



REGIONE SICILIA

CITTA' METROPOLITANA DI PALERMO

PROGETTO:

Località Impianto
COMUNE DI PARTINICO CONTRADA BILLIEMI E GIANCALDAIA
Località Connessione
COMUNE DI PARTINICO CONTRADA BOSCO

Oggetto:

PROGETTO DEFINITIVO

Realizzazione impianto agro-fotovoltaico denominato "S&P 19" con
potenza di picco 40.012,980 kWp

ELABORATO:

Relazione tecnica descrittiva

DATA:

29/11/2023

CODICE ELABORATO

SP19REL001_00-Relazione_tecnica_descrittiva

Rev.	Data Rev.	Data Rev.

REL001

N. PAGINE:

60

PROGETTISTI:

Ing. Sapienza Angelo



Ing. Rizzuto Vincenzo



SPAZIO RISERVATO PER LE APPROVAZIONI

SOCIETA':

S&P 19 S.R.L.

SICILIA E PROGRESSO

Sede legale: Corso dei Mille 312, 90047 Partinico (PA)

P.iva.: 07083400825 tel.: 0915567418

email: sviluppousep19@gmail.com ;

pec: sviluppousep19@pec.it



INDICE

1	PREMESSA.....	3
1.1.	SOGGETTO PROPONENTE.....	3
2	PRESENTAZIONE DEL PROGETTO.....	4
2.1	INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	4
2.2	CARATTERISTICHE GENERALI DEL PROGETTO.....	4
3	RIFERIMENTI NORMATIVI.....	9
3.1	NORME E INDIRIZZI COMUNITARI.....	9
3.2	NORME E INDIRIZZI NAZIONALI.....	9
3.2.1	<i>Norme</i>	9
3.3	NORME E INDIRIZZI REGIONALI.....	10
3.3.1	<i>Norme</i>	10
4	DESCRIZIONE DEL PROGETTO.....	12
4.1	DIMENSIONE E CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO.....	12
4.2	TECNOLOGIE E TECNICHE ADOTTATE.....	18
4.3	CARATTERISTICHE DELLA SEZIONE DI BASSA TENSIONE.....	34
4.4	RETE DI MEDIA TENSIONE E PERCORSO CAVIDOTTO.....	37
4.5	IMPIANTO DI ELEVAZIONE-UTENZA ED IMPIANTO DI CONSEGNA-RETE.....	41
4.6	PREDISPOSIZIONE E ANALISI DI SOLUZIONI DI ACCUMULO ENERGETICO.....	43
5	RISORSE NATURALI.....	54
5.1	MATERIALI E RISORSE NATURALI IMPIEGATE.....	54
6	SICUREZZA DELL'IMPIANTO.....	56
6.1	PROTEZIONE DA CORTO-CIRCUITI SUL LATO D-C DELL'IMPIANTO.....	56
6.2	PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO D-C DELL'IMPIANTO.....	56
6.3	PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI.....	56
6.4	SICUREZZA SUL LATO AC.....	57
6.5	IMPIANTO DI MESSA A TERRA.....	57
7	VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE.....	58
8	PRESTAZIONI.....	59
9	RICADUTE OCCUPAZIONALI.....	60



REGIONE SICILIA

CITTA' METROPOLITANA DI PALERMO

PROGETTO:

Località Impianto
COMUNE DI PARTINICO CONTRADA BILLIEMI E GIANCALDAIA
Località Connessione
COMUNE DI PARTINICO CONTRADA BOSCO

Oggetto:

PROGETTO DEFINITIVO

Realizzazione impianto agro-fotovoltaico denominato "S&P 19" con
potenza di picco 40.012,980 kWp

ELABORATO:

Relazione tecnica descrittiva

DATA:

29/11/2023

CODICE ELABORATO

SP19REL001_00-Relazione_tecnica_descrittiva

Rev.	Data Rev.	Data Rev.

REL001

N. PAGINE:

60

PROGETTISTI:

Ing. Sapienza Angelo



Ing. Rizzuto Vincenzo



SPAZIO RISERVATO PER LE APPROVAZIONI

SOCIETA':

S&P 19 S.R.L.

SICILIA E PROGRESSO

Sede legale: Corso dei Mille 312, 90047 Partinico (PA)

P.iva.: 07083400825 tel.: 0915567418

email: sviluppousep19@gmail.com ;

pec: sviluppousep19@pec.it



1 PREMESSA

L'energia solare è la fonte più diffusa di energia, disponibile ovunque ed in modo gratuito. Con le attuali tecnologie è possibile, per mezzo di generatori a celle fotovoltaiche, convertire la luce solare in energia elettrica, ovvero la produzione di energia avviene solo in presenza della luce solare e sarà tanto più grande quanto maggiore sarà l'insolazione diretta ed il tempo di esposizione dei moduli fotovoltaici ai raggi del sole.

La produzione di energia fotovoltaica è utilizzabile dove è prodotta e la sua diffusione riduce le linee di interconnessione ad alta tensione, ovvero facendo la cosiddetta "micro-generazione diffusa" e le minigrig local.

Più in generale, l'applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

- La produzione di energia elettrica nel luogo di utilizzo della stessa;
- la produzione di energia elettrica senza alcun tipo di inquinamento;
- Il risparmio di combustibile fossile;
- La riduzione di immissione di anidride carbonica nell'atmosfera;
- La riduzione di immissione di NOx e SOx nell'atmosfera;
- Produzione energetica azzerando l'inquinamento acustico;
- Un incremento occupazionale ed economico sul tessuto produttivo locale;
- Un ritorno economico dell'investimento negli anni di vita dell'impianto.

1.1. Soggetto Proponente

S&P 19 s.r.l., redattrice del progetto, è una società attiva nella produzione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, in particolar modo, dal solare fotovoltaico. È iscritta presso la Camera di Commercio di Palermo con n. Rea PA-435860, Partita IVA 07083400825, ha sede legale presso Partinico (PA) in corso dei Mille n. 312.

Nella filosofia progettuale di S&P 19 s.r.l. si intende valorizzare l'energia prodotta con tecnologia fotovoltaica, contestualizzando al meglio l'impianto nel rispetto delle caratteristiche territoriali e ambientali peculiari dei siti in cui essi vengono realizzati con l'implementazione del progetto agronomico per la produzione di prodotti tipici locali, investendo in tali risorse si intende contribuire al miglioramento ambientale delle aree di progetto.

2 PRESENTAZIONE DEL PROGETTO

2.1 Inquadramento territoriale

S&P 19 s.r.l. intende realizzare nei territori dei Comuni di Monreale (PA) e Partinico (PA) un impianto agro-fotovoltaico ad inseguimento monoassiale per la produzione di energia elettrica.

L'impianto che la S&P 19 srl presenta in autorizzazione è composto da:

- **Campo agro-fotovoltaico** sito nel Comune di Monreale (PA), in Contrada Giancaldaia;
- **Area di tutela della macchia mediterranea** sita nel Comune di Monreale (PA) in Contrada Billiemi;
- **Stazione di Utente**, sita in C. da Bosco Sant'Anna nel Comune di Partinico (PA);
- **Cavidotti di collegamento MT** (33 kV) nei Comuni di Monreale (PA) e Partinico (PA);

L'impianto si sviluppa su una superficie lorda complessiva di circa 146,96 ha di cui:

- 102,85 ha appartenenti all'area di impianto ricadente in C. da Giancaldaia;
- 41,01 ha appartenenti all'area di tutela della macchia mediterranea ricadente in C. da Billiemi;
- 3,1 ha appartenenti all'area di stazione utente sita in C. da Bosco Sant'Anna, già autorizzata alla società S&P 6 s.r.l. giusto decreto PAUR Gab 75 del 14 marzo 2023 ed alla Società S&P 7 s.r.l. giusto decreto PAUR Gab 338 del 04/10/2023.

In particolare, nell'area di tutela della macchia mediterranea non saranno installate strutture; nell'area di impianto di C. da Giancaldaia la superficie captante occupata dalle strutture fotovoltaiche sarà di circa 17,63 ha, ovvero circa il 17% della superficie di impianto di C. da Giancaldaia e circa il 12% di tutta l'area in progetto.

Gli impianti avranno una potenza di 40.012,98 kWp e l'energia prodotta sarà ceduta alla rete elettrica di alta tensione, tramite la costruenda stazione di utente 220/33 kV, idonea ad accettare la potenza, la quale a sua volta immetterà l'energia prodotta alla RTN mediante la stazione Terna "Partinico 1". Le coordinate geografiche (baricentro approssimativo) dei siti di impianto e della stazione sono:

Coordinate Giancaldaia	Coordinate Billiemi	Coordinate Stazione
Lat: 37.994994°	Lat: 38.006553°	Lat: 38.003927°
Long: 13.113585°	Long: 13.113009°	Long: 13.058991°



Figura 1 – Ubicazione area impianto e stazione di consegna (Google Earth)



Figura 2 - Ortofoto dell'area di impianto e stazione ricadenti sul territorio di Monreale e Partinico (PA)

Il sito dell'impianto agro-fotovoltaico è individuato nella Tavoletta "Partinico", Foglio N° 249, Quadrante III, Orientamento S.E. e nella Tavoletta "San Cipirello", Foglio N° 250, Quadrante IV, Orientamento N.E. della Carta d'Italia scala 1: 25.000 edita dall'I.G.M.

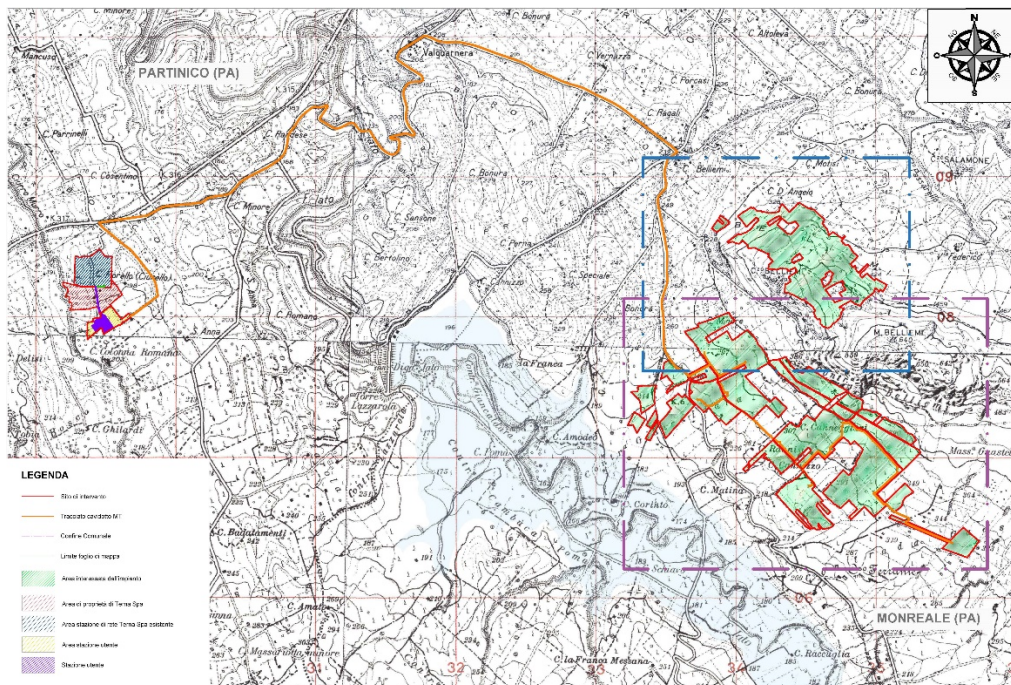


Figura 3 – Inquadramento territoriale di S&P 19 I.G.M. scala 1:25.000 (TAV. IT-COG)

Il sito dell'impianto agro-fotovoltaico è individuato nelle sezioni 594130 (stazione utente), 594140 e 607020 (sito di impianto), della Carta Tecnica Regionale in scala 1: 10.000.

