ordinamento, di semplificare e snellire il procedimento amministrativo e consentire una valutazione ottimale dell'impatto ambientale.

L'autorizzazione è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione; il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire.

Nello spirito di iniziativa di pubblica utilità il D.Lgs.387, all'Art.12 comma 7 liberalizza la realizzazione di impianti da fonti rinnovabili anche per aree agricole in deroga ai piani urbanistici, fatto salvo che l'ubicazione tenga conto delle vigenti norme del settore agricolo e “*con particolare*

riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agro alimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale di cui...”.

A tal fine i pareri e gli atti di assenso raccolti dagli Enti preposti, incluso il Comune dell’area, concorrono al completamento del procedimento unico e consentono il rilascio dell’autorizzazione alla costruzione ed esercizio.

Di recente, la Regione Sicilia, che è notoriamente una Regione a Statuto Speciale, ha ridefinito le competenze e l’iter procedurale per il rilascio del cosiddetto Provvedimento autorizzatorio unico ambientale (PAUR), ex art. 27 bis T.U.A..

Come già accennato, a partire dal 31 luglio 2021 gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 10 MW sono di competenza statale. Pertanto il presente Progetto va esaminato dalla Commissione Tecnica PNIEC/PNRR (cfr. infra).

- **Impianti fotovoltaici di potenza superiore a 10 MW – Competenza Statale.**

Il 1° giugno 2021 è stato pubblicato il Decreto-Legge, 31 maggio 2021, n. 77 (anche noto come “Decreto Semplificazioni”, il “**Decreto**”) recante “*Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure*”, il cui fine, come si legge all’art. 1, rubricato “*Principi, finalità e definizioni*”, è definire il quadro normativo nazionale finalizzato a semplificare e agevolare la realizzazione dei traguardi e degli obiettivi stabiliti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (“**PNRR**”), dal Piano nazionale per gli investimenti complementari nonché dal Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima 2030 (“**PNIEC**”).

Al fine di individuare le opere di cui al PNIEC, è stato inserito nella Parte Seconda del Decreto Legislativo, 3 aprile 2006, n. 152 (il “**Testo Unico Ambiente**”), il nuovo Allegato I-bis recante l’elenco delle opere, impianti e infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dal PNIEC; tra queste rientrano, ai fini di nostro rilievo:

- nuovi impianti per la produzione di energia e vettori energetici da fonti rinnovabili, residui e rifiuti, nonché ammodernamento, integrali ricostruzioni, riconversione e incremento della capacità esistente relativamente a:

-generazione di energia elettrica: impianti idroelettrici, geotermici, eolici e fotovoltaici, solari a concentrazione, produzione di energia dal mare e produzione di bioenergia da biomasse solide, bioliquidi, biogas, residui e rifiuti;

-generazione di energia geotermica: impianti geotermici, solare termico e a concentrazione, produzione di energia da biomasse solide, bioliquidi, biogas, biometano, residui e rifiuti;

produzione di carburanti sostenibili;

- infrastrutture e impianti per la produzione, il trasporto e lo stoccaggio di idrogeno;
- interventi di efficienza energetica (riqualificazione energetica, impianti CAR, impianti di recupero di calore di scarto);
- interventi di sviluppo sulla RTN e riqualificazione delle reti di distribuzione.

Tali opere, assieme a tutte le infrastrutture necessarie per raggiungere gli obiettivi della transizione energetica, ai sensi del nuovo articolo 7-bis, Testo Unico Ambiente, **sono definite di pubblica utilità, necessità ed urgenza.**

Nell’ottica di accelerare e semplificare la realizzazione degli interventi sopra citati, il Decreto ha altresì introdotto importanti novità con particolare riguardo alle previsioni normative e regolatorie relative alle seguenti aree tematiche:

- procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (“VIA”), Verifica di Assoggettabilità (“Screening”) e disposizioni in materia paesaggistica;
- repowering degli impianti esistenti e modifiche sostanziali;
- aree agricole e incentivi;

- aree contermini;
- modifiche al procedimento amministrativo;
- titoli autorizzativi – Procedura Abilitativa Semplificata (“PAS”), Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale (“PAUR”) e Autorizzazione Unica (A.U.), unitamente al Decreto di VIA Statale, e/o PUA (Provvedimento Unico Ambientale).

Procedura di VIA

Istituzione di una Commissione Tecnica VIA per i progetti PNRR-PNIEC

Attraverso la modifica dell’art. 8 del Testo Unico Ambiente è istituita la Commissione Tecnica PNRR-PNIEC, posta alle dipendenze funzionali del Ministero della transizione ecologica (“MiTE”) (oggi Ministero Ambiente e Sicurezza Energetica- MASE) per lo svolgimento delle procedure VIA di competenza statale che riguardano i progetti ricompresi nel PNRR e di quelli finanziati a valere

sul fondo complementare nonché dei progetti attuativi del PNIEC, individuati nell’Allegato I-bis del Testo Unico Ambiente.

Con Decreto-Legge 23 giugno 2021, n. 92 (il “**DL 92/2021**”), è stato previsto che la Commissione Tecnica PNRR-PNIEC esaminerà le istanze di VIA presentate a decorrere dal 31 luglio 2021.

Per i progetti di competenza statale di attuazione del PNRR e PNIEC:

- la nuova Commissione Tecnica VIA si esprime entro il termine di 30 giorni dalla conclusione della fase di consultazione e comunque entro il termine di 130 giorni dalla data di pubblicazione della documentazione inerente al progetto, predisponendo lo schema di provvedimento di VIA;
- nei successivi 30 giorni, il direttore generale del MiTE (oggi MASE) adotta il provvedimento di VIA, previa acquisizione del parere del competente direttore generale del MIBACT entro il termine di 20 giorni. Nei casi in cui i termini per la conclusione del procedimento non siano rispettati è automaticamente rimborsato al proponente il 50% dei diritti di istruttoria;
- in caso di inerzia nella conclusione del procedimento da parte della Commissione Tecnica VIA, il titolare del potere sostitutivo, nominato ai sensi dell’articolo 2 della Legge, 7 agosto 1990, n. 241, acquisito, il parere dell’ISPRA entro il termine di 30 giorni, provvede al rilascio del provvedimento entro i successivi 30 giorni.
- In caso di inerzia nella conclusione del procedimento da parte del direttore generale del MiTE (oggi MASE) nonché del direttore generale competente del MIBACT, il titolare del potere sostitutivo provvede al rilascio del provvedimento entro i successivi 30 giorni.

disposizioni in materia paesaggistica

Al fine precipuo di permettere un’effettiva accelerazione e attuazione degli interventi previsti dal PNRR, il Decreto istituisce una **Soprintendenza speciale presso il MIBACT**, avente la funzione di tutela dei beni culturali e paesaggistici nei casi in cui tali beni siano interessati da interventi previsti nel PNRR sottoposti a VIA statale oppure rientrino nella competenza territoriale di almeno due uffici periferici del Ministero.

Per la Regione Sicilia, lo Statuto (Speciale) riserva alla competenza esclusiva regionale le competenze in materia di paesaggio e di conservazione delle antichità e delle opere artistiche (art. 14, lett. n).

A sua volta, l’art. 1 del D.P.R. n. 637 del 1975, recante le norme di attuazione dello statuto della Regione siciliana in materia di tutela del paesaggio e di antichità e belle arti, stabilisce che “l’amministrazione regionale esercita nel territorio delle regione tutte le attribuzioni delle amministrazioni centrali e periferiche dello Stato in materia di antichità, opere artistiche e musei, nonché di tutela del Paesaggio”.

Alla luce del quadro normativo di riferimento, si deve pertanto ritenere che nell’ambito del Provvedimento di VIA statale, le competenze attribuite al Ministero della Cultura siano esercitate dalle Soprintendenze locali (cfr. anche CGARS, sent. 648/2022).

Tra gli atti che concorrono al procedimento unico, sono inclusi anche gli adempimenti per la realizzazione delle opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, ivi inclusi gli interventi, anche consistenti in demolizione di manufatti o in interventi di ripristino ambientale, eventualmente occorrenti per la riqualificazione delle aree di insediamento.

Gli atti a corredo del presente progetto sono stati quindi elaborati nell’ambito di applicabilità del Procedimento Unico ex art. 12 D.Lgs. 387/2003, con le modalità definite dalla Legge 7/08/1990 n° 241 e in osservanza della normativa ambientale vigente.

11 OBIETTIVI STRATEGICI NAZIONALI E INTERNAZIONALI

Il Presente progetto è idoneo a contribuire al soddisfacimento delle esigenze di “Energia Verde” e allo “Sviluppo Sostenibile” tramite la riduzione delle emissioni di inquinanti e gas serra, invocate in primis dal Protocollo di Kyoto (entrato in vigore nel 2005) e che ha imposto l’obbligo di riduzione delle emissioni ai Paesi più sviluppati, dalla Conferenza sul clima e l’ambiente di Copenaghen (2009) alle più recenti Conferenze ONU (CoP21 del 2015 – Parigi, Co P25 del 2019 – Madrid).

Alla conferenza sul clima di Parigi (COP21) del dicembre 2015, ben 195 Paesi hanno adottato il primo accordo universale e giuridicamente vincolante sul clima mondiale.

L’accordo definisce un piano d’azione globale, inteso a rimettere il mondo sulla buona strada per evitare cambiamenti climatici pericolosi limitando il riscaldamento globale.

I leader dell'UE hanno approvato l'obiettivo di realizzare un'UE a impatto climatico zero entro il 2050, in linea con gli obiettivi dell'accordo di Parigi.

Hanno sottolineato che la transizione verso la neutralità climatica offrirà opportunità significative per la crescita economica, i mercati, l'occupazione e lo sviluppo tecnologico.

A livello europeo, l'Italia è certamente tra i Paesi più impegnati sul clima.

In tale contesto strategico, si inquadrano anche la SEN 2017 e il PNIEC 2020.

11.1 SEN 2017

La SEN 2017– Strategia Energetica Nazionale – è stata adottata con Decreto Interministeriale del 10 novembre 2017 emesso dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Mare. Si tratta di un piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico nazionale.

La SEN definisce gli scenari di policy sino al 2030 e fissa obiettivi ambiziosi e complessi di sviluppo per il settore delle fonti rinnovabili termiche e nei trasporti, di riduzione delle emissioni e dei consumi per i settori Residenziale, Terziario, Industriale e dei Trasporti, delineando specifiche linee di azione e promuovendo la resilienza del sistema verso eventi meteo estremi ed emergenze. Sono previsti investimenti pari a € 175 miliardi entro il 2030 (30 miliardi per reti e infrastrutture gas e elettrico, **€35 miliardi per le fonti rinnovabili**, 110 miliardi per l’efficienza energetica).

La SEN considera prioritaria la de-carbonizzazione del sistema energetico italiano, con particolare attenzione all’incremento dell’energia prodotta da FER, Fonti Energetiche Rinnovabili.

Da quanto su richiamato è evidente che il Progetto “Sclafani” è compatibile con gli obiettivi della SEN, in quanto la realizzazione dell’impianto fotovoltaico contribuirà certamente al raggiungimento dell’obiettivo di impiego percentuale delle fonti rinnovabili elettriche al 55% entro il 2030.

11.2 PNIEC 2020

Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), approvato dal M.I.S.E. il 17 gennaio 2020, prevede che il parco di produzione di energia elettrica debba subire una trasformazione consistente in una eliminazione graduale fino al 2025 della generazione a carbone e in una promozione delle fonti da energie rinnovabili (eolico e fotovoltaico) fino a ricoprire il 55% circa dell’energia consumata;

Il MISE ha pubblicato in data 21 gennaio 2020 il testo definitivo del PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l’Energia ed il Clima), strumento fondamentale che segna l’inizio di un importante cambiamento nella politica energetica ed ambientale del nostro Paese verso la de-carbonizzazione.

Il Piano si struttura in 5 linee d’intervento che si svilupperanno in maniera integrata dalla de-carbonizzazione all’efficienza e sicurezza energetica, passando attraverso lo sviluppo del mercato interno dell’energia, della ricerca, dell’innovazione e della competitività.

Gli obiettivi chiave proposti da raggiungere entro il 2030 sono:

- una diminuzione delle emissioni di gas serra del 40% (rispetto al 1990)
- l'aumento al 32% della quota di energia fornita dalle fonti rinnovabili sul totale
- il miglioramento dell'efficienza energetica del 32,5%.

Inoltre, a livello europeo, è stato fissato, entro il 2040, l'obiettivo di ridurre dell'80% le emissioni nell'atmosfera ed entro il 2050 soddisfare l'intero fabbisogno energetico esclusivamente mediante le energie da fonti rinnovabili.

La commissione Energia Europea ha individuato tre grandi sfide del futuro comunitario:

- la sicurezza degli approvvigionamenti energetici,
- la competitività dei prodotti e dei servizi sui mercati internazionali,
- la sostenibilità ambientale delle scelte energetiche.