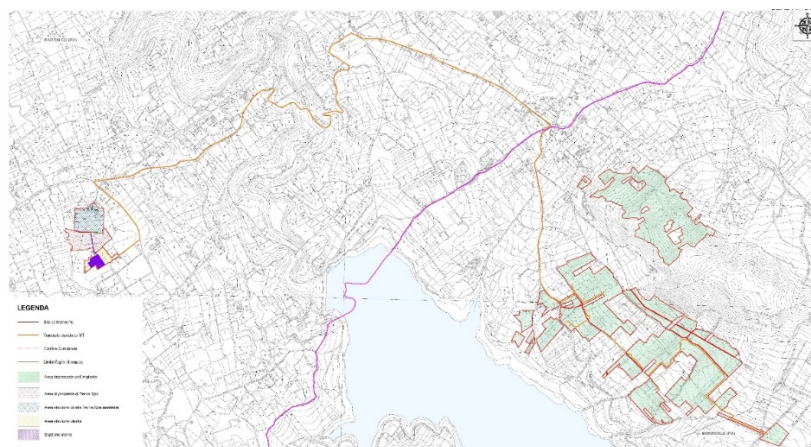


Figura 4 – Inquadramento territoriale dell'area dell'area di impianto ricadente nel territorio di Monreale (PA) C. da Ciancaldaia e Billiemi e stazione utente in C. da Bosco Sant'Anna e cavidotto di connessione su C.T.R. scala 1:10.000

L’accesso all’area in cui saranno realizzati gli impianti, è raggiungibile attraverso l’autostrada A29 Palermo – Mazara del Vallo con uscita Partinico ed attraverso le strade provinciali SP 2, SP 39, SP 81, e la strada statale SS 113 che garantiscono il collegamento tra gli impianti e con i Comuni limitrofi.



Figura 5 – Carta della viabilità ed accessi su ortofoto (SP19EPD021)

2.2 Caratteristiche generali del progetto

Al fine di avere la massima efficacia ed efficienza dall’impianto, si prevede una struttura elettrica ad albero con un quadro generale in Media Tensione all’interno del locale di controllo previsto nel lotto del terreno precedentemente identificato. In considerazione di ciò, avremo linee di produzione indipendenti da collegare a valle dei locali di trasformazione e a monte dei locali di misura e consegna.

L’energia in uscita dai campi fotovoltaici al valore di tensione di 33 kV verrà condotta alla stazione di Utente : detta stazione di consegna sarà collegata alle sbarre di parallelo della stazione RTN tramite un unico stallo esercito alla stessa tensione di rete. È prevista la soluzione con installazione a terra “non integrata” con pannelli fotovoltaici, del tipo Canadian Solar TOP BiHiKu7, con una potenza di picco di 705 Wp, disposti su strutture ad inseguimento monoassiale. Tali supporti, saranno in acciaio zincato e saranno opportunamente distanziati sia per evitare l’ombreggiamento

reciproco, sia per avere lo spazio necessario al passaggio dei mezzi nella fase di installazione. Tale soluzione permette di ottimizzare l'occupazione del territorio massimizzando al contempo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. La struttura impiegata verrà fissata al suolo tramite zavorre in CLS armato adeguatamente dimensionate per resistere alle varie sollecitazioni.

3 RIFERIMENTI NORMATIVI

3.1 Norme e indirizzi comunitari

- Comunicazione della Commissione Europea "Energy Roadmap 2050 (COM (2011) 885/2)".
- Comunicazione della Commissione Europea "EUROPA 2020 - Una strategia per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva".
- Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.
- Comunicazione della Commissione del 10 gennaio 2007, "Tabella di marcia per le energie rinnovabili. Le energie rinnovabili nel 21° secolo: costruire un futuro più sostenibile".
- Direttiva 2003/96/CE del Consiglio del 27 ottobre 2003 che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.
- Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 "Energie rinnovabili: promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili".
- Libro Bianco della Commissione Europea pubblicato il 26 Novembre 1997 sullo sviluppo delle fonti rinnovabili.

3.2 Norme e indirizzi nazionali

3.2.1 Norme

- Legge 23 luglio 2009, n. 99 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia".
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia".
- D.Lgs. 387 del 29 dicembre 2003 concernente l'attuazione della Direttiva 2001/77/CE.
- Legge 1 giugno 2002 n. 120 "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici fatto a Kyoto l'11 Dicembre 1997.
- Legge 9 gennaio 1991 n. 10 "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in

materia di uso nazionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia".

3.3 Norme e indirizzi regionali

3.3.1 Norme

- 05/07/2013 - Con decreto del 12 giugno 2013 è stato istituito nella Regione Sicilia il registro regionale delle fonti energetiche regionali;
- Decreto Presidenziale 18 luglio 2012, n. 48: Regolamento recante norme di attuazione dell'art. 105, comma 5, della legge regionale 12 maggio;
- 17/05/2006 – Decreto 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; 2010, n. 11. (Regolamento in materia di energia da fonti rinnovabili);
- 17/05/2006 - Decreto Regionale n. 11142 dell'Assessorato del Territorio e dell'Ambiente: "Criteri relativi ai progetti per la realizzazione di impianti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del sole", stabilisce le direttive, i criteri e le modalità procedurali, ai fini dell'emissione dei provvedimenti di cui al D.P.R. 12 aprile 1996 e successive modifiche ed integrazioni e relativi ai progetti per la realizzazione di impianti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del sole, nell'ambito del territorio siciliano. Tale decreto è stato adottato nelle more dell'approvazione del PEARS.
- 22/07/2016 - Con Delibera della Giunta Regionale n. 241 del 12 luglio 2016 vengono individuate, in Sicilia, le aree non idonee all'installazione degli impianti eolici in attuazione dell'articolo 1 della L.R. 20 novembre 2015, n. 29;
- 27/11/2015 - Pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Regione Sicilia la Legge sulle "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;

- Decreto Assessorato all'Energia del 12 agosto 2013 ha disciplinato il calendario delle conferenze dei servizi in attuazione del Decreto dell'Assessorato all'Energia del DGR n. 231 del 2 luglio 2013 - Approvazione di una proposta di legge regionale da sottoporre all'esame dell'Assemblea Regionale Siciliana che prevede il divieto di autorizzazione di impianti eolici con esclusione di quelli per autoconsumo;
- 14/12/2006 - Circolare: Impianti di produzione di energia eolica in Sicilia, in relazione alla normativa di salvaguardia dei beni paesaggistici. Decreto Assessoriale del Territorio e l'Ambiente n. 43 del 10-09-2003 della Regione Sicilia: Direttive per l'emissione dei provvedimenti relative ai progetti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento.

4 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

4.1 Dimensione e caratteristiche dell'impianto

L'impianto agro-fotovoltaico in progetto prevede l'installazione a terra, su un lotto di terreno di estensione totale di 1.469.600 m² di pannelli fotovoltaici (moduli) in silicio monocristallino della potenza unitaria di 705 Wp. Attualmente l'area interessata dall'intervento è in destinazione agricola (Zona agricola speciale E).

L'impianto del progetto S&P 19 è previsto nei Comuni di Monreale (PA) e Partinico (PA), in particolare:

- La realizzazione dell'area della stazione utente ricadente nel territorio del Comune di Partinico (PA), contrada Bosco Sant'Anna, è individuata al N.C.T del comune di Partinico nel foglio di mappa n. 98, occupando le particelle n. 211, 213, 420, 421, 422, 423, 426, 427, 428, 459, 460, 479, 480, 499, 500, 501, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 522, 523, 524, 525, 580;
- Il lotto di impianto sito in C. da Giancaldaia è individuato al N.C.T. del Comune di Monreale al foglio 69 occupando le particelle n. 354, 415, 446, 447, 448, 449, 526, 527, 528; al foglio 71 occupando le particelle n. 55, 59, 63, 66, 67, 73, 76, 77, 82, 109, 126, 127, 133, 163, 204, 206, 207, 209, 210, 212, 213, 215, 216, 218, 219, 221, 222, 224, 225, 227, 228, 230, 231, 233, 234, 236, 237, 239, 240, 242, 243, 245, 246, 248, 249, 251, 258, 260, 261, 263, 264, 266, 267, 269, 270, 272, 273, 275; al foglio 80 occupando le particelle n. 16, 17, 18, 26, 36, 38, 39, 45, 47, 49, 51, 52, 54, 55, 58, 60, 61, 68, 75, 81, 84, 85, 86, 90, 91, 92, 97, 98, 101, 102, 105, 104, 106, 110, 111, 123, 132, 134, 178, 197, 217, 249, 258, 329, 337, 338, 356, 357, 358, 366, 368, 370, 398, 411, 455, 456, 457, 461, 543, 544; al foglio di mappa n. 81, occupando le particelle n. 9, 17, 26, 28, 29, 37, 38, 43, 46, 48, 51, 59, 72, 76, 78, 80, 81, 84, 86, 87, 89, 90, 95, 96, 98, 99, 100, 102, 104, 106, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 119, 124, 131, 134, 136, 141, 142, 143, 149, 160, 161, 162, 170, 171, 173, 175, 189, 195, 196, 200, 203, 205, 206, 208, 222, 233, 235, 236, 241, 242, 243, 245, 246, 248, 249, 258, 259, 260, 261, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 277, 280, 288, 291, 298, 299, 256, 295, 296, 300, 308, 309, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 318, 317, 319, 320, 321, 335, 336, 337, 428, 429, 434, 435, 441, 443, 444, 446, 447, 449, 450, 452, 453, 455, 458, 460, 461, 463, 468, 496, 499, 470, 479, 506, 507, 508, 511; al foglio di mappa n. 82,

occupando le particelle n. 45, 338.

- L'area di tutela della macchia mediterranea sita in C. da Billiemi è individuata al N.C.T. del Comune di Monreale al foglio 69 occupando le particelle n. 177, 178, 186, 187, 196, 197, 198, 200, 202, 204, 212, 215, 216, 217, 221, 226, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 240, 241, 244, 248, 249, 250, 252, 261, 262, 273, 274, 276, 277, 279, 280, 283, 284, 285, 286, 292, 293, 294, 295, 296, 301, 307, 308, 313, 319, 364, 365, 366, 372, 373, 376, 377, 378, 379, 380, 381, 382, 383, 384, 385, 386, 387, 388, 461, 462, 463, 464, 465, 466, 472, 473, 490, 502, 503, 504, 505, 539, 541, 742, 743, 744, 745, 746, 747, 748, 749, 750, 751, 752, 753, 754, 755, 756, 757, 758, 759, 760, 761, 762, 763, 764, 765, 766, 769, 785; al foglio di mappa n. 70, occupando le particelle n. 112, 169, 172, 175, 176, 179, 180, 181, 190, 191, 192, 201, 202, 203, 206, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 267, 268, 269, 280, 282, 285, 339, 340, 380, 381; al foglio di mappa n. 71, occupando le particelle n. 1, 11, 2, 4, 5, 6, 8, 9, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 43, 83, 111, 112, 113, 114, 115, 116.

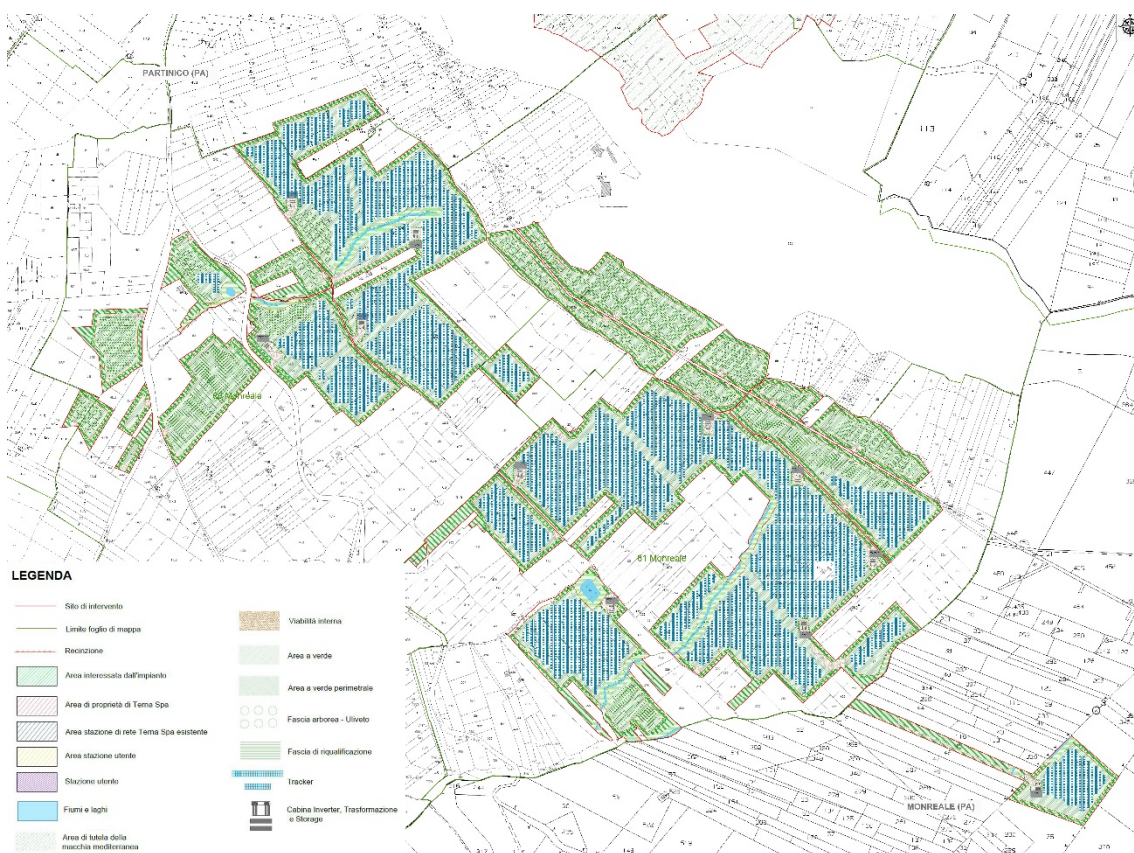


Figura 6A –Layout lotto Giancadaia su catastale

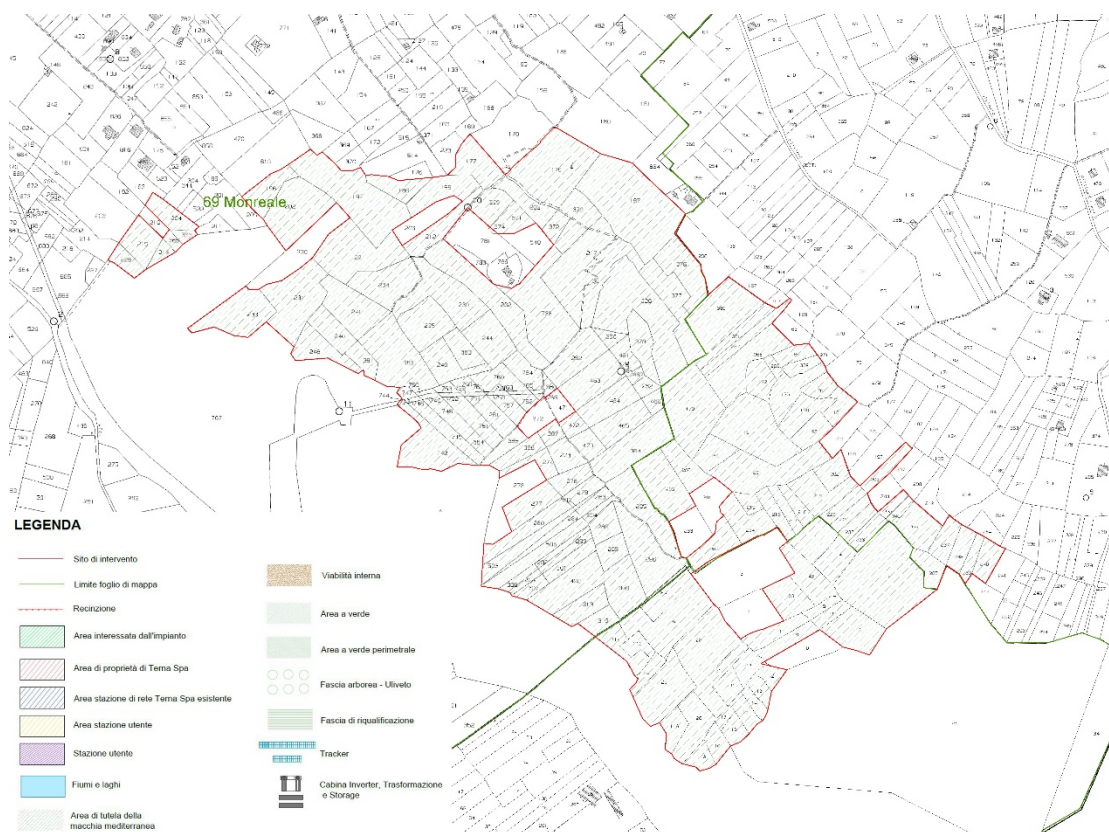


Figura 6B –Layout lotto Billiemi su catastale

Il rendimento e la produttività di un impianto agro-fotovoltaico dipendono da numerosi fattori, non soltanto dalla Potenza nominale e dall'efficienza dei pannelli installati.

La resa complessiva dell'impianto dipende anche dal posizionamento dei pannelli, dalla struttura elettrica del loro collegamento in stringhe e sottocampi, dalla tipologia e dalle prestazioni dei componenti di raccolta e conversione dell'energia prodotta, dalla tipologia e dalla lunghezza dei cablaggi e dei cavi utilizzati per il trasporto dell'energia.

Oltre al posizionamento dei pannelli in configurazione fissa che consente di massimizzare la captazione di energia radiante del sole nelle fasce orarie centrali della giornata, esistono anche tecnologie di inseguimento solare che possono essere ad un asse o a due assi.

Tali tecnologie prevedono il montaggio dei pannelli su strutture dotate di motorizzazione che opportunamente sincronizzate e comandate a seconda della latitudine del sito di installazione, modificano l'inclinazione dei pannelli durante l'intera giornata per far sì che questi si trovino sempre nella posizione ottimale rispetto all'incidenza dei raggi solari.

L'inseguimento monoassiale prevede che i pannelli siano montati con esposizione a sud e ruotano attorno all'asse est-ovest durante il giorno. Per l'impianto in progetto si è optato per una tecnologia ad inseguimento monoassiale che permette di avere con ingombri

praticamente simili a quelli richiesti da una configurazione fissa una producibilità superiore di almeno il 25% durante l'anno.

Tale soluzione permette di ottimizzare l'occupazione di territorio massimizzando al contempo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

La struttura impiegata verrà fissata al suolo tramite zavorre in CLS adeguatamente dimensionate per resistere alle varie sollecitazioni.

L'area di impianto ha un'estensione di circa 1.438.602 m² e l'ubicazione è prevista su un terreno classificato urbanisticamente come area "Agricola" dai Comuni di Monreale (PA) e Partinico (PA).

I pannelli saranno montati su strutture ad inseguimento monoassiale in configurazione bifilare.

I pannelli fotovoltaici hanno dimensioni 2.384 x 1.303 mm, incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato dello spessore di 33 mm, per un peso totale di 37,8 kg ognuno.

Le strutture su cui sono montati sono realizzate in acciaio al carbonio galvanizzato, resistente alla corrosione, costituite da un palo verticale e collegati a profilati in orizzontale che costituiscono la superficie di alloggiamento dei pannelli fotovoltaici.

L'altezza media dell'asse di rotazione delle strutture è di 2,1 m dal suolo, com'è visibile dalla sezione nella figura che segue.

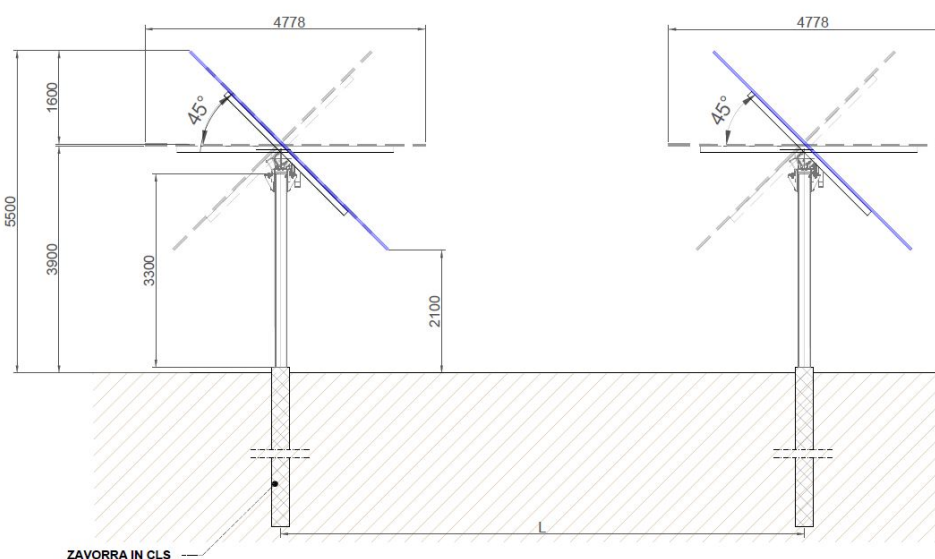


Figura 7 – Profilo longitudinale struttura

Il progetto prevede 305 strutture monostringa (da 14 moduli) e 861 strutture bistringa (28 moduli), per un totale di 2.027 strighe fotovoltaiche ed una potenza complessiva installata di 40.012,98 kWp.

L’impianto sarà corredato da 11 cabine di campo, edificio di controllo, stazioni di elevazione e una stazione di elevazione utente da connettersi alla stazione di rete.

Le cabine di campo sono costituite da:

- Inverter con predisposizione all’accumulo;
- Trasformatore MT/BT;
- Quadri MT;
- Servizi di cabina;
- Container Storage.

L’impianto è diviso in sottocampi. Nelle cabine di campo CT tramite degli inverter avviene la trasformazione della corrente continua generata dai moduli fotovoltaici in corrente alternata in bassa tensione (BT). Successivamente, tramite dei trasformatori la corrente in BT viene elevata in media tensione (MT) a 33.000 V.

Dalle cabine di campo, l'energia elettrica prodotta dall’impianto agro-fotovoltaico sarà poi condotta alla stazione Utente 220/33 kV sita in Contrada Bosco Sant’Anna (Partinico, PA).

L’impianto agro-fotovoltaico “S&P 19”, infatti, è connesso alla rete elettrica nazionale RTN sulla linea AT Partanna-Partinico.

L’impianto agro-fotovoltaico “S&P 19”, pertanto, è connesso alla rete elettrica nazionale RTN sulla linea AT Ciminna-Partinico.

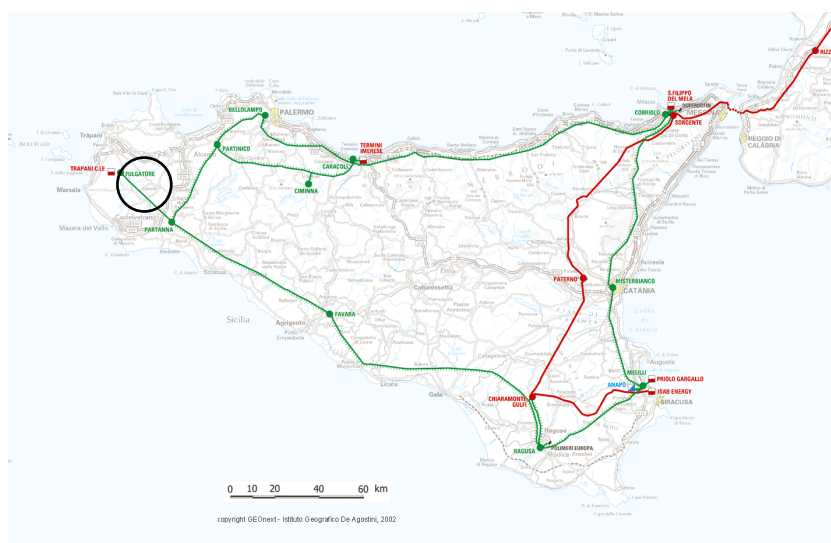


Figura 8 – Rete elettrica nazionale RTN sulla linea AT Partanna-Partinico (carta Terna)

L'impianto sarà dotato di viabilità interna e perimetrale, due accessi carrabili, recinzione perimetrale, sistema di illuminazione e videosorveglianza.

I due accessi carrabili all'area saranno costituiti da un cancello a un'anta scorrevole in scatolari metallici largo 6 m e montato su pali in acciaio fissati al suolo con plinti di fondazione in cls armato collegati da cordolo.

La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete in acciaio zincato plastificata verde alta 2 m, collegata a pali di acciaio alti 2 m fissati direttamente nel suolo per una profondità di 50 cm. La recinzione installata lungo tutto il perimetro dell'impianto agro-fotovoltaico e quindi prossima agli elementi biotici di connessione, avrà un'altezza di almeno 30 cm e si procederà all'installazione di una luce libera continua al fine di consentirne il libero passaggio della fauna. La recinzione sarà collocata a 10m dal limite catastale a chiusura delle la fascia di mitigazione di almeno 10m.