Le azioni della Comunità Europea tendono pertanto ad una maggiore efficacia dei mercati dell'energia, ad una politica ambiziosa a favore delle fonti rinnovabili (FER), al risparmio energetico, alla cooperazione internazionale ed alla diversificazione della produzione dell'energia.

Gli obiettivi, nazionali ed europei, citati, impongono anche a livello regionale un'attenta pianificazione delle fonti rinnovabili per traghettare l'intero paese verso la totale de-carbonizzazione.

Gli obiettivi sono alquanto ambiziosi, ma possibili, sia tecnicamente che economicamente ed in grado di portare notevoli benefici al nostro Paese; basti pensare che con una copertura energetica, per nazione, del 35% da fonti rinnovabili sul totale fabbisogno, si salverebbero, in Europa, milioni di vite umane, grazie alla riduzione dell'inquinamento atmosferico e che si otterrebbero circa 2 milioni di nuovi posti di lavoro, con un notevole risparmio delle perdite di energia, quantificabile in qualche centinaio di GWh /anno e con un conseguente notevole risparmio energetico.

Altri indicatori sociali ed ambientali, in ambito territoriale, hanno permesso di valutare gli effetti positivi della pianificazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel pieno rispetto degli obiettivi della salvaguardia e della tutela della qualità dell'ambiente e della protezione della salute delle persone.

Per raggiungere obiettivi ambiziosi saranno fondamentali Ricerca & Sviluppo e l'uscita definitiva dalle fonti energetiche fossili; a tale scopo, per raggiungere gli obiettivi di auto-sufficienza energetica,

è necessario promuovere un ruolo attivo di tutti gli attori, soprattutto delle aziende dei produttori di energia elettrica, incentivando tutte le forme di autoproduzione delle fonti energetiche rinnovabili.

Anche in tale contesto risulta evidente che il Progetto di cui al presente studio darà significativi contributi per il raggiungimento degli obiettivi sopra descritti.

Anche il PEARS attualmente vigente in Sicilia assegna agli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili un ruolo cruciale per il raggiungimento degli obiettivi di autonomia energetica della Sicilia e di de-carbonizzazione della produzione, prevedendo di aumentare la produzione da fonti rinnovabili mediante sostituzione degli impianti esistenti con nuovi a maggiore efficienza e produzione, nonché la realizzazione di nuovi parchi fotovoltaici.

L'unica avvertenza è di non utilizzare terreni agricoli di “pregio”. Sino ad oggi la Regione Sicilia non ha individuato le cosiddette “Aree non idonee”, cioè le aree in cui non possono realizzarsi Impianti fotovoltaici.

Peraltro, con riferimento agli impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, lo stesso DM 10.09.2010 stabilisce che **le Regioni**, con le modalità di cui al Decreto stesso, **possono procedere ad indicare come aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti le aree particolarmente sensibili e/o vulnerabili alle trasformazioni territoriali o del paesaggio.**

Ed anche il PEARS 2030, recentemente entrato in vigore (2022), ha confermato la necessità di un'individuazione delle “Aree non idonee”. **Nelle more dell'individuazione di tali Aree, interviene l'art. 20 comma 8 del Dlgs 199/2021 e s.m.i. che individua le Aree idonee (cosiddette Aree idonee ex lege), fermo restando che le altre Aree, non incluse in tali “Aree idonee”, non per questo potranno essere dichiarate come “Aree non idonee” (art. 20, comma 7 Dlgs 199/2021), spettando alle Regioni la competenza esclusiva di individuarle e mapparle con apposita cartografia. La Regione Sicilia, come detto non ha ancora individuato tali aree per la realizzazione degli Impianti fotovoltaici (la mappatura è invece esistente per gli Impianti eolici).**

11.3 PNNR (Piano Nazionale Ripresa e Resilienza)

Un'ulteriore conferma della necessità di adottare misure urgenti per il raggiungimento degli obiettivi strategici viene dal **PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza)** approvato il 13 Luglio 2021 con Decisione di esecuzione del Consiglio, previa valutazione positiva fornita dalla Commissione Europea.

Le norme vigenti prevedono procedure di durata troppo lunga e ostacolano la realizzazione di

infrastrutture e di altri interventi sul territorio.

Questa disfunzione spesso si somma alla complicazione normativa e procedurale in materia di contratti di appalto pubblico.

La V.I.A. e le valutazioni ambientali sono indispensabili sia per la realizzazione delle opere pubbliche, che per gli investimenti privati, a partire dagli impianti per le energie rinnovabili.

Da un'analisi della durata media delle procedure relative ai progetti di competenza del MIMS elaborate in base ai dati degli anni 2019, 2020 e 2021, si riscontrano tempi medi per la conclusione dei procedimenti di VIA di oltre due anni, con punte di quasi sei anni.

Considerando l'attuale tasso di rilascio dei titoli autorizzativi per la costruzione ed esercizio di impianti rinnovabili, sarebbero necessari 24 anni per raggiungere i target Paese con riferimento alla produzione di energia da fonte eolica e **ben 100 anni per il raggiungimento dei target di fotovoltaico.**

Di per sé esplicativo l'ultimo studio effettuato dall'Istituto Politecnico di Milano, secondo cui *"Il ritmo con cui l'Italia sta installando nuovi impianti con energia rinnovabile è decisamente troppo lento rispetto a quanto servirebbe per raggiungere gli obiettivi fissati per il 2030 (125-150 GW). Questo il bilancio contenuto nel Rapporto sulle energie rinnovabili 2023 (Rer) realizzato dall'Energy & Strategy della School of Management del Politecnico di Milano.*

Nel dettaglio i poco più di 3 GW aggiunti nel 2022 (eolico e fotovoltaico), benché rappresentino una crescita del 125% sul 2021 sono appena un terzo dei circa 10 GW che dovremmo aggiungere annualmente per tenere il passo della Germania, Spagna e Francia (la quale però nel mix aggiunge l'energia nucleare). E nel frattempo l'elettrificazione dei consumi corre, cosa che porterà al raddoppio del fabbisogno elettrico entro il 2050.

"Eppure le ragioni economiche, sociali e ambientali per puntare sulle rinnovabili ci sono: il raggiungimento dei target 2030 comporterebbe investimenti per le nuove installazioni tra i 43 e i 68 miliardi di euro (dipende se si considerano gli obiettivi "minimi" del Pte, il Piano per la transizione energetica, pari a 63 GW di nuove installazioni, oppure quelli più ambiziosi di Elettricità Futura, in linea con il RepowerEu definito dalla Commissione europea, pari a 82 GW), suddivisi tra 34-42 miliardi per il fotovoltaico e 14-21 per l'eolico, e genererebbe tra i 310.000 e i 410.000 nuovi posti di lavoro".