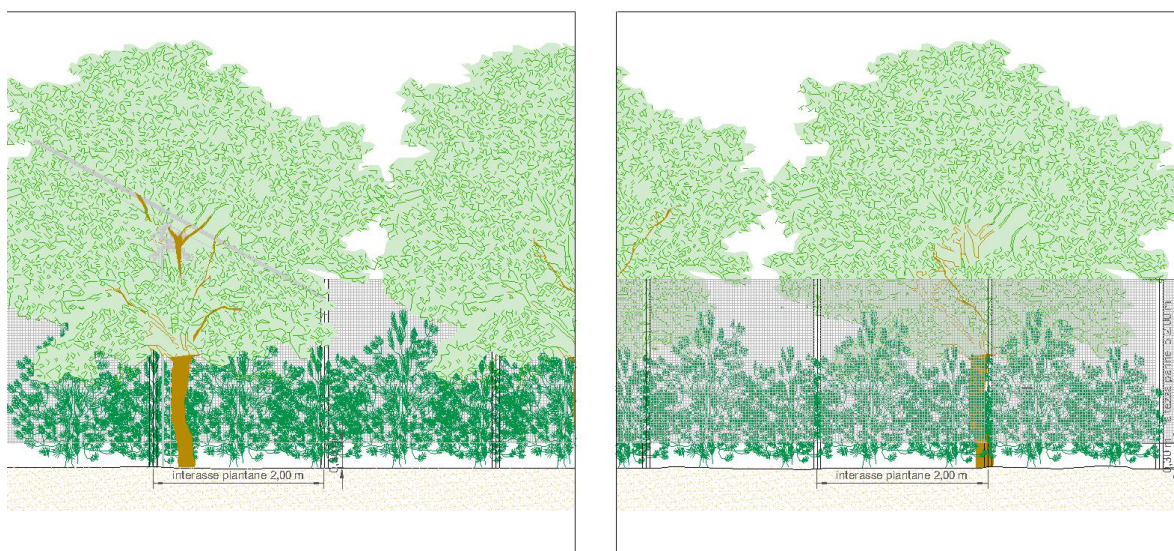


Figura 9 – Dettaglio della recinzione dell'impianto agro-fotovoltaico

La viabilità interna sarà larga 3 m e sarà realizzata in terra battuta. La viabilità di accesso esterno alla stazione utente avrà le stesse caratteristiche di quella interna dell'impianto. Il sistema di illuminazione e videosorveglianza sarà montato su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in cls armato. I pali avranno una altezza massima di 3,5 m, saranno dislocati ogni 50 m lungo la recinzione e su di essi saranno montati i corpi illuminanti a led (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) e le videocamere del sistema di sorveglianza. I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale già previsto per il passaggio dei cavidotti dell'impianto agro-fotovoltaico. Nella

fase di funzionamento dell'impianto non sono previsti consumi di energia, eccezion fatta per il sistema di illuminazione e videosorveglianza che avrà una sua linea di alimentazione elettrica tradizionale. Le apparecchiature di conversione dell'energia generata dai moduli (inverter e trasformatori), nonché i moduli stessi, non richiedono fonti di alimentazione elettrica.

Il funzionamento dell'impianto agro-fotovoltaico non richiede ausilio o presenza di personale addetto, tranne per le eventuali operazioni di riparazione guasti o manutenzioni ordinarie e straordinarie e per lo svolgimento delle attività agronomiche. Con cadenza saltuaria sarà necessario provvedere alla pulizia dell'impianto, che si divide in due operazioni: lavaggio dei pannelli fotovoltaici per rimuovere lo sporco naturalmente accumulatosi sulle superfici captanti (trasporto eolico e meteorico) e insieme alla manutenzione programmata dell'impianto elettrico e la gestione del Piano Agro-fotovoltaico con tutte le attività agricole connesse.

4.2 Tecnologie e tecniche adottate

L'impianto, complessivamente di 40.012,98 kWp sarà composto da 11 inverter: n. 5 inverter di tipo Ingecon Sun Single + Dual Inverters con potenza nominale di 5,400 MWp, n.5 inverter Sun Dual Inverter con potenza nominale di 3,600 MWp e n. 1 inverter di tipo Ingecon Sun Single Inverters con potenza nominale di 1,800 MWp.

Lo schema di progetto utilizzato pertanto considera:

- Pannelli fotovoltaici;
- Inverter Ingecon;
- Inverter Ingecon Storage;
- Sistema di Controllo PV Plant Control System Ingecon;
- Predisposizione all'accumulo con Battery Fluence Sunflex.

A seguire lo schema elettrico e le schede tecniche dei componenti che compongono il progetto.

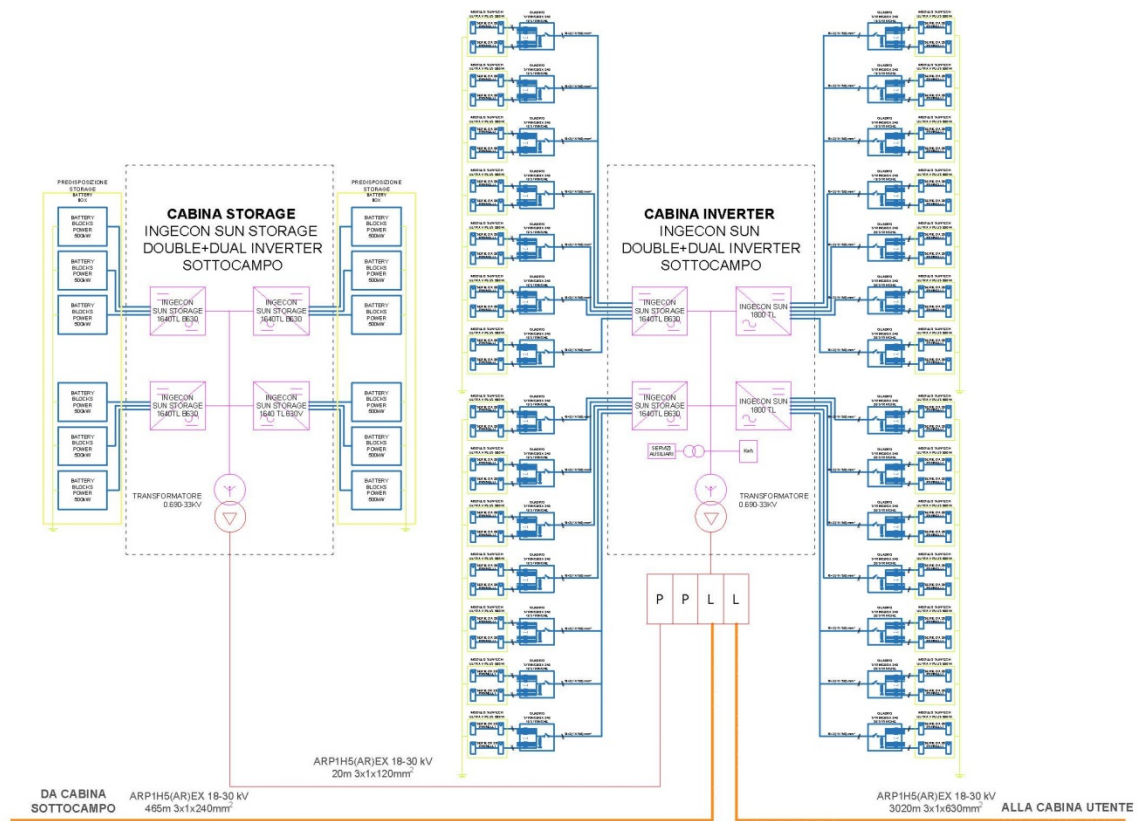


Figura 10 – Esempio di schema elettrico (TAV. IT-SEU)

INGECON

SUN

PowerStation
1,500 Vdc

**MEDIUM VOLTAGE
INVERTER STATION,
CUSTOMIZED
UP TO 7.20 MVA**

From 2100 to 7200 kVA

This brand new medium voltage solution integrates all the devices required for a multi-mega-watt system.

**Maximize your investment
with a minimal effort**

Ingeteam's Inverter Station is a compact, customizable and flexible solution that can be configured to suit each customer's requirements. It is supplied together with up to four photovoltaic inverters (two dual inverters). The main equipments such as inverters and MV transformer are suitable for outdoor installation and the IP54 shelter includes in two separate compartments the MV switchgear and the LV auxiliary equipments. The LV compartment can be implemented with auxiliary devices provided by the customer and is available with forced air cooling or air conditioner cooling system.

Higher adaptability and power density

This PowerStation is now more versatile, as it presents the MV transformer integrated into a steel base frame together with the MV switchgear. Moreover, it features the greatest power density on the market: 326 kW/m³.

Plug & Play technology

This MV solution integrates power conversion equipment –up to 7.20 MVA–, liquid-filled hermetically sealed transformer up to 34.5 kV and provision for low voltage equipment. The MV Mini-Skid is delivered pre-assembled for a fast on-site connection with up to four PV inverters from Ingeteam's B Series central inverter family.

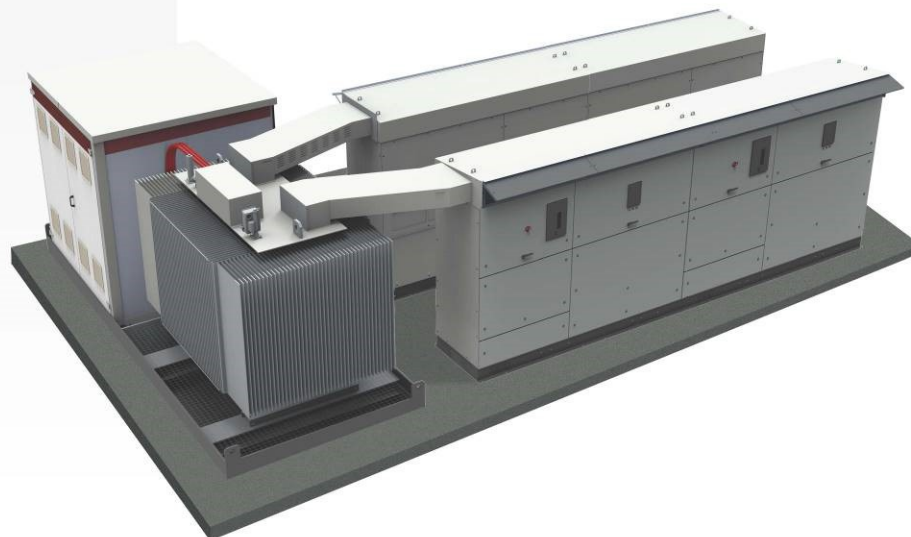
Complete accessibility

Thanks to the lack of housing, the inverters and the transformer can have immediate access. Furthermore, the design of the B Series central inverters has been conceived to facilitate maintenance and repair works.

Maximum protection

Ingeteam's B Series central inverters integrate the latest generation electronics and a much more efficient electronic protection. Apart from that, they feature the main electrical protections and they deploy grid support functionalities, such as low voltage ride-through capability, reactive power deliverance and active power injection control.

Furthermore, the electrical connection between the inverters and the transformer is fully protected from direct contact.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

Medium voltage inverter station, customized up to 7.20 MVA

CONSTRUCTION

- Steel base frame.
- Suitable for slab or piers mounting.
- Compact design, minimizing freight costs.

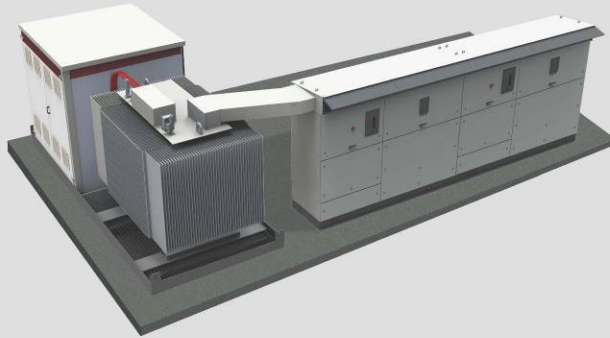
STANDARD EQUIPMENT

- Up to four inverters with an output power of 7.20 MVA.
- Liquid-filled hermetically sealed transformer up to 34.5 kV.
- Oil-retention tank.
- Shelter for installation of LV equipment.
- Minimum installation at project site installation at project site.

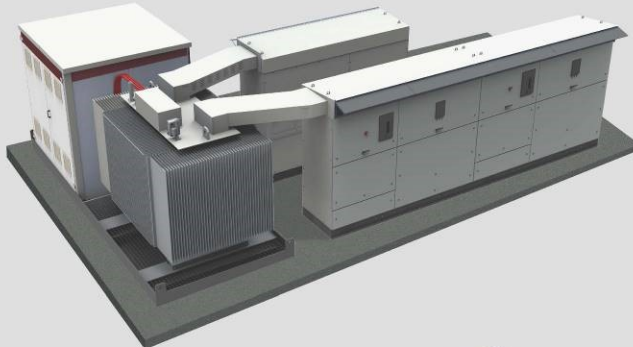
OPTIONS UPON REQUEST

- Electrical gear as per customer necessities: low voltage distribution panels, auxiliary transformers, SCADA panels, and integration on shelter.
- Metering equipment.
- Remote communications.
- Start-up at the system site.

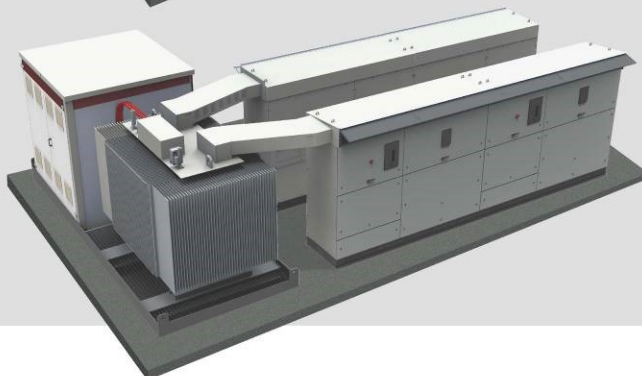
Three possible configurations



Dual Inverter Station
From 2,100 up to 3,600 kVA.



**Single Inverter +
Dual Inverter Station**
From 3,150 up to 5,400 kVA.



Two Dual Inverter Stations
From 4,200 up to 7,200 kVA.

Ingeteam

Medium voltage inverter station, customized up to 7.2 MVA

STANDARD EQUIPMENT

- From one up to four inverters with an output power of 7.2 MVA.
- Liquid-filled hermetically sealed transformer up to 34.5 kV with reduced power losses.
- LV/MV Shelter integrating the LV panel, MV switchgear and auxiliary services transformer.

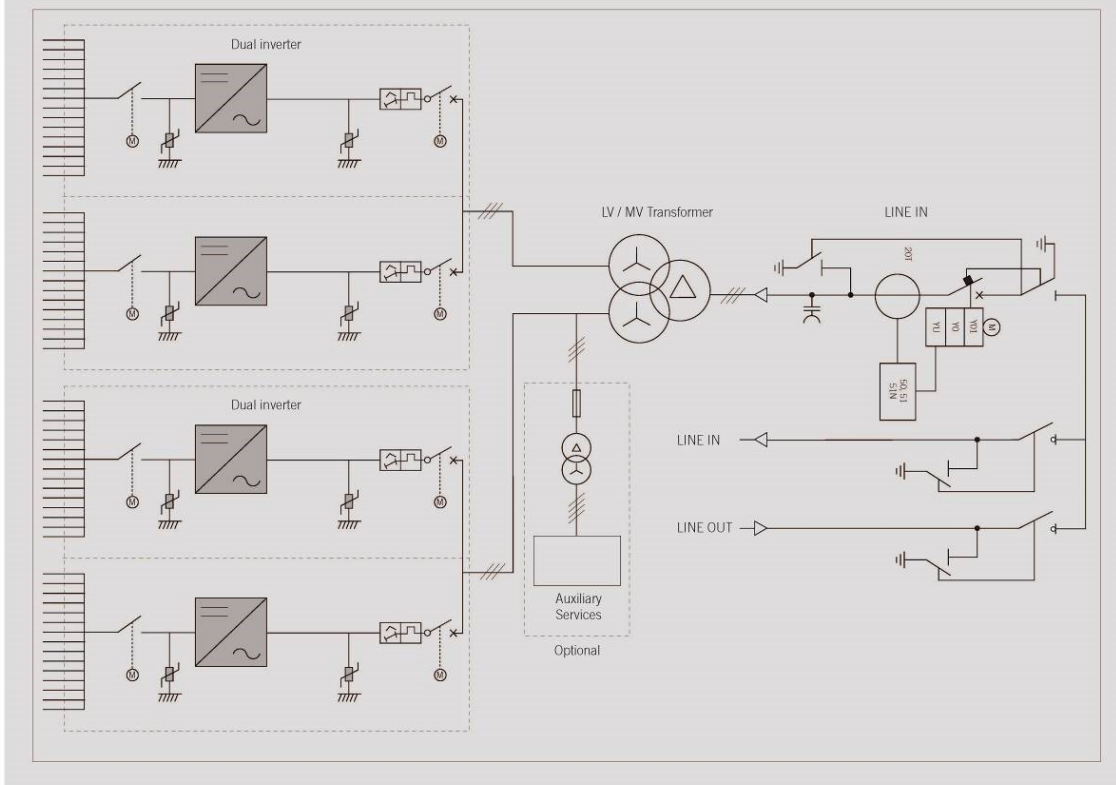
OPTIONS UPON REQUEST

- Electrical gear as per customer necessities:
- Low voltage distribution panels.
 - UPS for auxiliary services.
 - Start-up at the system site.
 - Air conditioning cooling system.
 - High-speed Ethernet / Fiber Optic communication system for a plug-and-play connection to the PPC or SCADA.
- INGECON® SUN StringBox with 16, 24 or 32 input strings.
 - Gateway for the grid operator to monitor and control the PV plant by using standard protocols, like IEC61850, IEC60870-5-101/104, DNP 3.0, etc.
 - Sand trap kit.
 - Meteo station.
- Energy meter for the auxiliary services and/or energy production.
 - Insulation monitoring relay for the IT systems.
 - Reactive power regulation without PV power.
 - Ground connection of the PV array.

	SKL - Dual Inverter	SKL - Single + Dual Inverter	SKL - Double Dual Inverter
Number of inverters	2	3	4
Rated power @50 °C / 122 °F	3,227 kVA	4,840 kVA	6,454 kVA
Max. power @30 °C / 86 °F	3,586 kVA	5,379 kVA	7,172 kVA
Voltage class	24 - 36 kV	24 - 36 kV	24 - 36 kV
Installation altitude ⁽¹⁾	Up to 4,500 m (14,765 ft)	Up to 4,500 m (14,765 ft)	Up to 4,500 m (14,765 ft)
Operating temperature range	-20 °C to +60 °C / -4 °F to +140 °F	-20 °C to +60 °C / -4 °F to +140 °F	-20 °C to +60 °C / -4 °F to +140 °F

Notes: ⁽¹⁾ For installations beyond 1,000 m (3,280 ft), please contact Ingeteam's solar sales department.

Configuration with two dual inverters



Ingeteam

Long-lasting design

These inverters have been designed to guarantee a long life expectancy. Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years.

Grid support

The INGECON® SUN PowerMax B Series has been designed to comply with the grid connection requirements, contributing to the quality and stability of the electric system. These inverters therefore feature a low voltage ride-through capability, and can deliver reactive power and control the active power delivered to the grid. Moreover, they can operate in weak power grids with a low SCR.

Ease of maintenance

All the elements can be removed or replaced directly from the inverter's front side, thanks to its new design.

Easy to operate

The INGECON® SUN PowerMax inverters feature an LCD screen for the simple and convenient monitoring of the inverter status and a range of internal variables. The display also includes a number of LEDs to show the inverter operating status with warning lights to indicate any incidents. All this helps to simplify and facilitate maintenance tasks.

Monitoring and communication

Ethernet communications supplied as standard. The following applications are included at no extra cost: INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor and its Smartphone version Web Monitor, available on the App Store. These applications are used for monitoring and recording the inverter's internal operating variables through the Internet (alarms, real time production, etc.), in addition to the historical production data.

Two communication ports available for each inverter (one for monitoring and one for plant controlling), allowing fast and simultaneous plant control.

PROTECTIONS

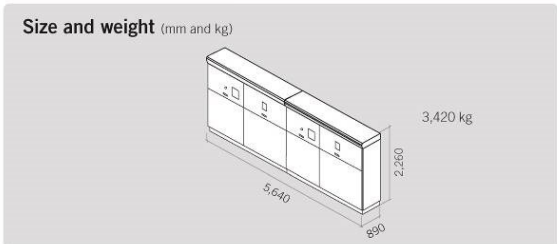
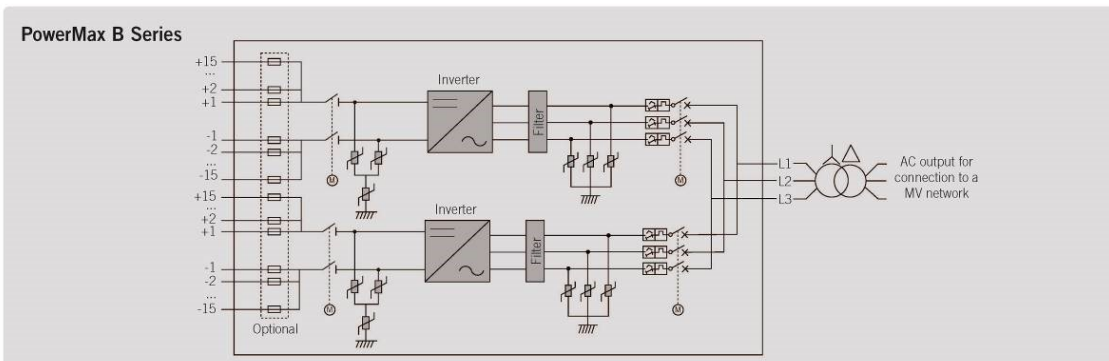
- DC Reverse polarity.
- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 15 pairs of fuse-holders per power block.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the inverter from the PV array.
- Low voltage ride-through capability.
- Motorized AC circuit breaker.
- Hardware protection via firmware.
- Additional protection for the power stack, as it is air-cooled by a closed loop.

OPTIONAL ACCESSORIES

- Insulation failure AC.
- Grounding kit.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of down to -30 °F.
- DC surge arresters type I+II.
- DC fuses.
- Monitoring of the group currents at the DC input.
- PID prevention kit (PID: Potential Induced Degradation).
- Night time reactive power injection.
- Sand trap kit.
- Integrated DC combiner box.

ADVANTAGES OF THE B SERIES

- Higher power density.
- Latest generation electronics.
- More efficient electronic protection.
- Night time supply to communicate with the inverter at night.
- Enhanced performance.
- Easier maintenance thanks to its new design and enclosure.
- Lightweight spares.
- It allows to ground the PV array.
- Components easily replaceable.



INGECON

SUN

PowerMax B Series 1,500 V_{dc}

	1640TL B630	1665TL B640	1690TL B650	1740TL B670	1800TL B690
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	1,620 - 2,128 kWp	1,646 - 2,162 kWp	1,672 - 2,196 kWp	1,723 - 2,263 kWp	1,775 - 2,330 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	910 - 1,300 V	922 - 1,300 V	937 - 1,300 V	965 - 1,300 V	994 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,850 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (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	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
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) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,637 kVA / 1,473 kVA	1,663 kVA / 1,496.5 kVA	1,689 kVA / 1,520 kVA	1,741 kVA / 1,567 kVA	1,793 kVA / 1,613 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,637 kVA / 1,449 kVA	1,663 kVA / 1,472 kVA	1,689 kVA / 1,495 kVA	1,741 kVA / 1,541 kVA	1,793 kVA / 1,587 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage ⁽⁵⁾	630 V IT System	640 V IT System	650 V IT System	670 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor ⁽⁶⁾	1				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁷⁾	<3%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short circuits and overloads				
Features					
Maximum efficiency	98.9%				
Euroefficiency	98.5%				
Max. consumption aux. services	4,250 W				
Stand-by or night consumption ⁽⁸⁾	90 W				
Average power consumption per day	2,000 W				
General Information					
Operating temperature	-20 °C to +60 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
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				
Average air flow	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, Arrêté 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. III, Terna A68, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruan 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				

Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions. ⁽²⁾ V_{mpp,min} is for rated conditions (V_{ac}=1 p.u. and Power Factor=1). ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the 'V_{oc}' at low temperatures. ⁽⁴⁾ With the sand trap kit. ⁽⁵⁾ Other AC voltages and powers available upon request. ⁽⁶⁾ For P_{inv}>25% of the rated power. ⁽⁷⁾ For P_{inv}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4. ⁽⁸⁾ Consumption from PV field when there is PV power available.

Ingeteam

INGECON

SUN STORAGE

PowerMax B Series
1,500 V_{dc}

**THREE-PHASE
TRANSFORMERLESS
BATTERY INVERTER**

**860TL B330 / 1170TL B450 / 1325TL B510 /
1380TL B530 / 1500TL B578 / 1560TL B600 /
1640TL B630**

The INGECON® SUN STORAGE PowerMax is a three-phase bidirectional battery inverter that can be used in grid-connected and stand-alone systems. This inverter offers a high-power density in a single power block, providing different configurable operating modes. Besides, it features the same technology as Ingeteam's PV inverters, facilitating the supply of spare parts.

Easy maintenance

String inverter philosophy has been applied in the design of this central inverter, facilitating the inverter usage. Moreover, the input and output lines are integrated into the same cabinet, in order to make maintenance work easier.

Battery management

The INGECON® SUN STORAGE PowerMax features a highly advanced battery control technology, ensuring the maximum life of the storage system. The battery temperature could be controlled at all times ensuring an enhanced lifespan of the accumulator. This inverter is 100% compatible with Ingeteam's PV inverters.