Il 2030 è ormai prossimo e senza un'accelerazione ci troveremo con una copertura del fabbisogno elettrico da rinnovabili di solo il 34%, contro il 65% richiesto dal Fit-for-55 e i target ancora più alti di RepowerEu, che arrivano all'84% sulla generazione elettrica nazionale.

Misure urgenti: Pertanto, si prevede di sottoporre le opere previste dal PNRR ad una speciale VIA statale che assicuri una velocizzazione dei tempi di conclusione del procedimento, demandando a

un'apposita Commissione lo svolgimento delle valutazioni in questione attraverso modalità accelerate, come già previsto per il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC 2030).

Tra le 6 Missioni (con i relativi stanziamenti economici) approvate, la seconda, detta “Rivoluzione Verde e Transizione ecologica” è quella che più interessa ai nostri fini.

Il PNRR sottolinea come il Piano ridurrà sensibilmente il divario tra il Mezzogiorno ed il resto del Paese. La quota del Mezzogiorno sul PIL nazionale salirebbe dal 22% del 2019 al 23,4% nel 2026.

La modernizzazione delle infrastrutture, gli investimenti nelle rinnovabili, il potenziamento dell'istruzione e della formazione sono tutti fattori che, anche attraverso l'impulso all'accumulazione di capitale nel settore privato, continueranno a sospingere la crescita del PIL del Mezzogiorno anche su arco di tempo più lungo.

11.4 SVILUPPO DELL'AGRO-FOTOVOLTAICO

Il settore agricolo è responsabile del 10% delle emissioni di gas serra in Europa. Con questa iniziativa le tematiche di produzione agricola sostenibile e produzione energetica da fonti rinnovabili vengono affrontate in maniera coordinata con l'obiettivo di diffondere impianti Agrovoltaiici di medie e grandi dimensioni.

La misura di investimento nello specifico prevede:

- i) l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte;
- ii) il monitoraggio delle realizzazioni e della loro efficacia, con la raccolta dei dati sia sugli impianti fotovoltaici sia su produzione e attività agricola sottostante, al fine di valutare il microclima, il risparmio idrico, il recupero della fertilità del suolo, la resilienza ai cambiamenti climatici e la produttività agricola per i diversi tipi di colture.

L'investimento si pone il fine di rendere più competitivo il settore agricolo, riducendo i costi di approvvigionamento energetico (ad oggi stimati pari a oltre il 20% dei costi variabili delle aziende e con punte ancora più elevate per alcuni settori, e migliorando al contempo le prestazioni climatiche e ambientali).

L'obiettivo dell'investimento è installare a regime una capacità produttiva da impianti agro-fotovoltaici di 1,04 GW, che produrrebbe circa 1.300 GWh annui, con riduzione delle emissioni di

gas serra stimabile in circa 0,8 milioni di tonnellate di CO₂.

Un'altra norma che consente di incentivare gli Impianti Agro-fotovoltaici è entrata in vigore nel luglio 2021.

Si tratta dell'articolo 65 della L. 27/2012. Questo articolo, prima dell'entrata in vigore del nuovo DL semplificazioni bis, (L.108/2021) così recitava:

“1. Agli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole, non è consentito l'accesso agli incentivi statali di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.”

1-bis. Il comma 1 non si applica agli impianti solari fotovoltaici da realizzare su aree dichiarate come siti di interesse nazionale purché siano stati autorizzati ai sensi dell'articolo 4, comma 2, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e in ogni caso l'accesso agli incentivi per tali impianti non necessita di ulteriori attestazioni e dichiarazioni. (comma introdotto dall'art. 56, comma 8-bis, legge n. 120 del 2020)

1-ter. Il comma 1 non si applica altresì agli impianti solari fotovoltaici da realizzare su discariche e lotti di discarica chiusi e ripristinati, cave o lotti di cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento per le quali l'autorità competente al rilascio dell'autorizzazione abbia attestato l'avvenuto completamento delle attività di recupero e ripristino ambientale previste nel titolo autorizzatorio nel rispetto delle norme regionali vigenti, autorizzati ai sensi dell'articolo 4, comma 2, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e in ogni caso l'accesso agli incentivi per tali impianti non necessita di ulteriori attestazioni e dichiarazioni. (comma introdotto dall'art. 56, comma 8-bis, legge n. 120 del 2020)

Ora, con l'art. 31 co. 5 della legge n.108 del 2021, l'art. 65 L.27/2012 è stato ulteriormente integrato dai seguenti commi:

“1-quater. Il comma 1 non si applica agli impianti agro-fotovoltaici che adottino 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 consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione. (comma introdotto dall'art. 31, comma 5, legge n. 108 del 2021).

1-quinquies. L'accesso agli incentivi per gli impianti di cui al comma 1-quater è inoltre subordinato alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano 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.

1-sexies. Qualora dall'attività di verifica e controllo risulti la violazione delle condizioni di cui al comma 1-quater, cessano i benefici fruiti. (comma introdotto dall'art. 31, comma 5, legge n. 108 del 2021)”

In altri termini, se in un primo tempo l'orientamento generale prevalente - sia a livello statale che a livello regionale e locale - era quello di privilegiare l'energia rinnovabile sui siti industriali, o sulle cave dismesse (pur non vietando espressamente la realizzazione di impianti sul suolo agricolo in gridparity), oggi ci si sta rendendo sempre più conto che gli obiettivi del PNIEC sino al 2030 rischiano di non potere mai essere raggiunti senza una consistente quota di nuova potenza fotovoltaica costruita su terreni agricoli.

Tale ultimo orientamento trova conferma nelle recentissime le “*Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici*”, elaborate dal Gruppo di lavoro coordinato dal Ministero a cui hanno partecipato CREA, ENEA, GSE e RSE.

Tali Linee Guida, elaborate nel mese di Giugno 2022, hanno l'obiettivo di chiarire e individuare le caratteristiche minime che un impianto fotovoltaico dovrebbe possedere per potersi qualificare e definire “Agrivoltaico”.

Più in particolare, vengono enucleati i requisiti di seguito richiamati.

A) La progettazione e la realizzazione dell'impianto devono consentire e garantire l'integrazione sinergica tra l'attività agricola e la produzione di energia, valorizzandone il relativo potenziale produttivo.

Al fine del raggiungimento del detto risultato, dovranno essere valutati i seguenti parametri:

A1) Una superficie minima, pari ad almeno il 70% del terreno oggetto d'intervento, dovrebbe essere destinata allo svolgimento di attività agricola (c.d. *superficie minima coltivata*);

A2) La superficie complessiva coperta dai moduli fotovoltaici (c.d. LAOR) non dovrebbe essere superiore al 40% della superficie totale occupata dal sistema Agrivoltaico.

Il Progetto “Sclafani” soddisfa appieno i precedenti parametri, essendo stata destinata all'esercizio di attività agricola una *superficie minima coltivata* pari al 77% circa del terreno oggetto d'intervento e presentando un LAOR massimo del 28%.

B) Nel corso della vita tecnica utile dell'impianto deve essere assicurata la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli, garantendo la reale integrazione tra le attività in oggetto.

Tale requisito dovrà essere verificato tenendo conto, da un lato, della continuità dell'attività agricola sul terreno oggetto dell'intervento, considerate, in particolare, l'esistenza e la resa della coltivazione nonché il mantenimento dell'indirizzo produttivo, e, dall'altro, della producibilità elettrica

dell'impianto agrivoltaico, confrontandola con quella di un impianto fotovoltaico standard e che non dovrà essere inferiore al 60% di quest'ultima.

Il Progetto “Sclafani” si allinea anche a questo requisito.

C) L'impianto Agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative riguardo la configurazione spaziale e l'altezza minima dei moduli, allo scopo di ottimizzarne le prestazioni sia in termini energetici che agricoli.

Vengono esemplificate le seguenti ipotesi.

TIPO 1) Il sistema Agrivoltaico è progettato in modo da consentire l'esercizio e la continuità dell'attività agricola sia tra le file dei moduli che al di sotto degli stessi (figura 9 delle Linee Guida).

TIPO 2) Il sistema Agrivoltaico è progettato in modo da consentire lo svolgimento dell'attività agricola tra le file dei moduli, ma non al di sotto degli stessi, garantendosi comunque un uso combinato del suolo (figura 10 delle Linee Guida).

TIPO 3) I moduli fotovoltaici sono collocati in posizione verticale (figura 11 delle Linee Guida).

Il Progetto “Sclafani” è da ricondurre ad un sistema misto di TIPO 1 e 2.

Infatti è di tipo 2 perché l'esercizio e lo svolgimento delle attività agricole avverrà tra le file dei trackers (spazio interfilare o pitch), ma è anche di TIPO 1 perché consente sia pure parzialmente le colture basse sotto i Moduli: anche per evitare negativi impatti visivi il progetto volutamente ha previsto un' altezza standard dei Trackers (circa 2.5 metri f.t.) , e pertanto i medesimi in alcuni momenti della giornata avranno una altezza minima dal suolo di 50 (cinquanta) centimetri ed in altri momenti una altezza massima di circa 4,5 metri.

D) Il sistema Agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio diretto a verificare il risparmio idrico e la continuità dell'attività agricola (requisito introdotto dal D.L. 77/2021).

E) Si prevede, altresì, un ulteriore sistema di monitoraggio che consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima e la resilienza ai cambiamenti climatici (requisito introdotto dal PNRR).

Anche i due requisiti da ultimo richiamati sono pienamente rispettati dal Progetto “Sclafani”.

Per maggiori info, si rimanda agli studi specialistici allegati al presente Progetto, ed in particolare allo Studio Agronomico, che include una vera e propria progettazione tecnico-economica.

Sin d' ora di rileva che in tale Area vi sarà organizzazione della produzione agricola, che sarà più efficiente, innovativa e remunerativa della corrispondente produzione “tradizionale”.

Per quanto sopra esposto, vista anche la nuova normativa per quanto riguarda gli Impianti di potenza superiore ai 10MW, il presente progetto viene presentato ai sensi dell' art. 23 del D.lgs 152/2006 nell'ambito della procedura di Valutazione Ambientale, all' esame della **Commissione Tecnica PNIEC-PNRR, che fa capo al Ministero Ambiente e Sicurezza Energetica (MASE).**

12 RIEPILOGO NORMATIVA DI SETTORE

12.1 Normativa generale

Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007: Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Legge n. 239 del 23-08-2004: riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006: disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 115 del 30-05-2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

Decreto Legislativo n. 56 del 29-03-2010: modifiche e integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115. Decreto del presidente della repubblica n. 59 del 02-04-2009: regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia.

Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007: attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristrutturata il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità. Decreto-legge n. 73 del 18-06-2007: testo coordinato del Decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73.

Decreto 2-03-2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare. Legge n. 99 del 23 luglio 2009: disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.

Legge 13 Agosto 2010, n. 129 (GU n. 192 del 18-8-2010): Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi. (Art. 1-septies - Ulteriori disposizioni in materia di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili).

Decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Decreto-legge del 22 giugno 2012, n. 83: misure urgenti per la crescita del Paese.

Legge 11 agosto 2014, n. 116: conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, recante disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea. (GU Serie Generale n.192 del 20-8-2014 - Suppl. Ordinario n. 72).

Decreto Ministero dello sviluppo economico del 19 maggio 2015 (GU n.121 del 27-5- 2015): approvazione del modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici.

Regione SICILIA

Decreto del 17/05/2006 dell'Assessorato del Territorio e dell'Ambiente della Regione Sicilia: "Criteri relativi ai progetti per la realizzazione di impianti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del sole". Pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Regione Sicilia il 01/06/2006. DECRETO PRESIDENZIALE 18 luglio 2012, n. 48: Regolamento recante norme di attuazione dell'art. 105, comma 5, della legge regionale 12 maggio 2010, n. 11. (Regolamento in materia di energia da fonti rinnovabili).

Decreto del 12 giugno 2013 con cui è stato istituito nella regione Sicilia il registro regionale delle fonti energetiche regionali.

Legge Regionale n. 29 del 20/11/2015 pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Regione Sicilia: "Norme in materia di tutela delle aree caratterizzate da vulnerabilità ambientale e valenze ambientali e paesaggistiche". Tale legge stabilisce che con delibera della Giunta, da emettere entro 180 giorni,

saranno stabiliti i criteri e sono individuate le aree non idonee alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica di potenza superiore a 20 kW.

Vengono inoltre stabilite alcune regole riguardanti la disponibilità giuridica dei suoli interessati alla realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili di energia.

Ambiente

Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152: Norme in materia ambientale. (G.U. n. 88 del 14/04/2006 - S.O. n. 96) - Testo vigente - aggiornato, da ultimo, al D.Lgs. n. 188/2008.