Software included

Included at no extra cost the software INGECON® SUN Manager for monitoring and recording the inverter data over the Internet. Ethernet communications are supplied as standard.

The INGECON® SUN STORAGE PowerMax three-phase inverter complies with the most demanding international standards.

Standard 3 year warranty, extendable for up to 25 years



PROTECTIONS

- Output short-circuits and overloads.
- Insulation failures.
- Motorized DC load break disconnect.
- IP66 protection class for the electronics.
- DC and AC surge arresters, type 2.
- Motorized AC circuit breaker.

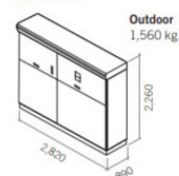
INTEGRATED ACCESSORIES

- Ethernet communication.
- DC pre-charge system.
- AC pre-charge system.

OPTIONAL ACCESSORIES

- DC fuses.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of -30 °C (-22 °F).

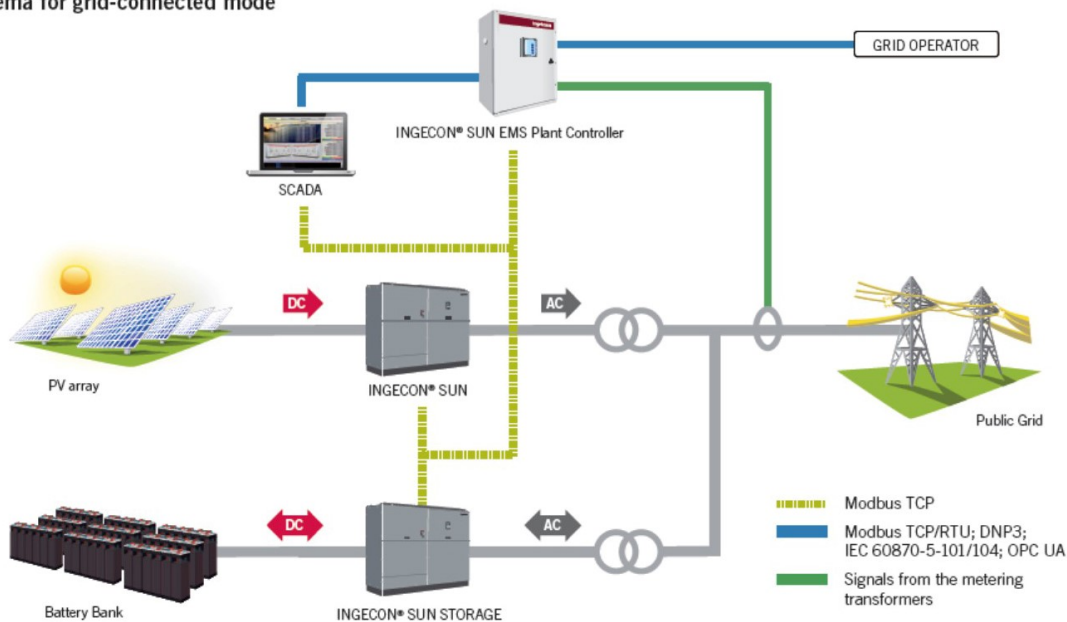
Size (mm)



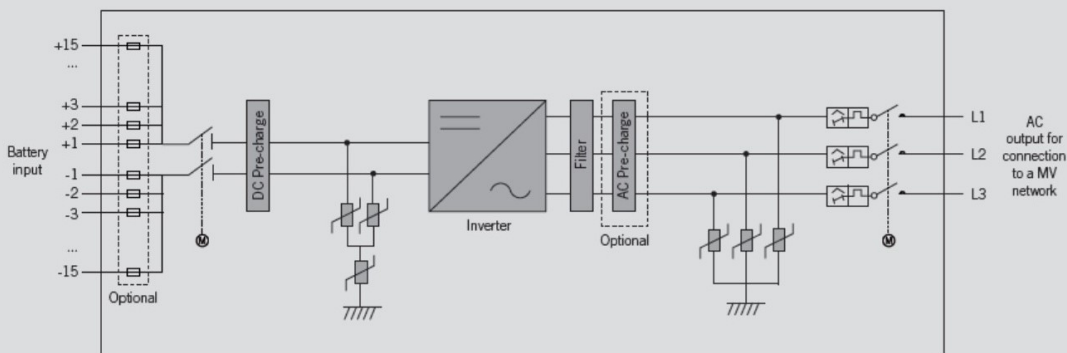
www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

Schema for grid-connected mode



SUN STORAGE PowerMax



Ingeteam

INGECON

SUN

EMS Plant Controller

PV PLANT CONTROL SYSTEM

The INGECON® SUN EMS Plant Controller helps the grid operator to manage the PV plant performance and to guarantee the quality and stability of the electricity supply.

Maximum PV plant control

An advanced algorithm combined with a fast and efficient communications system, with response times of less than one second, permit precise control of the active and reactive power delivered by the plant to the grid.

The INGECON® SUN EMS Plant Controller controls the PV inverters, ensuring compliance with the grid operator's requirements at the PV plant connection point. It is also possible to manage energy storage systems and other devices such as diesel generators, through the use of INGECON® SUN STORAGE Power Max inverters.



This is a flexible system that can easily be adapted to the needs and configurations of each particular plant, whilst complying with the country-specific standards and regulations.

Description of the complete system

A PV plant with a plant controller typically consists of:

- INGECON® SUN EMS Plant Controller, comprising two basic systems: metering and control. It can additionally incorporate a communication channel with the grid operator in order to receive the operating set-points.
- INGECON® SUN PV inverters connected to the PV array.
- INGECON® SUN STORAGE battery inverters connected to the energy storage system. Only when energy storage systems are required to cover situations in which the solar radiation is too low or to provide energy for night-time use.
- SCADA, plant monitoring system.
- Communications network. Connecting the INGECON® SUN EMS Plant Controller with the different inverters, transmitting the operating setpoints and monitoring the status of the equipment.

Continuous communication with all the devices

The Power Plant Controller permits the dynamic reception of the grid operator's set-points. For this purpose, a number of communication protocols are incorporated such as Modbus TCP / RTU, DNP3, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104 and OPC UA. Likewise, it is also possible to add digital and analogue I/O modules in order to extend the communication capabilities with third-party devices.

Furthermore, the INGECON® SUN EMS Plant Controller permits communication with the plant SCADA to transmit the connection point data. It is also possible a manual control for temporary maintenance or engineering operations.

www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

I moduli saranno raggruppati in stringhe da 14 o 28 pannelli connessi in serie.

Le stringhe saranno poi connesse in parallelo in modo da rispettare i limiti di corrente e di tensione dell'inverter. La potenza totale installata sarà di 40.012,98 kWp.

L'uscita in AC di ciascun inverter verrà collegata a un trasformatore. In particolare, gli inverter Ingecon Sun Single + Dual Inverters da 5.400 MWp verranno connessi a un trasformatore da 6.000 kVA che trasformerà l'uscita dell'inverter da 600 V a 33 kV. Gli inverter Ingecon Sun Dual Inverters da 3.600 MWp verranno connessi a un trasformatore da 4.000 kVA che trasformerà l'uscita dell'inverter da 690 V a 33 kV. Gli inverter Ingecon Sun Single Inverters da 1.800 MWp verranno connessi a un trasformatore da 2.000 kVA che trasformerà l'uscita dell'inverter da 690 V a 33 kV.

Inclinazione dei moduli fotovoltaici

L'inclinazione dei pannelli viene definita in base all'incidenza dei raggi solari in modo da massimizzare la produzione. Il sistema porta moduli viene descritto in dettaglio nel paragrafo relativo alla struttura.

Ombre e distanze fra le strutture

L'inseguitore stesso sarà dotato di un sistema di "back tracking" che eviterà per tutto l'anno che le strutture si facciano ombra tra di loro.

Pannelli Fotovoltaici

I valori di radiazione disponibile sulla superficie dei moduli con orientazione sud e installati ad una determinata inclinazione, il rendimento stesso dei moduli e la loro potenza nominale, sono parametri determinanti per definire la produzione elettrica dei pannelli. I pannelli sono elementi di generazione elettrica e possono essere connessi in serie o parallelo, a seconda della tensione nominale richiesta. I pannelli sono costituiti da un numero ben definito di celle fotovoltaiche protette da un vetro e incapsulate in un materiale plastico. Il tutto racchiuso dentro una cornice metallica, che in alcuni casi non è presente (glass-glass).

Le cellule fotovoltaiche sono costituite di silicio. Questo materiale permette che il pannello produca energia dal mattino alla sera, sfruttando tutta l'energia messa a disposizione dal sole.

Uno strato antiriflesso incluso nel trattamento della cella assicura uniformità di colore, rendendo il pannello esteticamente più apprezzabile.

Grazie alla robusta cornice metallica in alluminio anodizzato, capace di sostenere il peso e le dimensioni del modulo e grazie alla parte frontale costituita da vetro temprato antiriflesso con basso contenuto di ferro, i pannelli soddisfano le restrittive norme di qualità a cui sono sottoposti, riuscendo ad adattarsi alle condizioni ambientali di installazione per tutta la vita utile del pannello.

La scatola di derivazione contiene le connessioni per polo positivo e negativo e include 2 diodi che permettono di ridurre le perdite di energia dovute a ombreggiamento parziale dei moduli, proteggendo inoltre elettricamente il modulo durante il verificarsi di questa situazione.

Grazie alla loro robustezza, non hanno problemi ad adattarsi a condizioni ambientali avverse e come precedentemente affermato hanno una vita utile superiore ai 20 anni.

I pannelli saranno connessi all'impianto di terra secondo la normativa vigente. Per questo progetto è stato selezionato il seguente pannello: Canadian Solar TOP BiHiKu da 705 Wp.

Per le caratteristiche si vedano le figure seguenti.

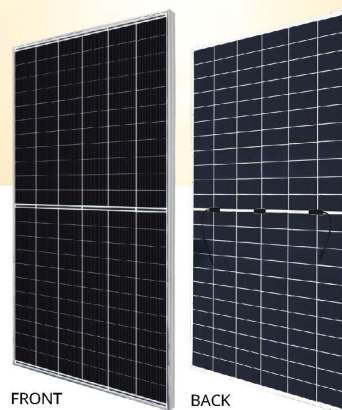


TOPBiHiKu7






N-type Bifacial TOPCon Technology

675 W ~ 705 W



CS7N-675 | 680 | 685 | 690 | 695 | 700 | 705TB-AG



MORE POWER

-  Module power up to 705 W
Module efficiency up to 22.7 %
-  Up to 85% Power Bifaciality,
more power from the back side
-  Excellent anti-LeTID & anti-PID performance.
Low power degradation, high energy yield
-  Lower temperature coefficient (Pmax): -0.29%/°C,
increases energy yield in hot climate
-  Lower LCOE & system cost

MORE RELIABLE

-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 2400 Pa*

 **Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship***

 **Linear Power Performance Warranty***

**1st year power degradation no more than 1%
Subsequent annual power degradation no more than 0.4%**

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001: 2015 / Quality management system
ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety
IEC 62941: 2019 / Photovoltaic module manufacturing quality system

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA / CGC
CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 22 years, it has successfully delivered over 100 GW of premium-quality solar modules across the world.

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

Struttura portamoduli

Come struttura portamoduli è stata selezionata la seguente opzione:

- Inseguitore mono-assiale orizzontale

La struttura verrà dimensionata secondo la normativa locale in termini di carichi di vento e neve e secondo la normativa sismica locale. Il sistema inseguitore realizza l'inseguimento del sole ruotando da est a ovest su un asse orizzontale nord-sud. Nelle figure seguenti vengono mostrati i particolari costruttivi degli inseguitori installati.

In generale, l'inseguitore è dotato di una barra centrale mossa da un attuatore che trasmette il movimento a diverse file (inseguitore multifila). In caso di inseguitore monofila, ciascuna fila avrà il proprio attuatore. La rotazione massima permessa è di $\pm 55^\circ$.