Testo coordinato del Decreto-Legge 12 maggio 2006, n. 173: Testo del decreto-legge 12 maggio 2006, n. 173, coordinato con la legge di conversione 12 luglio 2006, n. 228 (in questa Gazzetta Ufficiale - alla pagina 4), recante: «Proroga di termini per l'emanazione di atti di natura regolamentare e legislativa». (GU n. 160 del 12-7-2006).

Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 7 marzo 2007: Modifiche al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 3 settembre 1999, recante: "Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'articolo 40, comma 1, della legge 22 febbraio 1994, n. 146, concernente disposizioni in materia di valutazione dell'impatto ambientale". (G.U. n. 113 del 17-5-2007).

Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n.4: Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale. (GU n. 24 del 29-1-2008-Suppl. Ordinario n.24)

Legge Regionale 29 dicembre 2016, n.28.

D.L n. 77/2021

D.L. n. 92/2021

L.108/2021 – Dlgs 199/2021

Sicurezza

D.Lgs. 81/2008: (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e succ. mod. e int.

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

Ministero dell'interno

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - DCPREV, prot.5158 - Edizione 2012. "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Nota DCPREV, prot.1324 - Edizione 2012.

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Chiarimenti alla Nota DCPREV, prot.1324

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici – Edizione 2012".

Norme tecniche Normativa fotovoltaica

CEI 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI 82-25; V2: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI EN 60904-1(CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo. CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.

CEI EN 62108 (82-30): moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

CEI EN 50521 (CEI 82-31): connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.

CEI EN 50524 (CEI 82-34): fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici.

CEI EN 50530 (CEI 82-35): rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

EN 62446 (CEI 82-38): grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.

CEI 20-91: cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

UNI/TR 11328-1: "Energia solare - Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia - Parte 1: Valutazione dell'energia raggiante ricevuta "Altra Normativa sugli impianti elettrici CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

CEI 0-16: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 0-21: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria. CEI EN 50438 (CT 311-1): prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.

CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

CEI EN 60445 (CEI 16-2): principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

CEI EN 60529 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice IP).

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

CEI EN 50470-1 (CEI 13-52): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C).

CEI EN 50470-3 (CEI 13-54): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).

CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini.

CEI 81-3: valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato. CEI 20-19: cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 20-20: cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V. CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008: requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

Delibere AEEGSI - Connessione

Delibera ARG/ELT n. 33-08: condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.

Deliberazione 84/2012/R/EEL: interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Ritiro dedicato

Delibera ARG/ELT n. 280-07: modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387-03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239-04. Servizio di misura Delibera ARG/ELT n. 88-07: disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

TIME (2016-2019) - Allegato B Delibera 654/2015/R/EEL: testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica.

Tariffe

Delibera 111-06: condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

TIV - Allegato A - Deliberazione 19 luglio 2012 301/2012/R/EEL (valido dal 01-01-2016)

TIT (2016-2019) - Allegato A Delibera 654/2015/R/EEL: testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

TIC (2016-2019) – Allegato C Delibera 654/2015/R/EEL: testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione TIS - Allegato A Deliberazione ARG/ELT 107-09 (valido dal 01-01-2016): testo integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (Settlement) TICA Delibera ARG/ELT n. 99-08 TICA: testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).

Deliberazione ARG/ELT 124/10: Istituzione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDÌ) e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.

Deliberazione ARG/ELT n. 181-10: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 agosto 2010, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

TISP

Delibera ARG/ELT n. 188-05: definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 con modifiche e integrazioni introdotte con le delibere n. 40/06, n. 260/06, 90/07, ARG/ELT 74/08 e ARG/ELT 1/09.

TISP - Delibera ARG/ELT n. 74-08: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto. Delibera ARG/ELT n.1-09: attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

TISP 2013 Deliberazione n. 570/2012/R/EFR - Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l'anno 2013. TISP 2014 - Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/EEL: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto con integrazioni e modifiche apportate con deliberazioni 578/2013/R/EEL, 614/2013/R/EEL e 612/2014/R/EEL.

Documento per la consultazione 488/2013/R/EFR: scambio sul posto: aggiornamento del limite massimo per la restituzione degli oneri generali di sistema nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

TEP

Delibera EEN 3/08: aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

TIQE

Deliberazione - ARG/ELT 198-11: testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.

SEU (o SSE)

Deliberazione 578/2013/R/EEL: Regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo.

Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/EEL: Versione integrata e modificata dalle deliberazioni 426/2014/R/EEL, 612/2014/R/EEL, 242/2015/R/EEL, 72/2016/R/EEL. Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo - TISSPC.

Deliberazione 609/2014/R/EEL: prima attuazione delle disposizioni del decreto legge 91/2014, in tema di applicazione dei corrispettivi degli oneri generali di sistema per reti interne e sistemi efficienti

di produzione e consumo. (Versione modificata con la deliberazione 25 giugno 2015, 302/2015/R/COM).

Deliberazione 242/2015/R/EEL: regole definitive per la qualifica di sistema efficiente di utenza (SEU) o sistema esistente equivalente ai sistemi efficienti di utenza (SESEU): approvazione, riconoscimento dei costi sostenuti dal GSE e modifiche alla deliberazione dell'autorità 578/2013/R/EEL.

Agenzia delle Entrate

Circolare n. 46/E del 19/07/2007: articolo 7, comma 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici.

Circolare n. 66 del 06/12/2007: tariffa incentivante art. 7, c. 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Circolare n. 46/E del 19 luglio 2007 - Precisazione. Risoluzione n. 21/E del 28/01/2008: istanza di Interpello – Aliquota Iva applicabile alle prestazioni di servizio energia - nn. 103) e 122) della Tabella A, Parte terza, d.P.R. 26/10/1972, n. 633 - Alfa S.p.A. Risoluzione n. 22/E del 28/01/2008: istanza di Interpello - Art. 7, comma 2, d. lgs. vo n. 387 del 29 dicembre 2003. Risoluzione n. 61/E del 22/02/2008: trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul valore aggiunto edell'applicazione della ritenuta di acconto della tariffa incentivante per la produzione di energia fotovoltaica di cui all'art. 7, comma 2, del d.lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003.

Circolare n. 38/E del 11/04/2008: articolo 1, commi 271-279, della legge 27 dicembre 2006, n. 296 – Credito d'imposta per acquisizioni di beni strumentali nuovi in aree svantaggiate.

Risoluzione n. 13/E del 20/01/2009: istanza di interpello – Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 – Gestore dei Servizi Elettrici, SPA –Dpr 26 ottobre 1972, n. 633 e Dpr 22 dicembre 1986, n. 917. Risoluzione n. 20/E del 27/01/2009: interpello - Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 - ALFA – art.9, DM 2 febbraio 2007.

Circolare del 06/07/2009 n. 32/E: imprenditori agricoli - produzione e cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche nonché di carburanti e di prodotti chimici derivanti prevalentemente da prodotti del fondo: aspetti fiscali.

Articolo 1, comma 423, della legge 23 dicembre 2005, n. 266 e successive modificazioni. Risoluzione del 25/08/2010 n. 88/E: interpello - Gestore Servizi Energetici - GSE - articolo 2 della legge 24 dicembre 2007, n. 244. Risoluzione del 04/04/2012 n. 32/E: trattamento fiscale della produzione di

energia elettrica da parte dell'ente pubblico mediante impianti fotovoltaici – Scambio sul posto e scambio a distanza.

Risoluzione del 10/08/2012 n. 84/E: interpello –

Circolare del 19/12/2013 n. 36/E: impianti fotovoltaici – Profili catastali e aspetti fiscali. Risoluzione del 15/10/2015 n. 86/E: tassazione forfettaria del reddito derivante dalla produzione e dalla cessione di energia elettrica da impianti fotovoltaici –

Art. 22 del decreto legge n. 66 del 2014. Circolare del 01/02/2016 n. 2/E: unità immobiliari urbane a destinazione speciale e particolare - Nuovi criteri di individuazione dell'oggetto della stima diretta. Nuove metodologie operative in tema di identificazione e caratterizzazione degli immobili nel sistema informativo catastale (procedura Docfa).

Agenzia del Territorio

Risoluzione n. 3/2008: Accertamento delle centrali elettriche a pannelli fotovoltaici.

Nota Prot. n. 31892 - Accertamento degli immobili ospitanti gli impianti fotovoltaici. 7.8. GSE Ritiro dedicato Prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato. Prezzi minimi garantiti.

TERNA

Portale MyTerna GAUDÌ - Gestione anagrafica unica degli impianti e delle unità di produzione.

FAQ GAUDÌ Allegato A.68 - Requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT. Allegato A.69 - Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna. Allegato A.70 - Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita.

L'elenco normativo qui riportato è da considerarsi esposto soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme vigenti, anche se non citate, vanno comunque applicate.

12.2 Normativa Impianti di Rete – STMG Terna S.p.A.

Il rilascio dell'Autorizzazione Unica, ai sensi dell'art. 12 del Dlgs. 387/2003 – a seguito di Decreto di compatibilità ambientale emesso dal MASE (già MITE) ai sensi dell' art. 23 e segg. del D.lgs 152/2006 e s.m.i.- dovrà costituire titolo per costruire l' Impianto Agro-Fotovoltaico “Sclafani” e tutte le opere connesse e le infrastrutture indispensabili di cui alla presente relazione e a tutta la documentazione allegata, nonché di quella unitamente presentata alla Regione. Tra le opere connesse rientrano sia le opere relative all'impianto di utenza per la connessione che quelle all'impianto di rete

per la connessione alla rete di trasmissione nazionale (RTN), come stabilito dall' art. 1 octies della L. n. 129/2010.

L' A.U. costituirà altresì titolo abilitativo per l'esercizio dell'Impianto Agro-Fotovoltaico “Sclafani”, per tutta la durata dello stesso, che si presume di almeno 35 anni.

Per quanto concerne l'impianto di rete, l'autorizzazione è finalizzata alla costruzione ed all'esercizio di tutti gli interventi di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) indicati nel preventivo di connessione rilasciato da TERNA S.p.A. e necessari per la connessione.

Quanto sopra sarà effettuato in osservanza delle indicazioni contenute nel RD n. 1775/33 e nelle Leggi di seguito evidenziate:

AUTORIZZAZIONE UNICA RD 1775/33 ED AUTORIZZAZIONI DI DETTAGLIO, INCLUSE SERVITU' – REGIONE SICILIA – RD 1775/33 – REGIO DECRETO - recepito e modificato dalla L. R. n.11/2022 art. 1, comma 1) ,

e tenendo conto di quanto segue:

- della soluzione tecnica proposta da Terna,
- della normativa di settore sopra richiamata;
- della normativa disciplinante gli specifici vincoli eventualmente presenti nelle aree interessate dalla localizzazione del tracciato per l'Impianto di rete;
- delle specifiche disposizioni di dettaglio emanate da ogni singolo Ente competente alla gestione dei vincoli.

Si mette **in evidenza che le suddette Opere sono di Pubblica Utilità**, anche ai sensi del D.lgs. 387/2003 e, **per tanto, se necessario, esse dovranno essere:**

- oggetto di apposizione di vincolo preordinato all'esproprio;
- cedute al Gestore di Rete competente (TERNA S.p.A.) prima della messa in esercizio, anche attraverso apposita voltura del titolo autorizzativo.

Poiché l'area su cui sarà posizionata la S.E.U. è già nella disponibilità giuridica della Società Proponente - così come l'Area oggetto dell'intero Agro-Fotovoltaico Sclafani, passando peraltro il cavidotto di MT su strade pubbliche - la richiesta di apposizione del vincolo preordinato all'esproprio sarà limitato alle aree private dove sono previsti gli elettrodotti in AT di collegamento con la nuova SE RTN Terna.

A costruzione avvenuta, le Opere di rete per la connessione saranno ricomprese negli impianti del gestore di rete e saranno quindi utilizzate per l'espletamento del servizio pubblico di distribuzione e trasmissione.

Conseguentemente il titolare dell'autorizzazione all'esercizio di tali opere non potrà che essere che Terna S.p.A.

Per tali motivi, relativamente alle opere di rete per la connessione, non potrà sussistere, in capo al Gestore di Rete alcun obbligo di rimozione delle stesse e di ripristino dei luoghi.

Unitamente al Progetto di cui alla presente Relazione, la Società proponente (il Committente) presenterà alle Amministrazioni competenti la documentazione progettuale completa delle opere RTN, redatta da terza Società, come previsto espressamente nella STMG, cod. pratica “202201929” (STMG accettata in data 07/12/2022).

Presa d'atto delle clausole di cui alla STMG Terna (cod. pratica “202201929”).

Il Gestore, all'atto dell'accettazione del preventivo, consente al soggetto richiedente di poter espletare direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per gli impianti di produzione e di utenza, anche per le opere di rete strettamente necessarie per la connessione alla RTN, indicate nella STMG, fermo restando che in presenza di iter unico, le autorizzazioni di tali opere saranno obbligatoriamente a cura del soggetto richiedente.