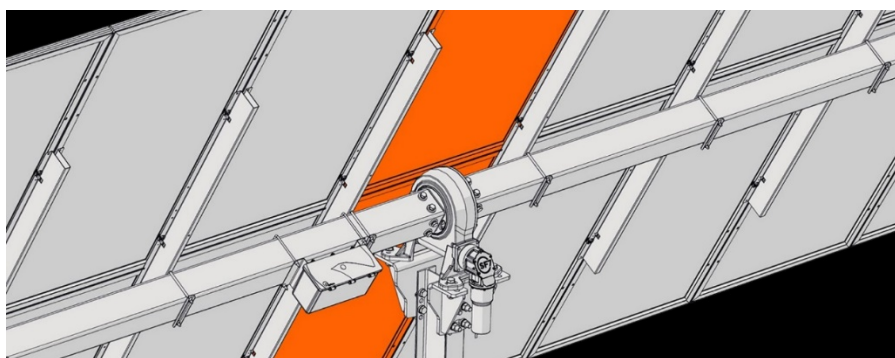


Figura 11 – Particolare dell'inseguitore installato

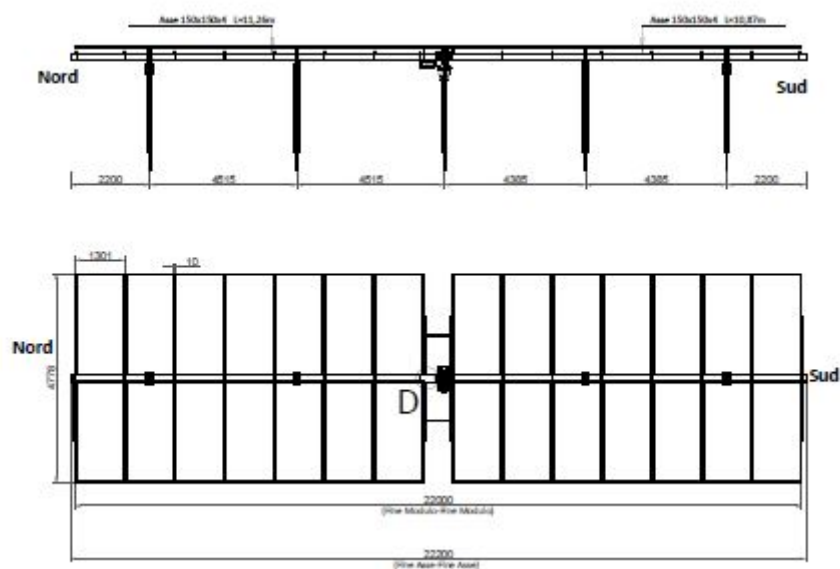


Figura 12 – Particolare vista in sezione e in planimetria delle strutture monostringa (14 pannelli)

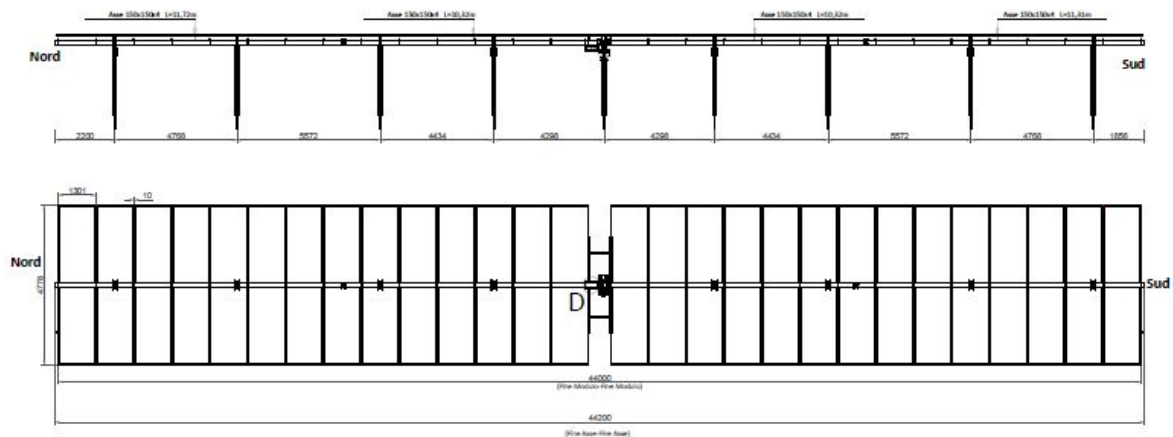


Figura 13 – Particolare vista in sezione e in planimetria delle strutture bistringa (28 pannelli)

Nel caso in oggetto, è stato selezionato l'inseguitore monofila, che si adatta meglio all'andamento non omogeneo del terreno e la distanza tra le file sarà di 9,5 m.

L'impianto conterrà in totale 2.027 inseguitori. Il sistema di controllo dell'inseguimento verrà programmato attraverso un algoritmo con orologio astronomico che tiene conto della traiettoria solare. Le figure seguenti mostrano un impianto realizzato con questo tipo di inseguitore e le dimensioni dell'inseguitore stesso.





Inverters

L'inverter è una parte fondamentale dell'installazione. Esso permette la conversione dell'energia in corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici.

Le apparecchiature selezionate saranno 11 inverter: n. 5 inverter di tipo Ingecon Sun Single + Dual Inverters con potenza nominale di 5,400 MWp, n. 5 inverter Sun Dual Inverter con potenza nominale di 3,600 MWp, n. 1 inverter Sun Single Inverter con potenza nominale di 1,800 MWp.

Gli inverter verranno posizionati in maniera tale da ridurre le perdite e le sezioni dei cavi nei tratti in continua. L'inverter selezionato assicura il massimo rendimento nelle condizioni di installazione e la riduzione di fermate inattese. L'inverter sarà dotato di un sistema master-slave automatico, modulare e ridondante. Ogni notte l'inverter selezionerà il master in base all'energia prodotta da ciascuno dei moduli slave. In questo modo il carico di lavoro verrà distribuito omogeneamente fra tutti i moduli. Il modulo master avrà disponibili fino a 10 curve di efficienza, utilizzabili per ottenere il massimo rendimento in tutti i ranghi di potenza. Il modulo master gestirà i moduli slave in modo da massimizzarne l'efficienza.

Il sistema di ventilazione indipendente in ciascun modulo riduce il consumo di energia. L'inverter riduce al minimo l'uso dell'energia in stand-by e a basso carico. Ciascuna zona calda del modulo ha 4 ventilatori indipendenti controllati attraverso dei sensori di temperatura opportunamente posizionati. La potenza in uscita dall'inverter si riduce lievemente fino ad arrivare a 50°C grazie al sovradimensionamento degli IGBT, al disegno meccanico e al sistema di ventilazione. A partire da 50 °C si ha un "derating" come mostrato nei grafici successivi.

La gestione e il supporto di rete è un'altra funzione molto importante di cui è dotato l'inverter. Per questo è dotato di un'interfaccia di controllo di potenza (PCI) capace di seguire le istruzioni che provengono dall'operatore di rete. L'inverter è capace di regolare la potenza attiva in funzione della frequenza di rete, in conformità con la normativa vigente. In caso di buchi di tensione o guasti in rete, l'inverter avrà la possibilità di immettere potenza reattiva per contribuire alla stabilità della rete stessa. La parte elettronica dell'inverter rimarrà completamente isolata dall'esterno, realizzando così una protezione massima senza l'ausilio di filtri anti polvere.

4.3 Caratteristiche della sezione di bassa tensione

Circuiti in bassa tensione Corrente Continua (DC)

I pannelli verranno collegati in serie tra di loro a formare le stringhe e successivamente connessi in quadri stringa (string box). Da questi quadri uscirà una linea indipendente che li collegherà al centro in cui sono installati gli inverter.

Quadri stringa

Verranno installati quadri stringa con la funzione di proteggere e monitorare le linee provenienti dalle stringhe. I quadri avranno 16, 24 e 32 ingressi, collegando tra loro le stringhe degli inseguitori. Ciascun inseguitore conterrà 1 o 2 stringhe, collegate in parallelo tramite una scatola di derivazione ermetica.

I quadri stringa verranno montati opportunamente sulla struttura dell'inseguitore, in una posizione tale da ridurre i percorsi dei cavi.

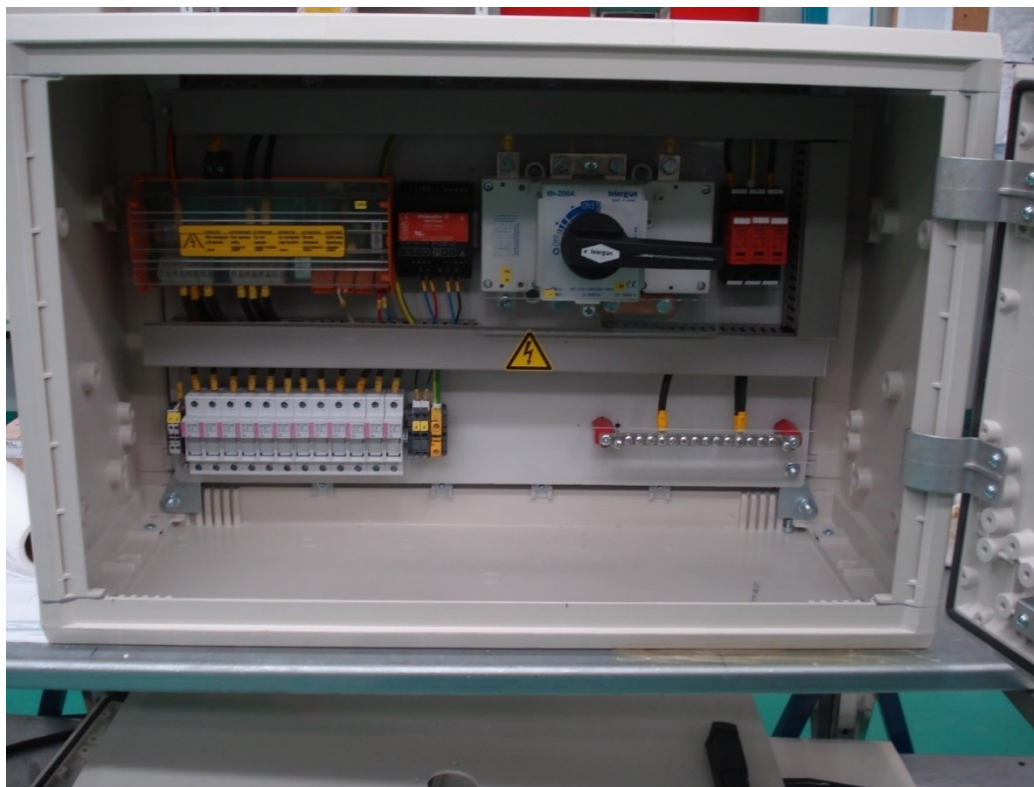


Figura 14 – Esempio particolare quadro stringa

Circuiti in bassa tensione Corrente Alternata (AC)

Verranno installati interruttori magnetotermici ad azionamento manuale, con potere di cortocircuito superiore al livello di cortocircuito calcolato nella posizione di installazione con la funzione di proteggere tutti i circuiti in AC.

Per quanto riguarda la protezione da contatti indiretti, verranno utilizzati dispositivi differenziali fissati su barra DIN. I dispositivi principali (dispositivo di generatore, di interfaccia e generale) saranno conformi alla norma vigente.

Rete di bassa tensione: Servizi Ausiliari

È previsto un quadro generale servizi ausiliari, alimentato attraverso un trasformatore dedicato, che alimenterà i seguenti circuiti:

- Quadro elettrico Sala Controllo;
- Illuminazione esterna, circuito antintrusione (CCTV) ecc.;
- UPS.

Inoltre, in ciascun edificio Inverter-Trasformatore, verrà installato un trasformatore da 30 kVA, alimentato dall'uscita AC dell'inverter, che fornirà alimentazione ai seguenti circuiti:

- Centro di trasformazione-inverter;
- Illuminazione;
- Circuiti di emergenza;
- Ventilazione;
- Circuito motori inseguitore;
- Circuiti String boxes di primo livello;
- Circuiti vari.

Tutti i circuiti saranno realizzati in conduttore di rame tipo 0,6/1kV, con percorsi interrati su tubo corrugato o su passerella metallica. In corrispondenza delle connessioni i quadri verranno posati su tubi di acciaio. Le derivazioni verranno realizzate in scatole ermetiche mediante morsettiere. Gli ingressi e le uscite delle scatole verranno realizzate con premistoppa. Ciascuna scatola verrà identificata con un codice univoco indelebile e chiaramente visibile per poter facilitarne la manutenzione. Tutte le masse e le canalizzazioni metalliche saranno connesse all'impianto di terra.

Quadri Elettrici

Oltre al quadro di parallelo in AC e al quadro dei Servizi Ausiliari, in ciascun edificio Inverter-Trasformatore verrà installato un quadro elettrico generale, il più prossimo possibile al trasformatore, che fornirà alimentazione a tutte le utenze del centro. I quadri saranno di tipo metallico di dimensioni standardizzate, con porta frontale liscia e dotati di segregazione per morsettieria e connessioni. Ciascun quadro sarà dotato di interruttore generale multipolare per ciascuna linea di ingresso che arrivi dal quadro generale. L'interruttore sarà di tipo modulare o scatolato, secondo la taglia richiesta.