Il soggetto richiedente che si avvalga della facoltà suindicata è responsabile di tutte le attività correlate alle procedure autorizzative, ivi inclusa la predisposizione della documentazione ai fini delle richieste di autorizzazione alle Amministrazioni competenti. Il soggetto richiedente ha adempiuto agli “Impegni per la progettazione” di cui al Codice di Rete, mediante l'utilizzo del portale My Terna, con cui tra l'altro, si è impegnato incondizionatamente ed irrevocabilmente a:

- *individuare in accordo con Terna le aree per la realizzazione delle opere RTN necessarie alla connessione e successivamente sottoporre al Gestore.....;*
- *assumere gli oneri economici relativi alla procedura autorizzativa;*
- *(se del caso) cedere a titolo gratuito al Gestore, nei casi di iter unico con autorizzazione emessa a nome del soggetto richiedente, il progetto come autorizzato e l'autorizzazione relativa alle opere di rete strettamente necessarie per la connessione, per l'espletamento degli adempimenti di competenza del Gestore medesimo ivi compresi i diritti e gli obblighi ad essa connessi o da essa derivanti;*
- *manlevare e tenere indenne il Gestore e gli eventuali affidatari della realizzazione delle opere di rete da qualunque pretesa possa essere avanzata in relazione all'utilizzazione del progetto;*
- *autorizzare espressamente il Gestore ad utilizzare il progetto riguardante gli impianti elettrici di connessione alla Rete Elettrica Nazionale.....;*

- *autorizzare altresì il Gestore e gli eventuali affidatari ad effettuare tutte le eventuali variazioni e modifiche che si dovessero rendere necessarie ai fini della progettazione esecutiva e della realizzazione delle opere suddette.*

Relativamente ai terreni interessati dagli interventi, il soggetto autorizzante dovrà disporre di titolo di proprietà o predisporre gli atti che gli consentano di attuare la procedura di esproprio.

Il soggetto richiedente che abbia ottenuto le autorizzazioni provvede a far sì che le stesse siano trasferite a titolo gratuito al Gestore.

A tal fine il soggetto richiedente ed il Gestore inviano alle competenti Amministrazioni richiesta congiunta di voltura a favore del Gestore delle autorizzazioni alla costruzione ed esercizio delle opere di rete strettamente necessarie per la connessione, per l'espletamento degli adempimenti di competenza ivi compresi i diritti e gli obblighi ad essa connessi o da essa derivanti.

12.3 Impianti soggetti ad Iter Unico

➤ Impianti di generazione sottoposti al D. Lgs. 387/03

Nel caso di connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili sottoposti al decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387, l'articolo 12 comma 3, prevede che *“La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica,*

potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o dalle province delegate dalla regione”. Ai sensi del successivo comma 4, *“l'autorizzazione è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni e integrazioni”*.

Le opere connesse e le infrastrutture indispensabili di cui al citato articolo 12 comprendono anche, specifica l'articolo 1-octies del Decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105 *“le opere di connessione alla rete elettrica di distribuzione e alla rete di trasmissione nazionale necessarie all'immissione dell'energia prodotta dall'impianto come risultanti dalla soluzione di connessione rilasciata dal gestore di rete”*.

Nell'iter autorizzativo dell'impianto di produzione confluiscano quindi le opere connesse ed infrastrutture indispensabili ai fini della connessione dell'impianto di produzione alla rete, comprese

le opere di rete strettamente necessarie per la connessione indicate espressamente nella STMG e riportate nella documentazione progettuale.

L’art. 13 del D.M. 10 settembre 2010, recante “Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”, indica i contenuti minimi dell’istanza per l’autorizzazione unica. Ai sensi della lettera f), ai fini dell’ammissibilità dell’istanza, è indispensabile che il soggetto richiedente alleggi alla propria documentazione “il preventivo per la connessione redatto dal gestore della rete elettrica nazionale, esplicitamente accettato dal proponente.

L’autorizzazione unica rilasciata dalle competenti Amministrazioni dovrà espressamente prevedere per le opere di rete strettamente necessarie per la connessione, l’autorizzazione oltre che alla costruzione anche all’esercizio dell’Impianto.

Dal momento che tali impianti risulteranno nella proprietà del Gestore e saranno eserciti dal Gestore medesimo, è indispensabile che l’Amministrazione competente provveda all’emissione di apposito decreto a favore del Gestore dell’autorizzazione completa relativamente alla costruzione ed esercizio degli impianti RTN.

13 CONCLUSIONI

In base alle analisi di cui ai paragrafi precedenti ed a quanto riportato negli altri elaborati che compongono il progetto definitivo, si può affermare che la realizzazione dell’opera è un intervento:

- coerente con gli strumenti di pianificazione comunali, regionali e nazionali. Peraltro, tale intervento consente l’utilizzo di un sito a destinazione Agro-Fotovoltaica ai sensi dell’art. 65 del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito con legge 24 marzo 2012, n. 27 (modificato dall’ art. 31 comma 5, legge n. 108 del 2021);
- in conformità con le “Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici” pubblicati dal MiTE (oggi MASE) a Giugno 2022;
- che contribuirà al raggiungimento e al consolidamento degli obiettivi nazionali e comunitari in termini di produzione di energia da fonti rinnovabili e di lotta all’ aumento delle emissioni di gas climalteranti;
- che comporterà impatti ambientali quasi nulli sul territorio e in molti casi impatti positivi;
- nella cui area saranno presenti consistenti ed efficaci mitigazioni e compensazioni che renderanno l’impianto non visibile già a poche centinaia di metri di distanza;
- che migliorerà sensibilmente lo stato attuale dell’area, ad alto rischio di desertificazione;

- che contribuirà all’ottenimento di benefici “socio – occupazionali” notevoli sul territorio comunale;
- che riuscirà a conseguire ingenti risparmi di tonnellate di petrolio (1,5 milioni di TEP e di altre emissioni in atmosfera (CO₂, SO₂, NO_x e Polveri), dando certamente un contributo forte a questa zona di Sclafani, che notoriamente per anni è stata trascurata.

La realizzazione dell’Agri-Fotovoltaico “Sclafani” non rappresenta semplicemente un investimento di tipo economico-finanziario, ma anche e soprattutto un forte impulso verso una nuova cultura mirata allo sviluppo sostenibile, in linea con il PNIEC ed il PNRR, senza dimenticare che *l’agro-fotovoltaico in genere rappresenta un’opportunità unica per far convivere produzione di energia pulita e agricoltura sostenibile nel rispetto della biodiversità.*