Ciascun circuito di illuminazione sarà dotato di interruttore magnetotermico differenziale da 30 mA mentre i circuiti relativi agli altri carichi saranno dotati di interruttore magnetotermico differenziale da 300 mA o 500 mA a seconda del caso, in maniera da assicurare le selettività.

Tutti gli interruttori e il quadro stesso saranno chiaramente identificati mediante etichette, che riporteranno le informazioni sui circuiti che alimentano. Le connessioni e i cavi saranno anch'essi chiaramente identificati con etichetta e raggruppati ordinatamente tramite fascette.

Centro Inverter-Trasformatore

Gli inverter verranno posizionati in maniera tale da minimizzare i percorsi dei cavi in DC e, conseguentemente, minimizzare le perdite. Gli inverter verranno installati in edificio prefabbricato in cemento, container metallico, o su una base di cemento armato in caso di installazioni outdoor, rispettando le prescrizioni del fabbricante. Verrà installato un edificio inverter-trasformatore per ogni gruppo. Per i dettagli si veda lo schema unifilare allegato.

In fase di progettazione definitiva si illustreranno i dettagli del centro. In caso di edifici prefabbricati, verrà installato un sistema di ventilazione forzata che mantenga la temperatura interna all'interno di valori adeguati al funzionamento dell'inverter.

Gli inverter verranno posizionati in maniera che ci sia sufficiente spazio per le operazioni di manutenzione.

Rete di media tensione e percorso cavidotto

L'impianto ha una potenza di 40.012,98 kWp comprenderà in totale 11 inverter suddivisi come di seguito:

- n. 5 Ingecon Single + Dual Inverters da 3,600 MWp;
- n.5 inverter Sun Dual Inverter da 3,600 MWp;
- n.1 inverter Sun Single Inverter da 1,800 MWp.

Per i dettagli si veda lo schema unifilare allegato.

Le principali apparecchiature di media tensione saranno:

- Celle modulari con isolamento in gas tipo RMU, costituite da 2 celle di linea e una cella trasformatore, installate nei centri inverter trasformatore;
- Celle modulari con isolamento in aria o gas installate nel centro generale di distribuzione.

Attraverso la trasformazione MT/AT la tensione verrà elevata per poter connettere l'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale.

Caratteristiche del trasformatore:

Potenza 468 MVA – ONAN-ONAF

Rapporto di trasformazione: 0,690/30 kV

Z = 8,5 %

I cavidotti di collegamento dell'impianto saranno realizzati completamente interrati. Nelle figure seguenti sono riportate le sezioni dei cavidotti BT, MT desunte dagli elaborati del progetto definitivo allegati al SIA.

Il cavidotto verrà realizzato interamente nel sottosuolo utilizzando nella maggior parte dei casi la tecnica no-dig, ad una profondità di circa 3 m rispetto al piano stradale o di campagna, dalla generatrice superiore del cavidotto per quanto riguarda la linea MT.

In particolare, per la posa dei cavidotti MT, nel collegamento tra l'impianto, le stazioni di elevazione, la stazione utente e la stazione rete, verrà usata come già detto la tecnologia no-dig, la quale permette la posa in opera di tubazioni e cavi interrati o il recupero funzionale, parziale o totale, o la sostituzione di condotte interrate esistenti senza ricorrere agli scavi a cielo aperto, evitando le manomissioni di superficie ed eliminando così pesanti e negativi impatti sull'ambiente sia naturale che costruito, sul paesaggio, sulle strutture superficiali e sulle infrastrutture di trasporto. Il successivo riempimento del cavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti.

Il riempimento del cavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti. La profondità minima di posa per le strade di uso pubblico è fissata dal Nuovo Codice della Strada ad 1 m dall'estradosso della protezione; per tutti gli altri suoli e le strade di uso privato valgono i seguenti valori, dal piano di appoggio del cavo, stabiliti dalla norma CEI 11-17.

Parallelismi ed attraversamenti tra cavi di energia ed altre canalizzazioni regolamentati dalla CEI 11-17 Terza Ediz.				
Tipologia di coesistenza	Norma di riferimento	Distanza		Note
		A	B	
Coesistenza tra cavi di energia e cavi di telecomunicazione interrati				
Incroci tra cavi	6.1.01		≥0,30m	Il cavo posto superiormente deve essere protetto per una lunghezza non inferiore a 1 m con uno dei dispositivi descritti al punto 6.1.04: detti dispositivi devono essere posti simmetricamente rispetto all'altro cavo
Parallelismo tra cavi	6.1.02	≥0,30m		E' preferibile la posa alla maggiore distanza possibile. Semmai non si dovesse potere assicurare nemmeno la distanza di 0,30m si deve applicare sul cavo posato alla minore profondità, oppure su entrambi i cavi quando la differenza di quota tra essi è minore di 0,15m, uno dei dispositivi di protezione di cui al punto 6.1.04
Coesistenza tra cavi di energia e tubazioni o serbatoi metallici interrati				
Incroci tra cavi di energia e tubazioni metalliche	6.3.01		≥0,50m	Il cavo posto superiormente deve essere protetto per una lunghezza non inferiore a 1 m con uno dei dispositivi descritti al punto 6.1.04: detti dispositivi devono essere posti simmetricamente rispetto all'altro cavo
Parallelismo tra cavi di energia e tubazioni metalliche	6.3.02	≥0,30m		E' preferibile la posa alla maggiore distanza possibile. Semmai non si dovesse potere assicurare nemmeno la distanza di 0,30m si deve applicare sul cavo posato alla minore profondità, oppure su entrambi i cavi quando la differenza di quota tra essi è minore di 0,15m, uno dei dispositivi di protezione di cui al punto 6.1.04
Coesistenza tra cavi di energia e gasdotti	6.3.03			La coesistenza di gasdotti interrati e cavi di energia è regolamentata dal D.M. 24.11.1984

Dispositivi di sicurezza di cui al punto 6.1.04: I dispositivi devono essere costituiti da involucri (cassette o tubi) preferibilmente in acciaio zincato a caldo (Norma CEI 7-6) o inossidabile con pareti di spessore non inferiore ai 2 mm. Sono ammessi involucri protettivi differenti da quelli sopra descritti purché presentino adeguata resistenza meccanica e siano, quando il materiale di cui sono costituiti lo renda necessario, protetti contro la corrosione.

Il riempimento della trincea e il ripristino della superficie devono essere effettuati, nella generalità dei casi, ossia in assenza di specifiche prescrizioni imposte dal proprietario del suolo, rispettando i volumi indicati nell'elaborato di progetto. La presenza dei cavi deve essere rilevabile mediante l'apposito nastro monitor posato a non meno di 0,2 m dall'estradosso del cavo ovvero della protezione.

Durante l'esecuzione dei lavori sarà prestata particolare attenzione ai sotto servizi presenti sul posto e a tutte le possibili interferenze riscontrabili lungo il percorso dei cavidotti, come visibile in allegato.

L'andamento delle linee dei cavidotti (interni o esterni all'impianto), varierà in funzione alle interferenze riscontrate durante la posa del cavo e ognuna di esse sarà sottopassata.

I cavidotti BT prevedono delle sezioni di scavo per l'alloggiamento rispettivamente di 100 cm di profondità per una larghezza variabile di 60-120 cm ed hanno una lunghezza totale di 9.700 m

I cavidotti MT interni alle aree di impianto (realizzati su strada in terra battuta), prevedono delle sezioni di scavo per l'alloggiamento rispettivamente di 190 cm di profondità per 60 cm di larghezza ed hanno lunghezza totale di 3.545 m.

I cavidotti MT esterni alle aree di impianto (realizzati su strada asfaltata), verranno realizzati con tecnologia no-dig per una lunghezza totale di circa 9.760 m.

Alcune tratte di cavi in MT ricadono in aree soggette a vincolo, atteso che i cavi MT saranno integralmente interrati, si può affermare la sostanziale compatibilità del progetto con il P.T.P.R.

Saranno altresì ripristinate tutte le pavimentazioni preesistenti fino alla completa ricomposizione dello stato di fatto. A lavoro ultimato tutti i ripristini dovranno trovarsi alla stessa quota del piano preesistente, senza presentare dossi o avvallamenti.

Nelle figure successive si riportano oltre ai dettagli dei cavidotti, le sezioni tecniche con particolari costruttivi delle varie interferenze.

TIPOLOGIA DI SCAVO LINEA BT

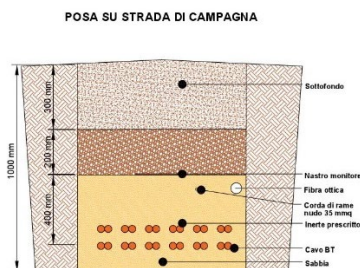


Figura 15 – Particolare sezione tipo cavo interrato BT

TIPOLOGIA DI SCAVO LINEA DI CONNESSIONE

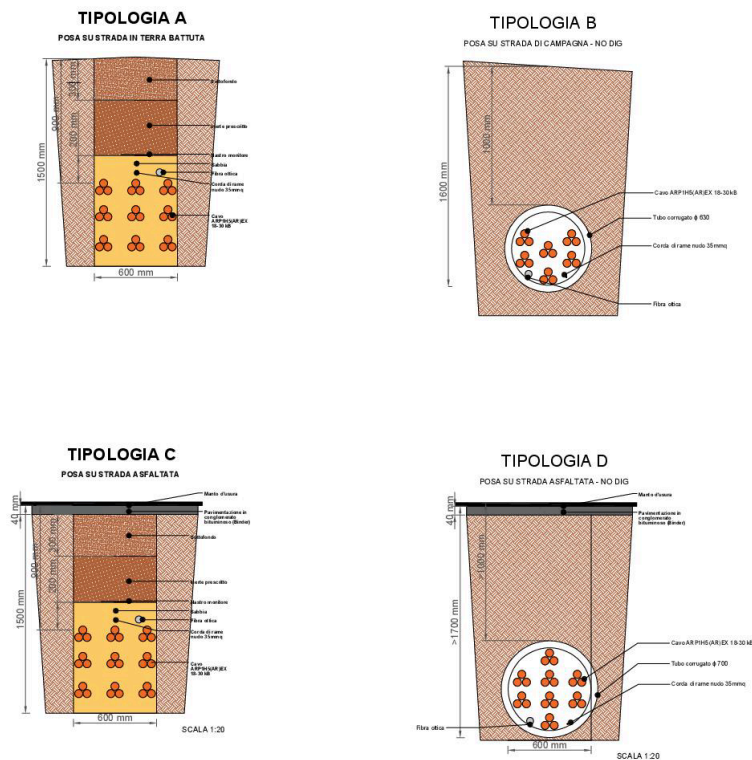


Figura 16– Particolare sezione tipo cavo interrato MT e particolari della sezione stradale

4.4 Impianto di elevazione-utenza ed impianto di consegna-Rete

La realizzazione della stazione di consegna è prevista nel comune di Partinico (PA), individuata al N.C.T. di Partinico nel foglio di mappa n. 98, occupando le particelle n. 211, 213, 420, 421, 422, 423, 426, 427, 428, 459, 460, 479, 480, 499, 500, 501, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 522, 523, 524, 525, 580, come da elaborato Carta di Corografia in allegato. La stazione ha un'estensione di circa 300.000 m² e l'ubicazione è prevista su un terreno classificato, urbanisticamente, come area "Agricola" dal Comune di Partinico (PA). La stazione di consegna sarà collegata alla stazione di trasformazione mediante un cavidotto interrato.

Stazione elettrica Utente

La stazione elettrica Utente è costituita da un raggruppamento di diverse singole sezioni di utente, con relativi edifici tecnici adibiti al controllo e alla misura dell'energia prodotta ed immessa in rete. Esternamente alla recinzione, sarà realizzata una strada di servizio, di 4,00 m di larghezza, che si collegherà alla viabilità preesistente. La viabilità di

nuova formazione sarà progettata e realizzata nel rispetto dell'ambiente fisico in cui viene inserita; verrà infatti realizzata previo scorticamento del terreno vegetale esistente per circa uno spessore di 40-50 cm, con successiva realizzazione di un sottofondo di ghiaia a gradazione variabile, e posa di uno strato in misto granulare stabilizzato opportunamente compattato. In nessun caso è prevista la posa di conglomerato bituminoso.

Per l'ingresso alla stazione, saranno previsti dei cancelli carrabili larghi 7,00 m di tipo scorrevole oltre a dei cancelli di tipo pedonale, entrambi inseriti fra pilastri e puntellature in conglomerato cementizio armato.

Sarà inoltre previsto, lungo la recinzione perimetrale della stazione, un ingresso indipendente dell'edificio per il punto di consegna dei servizi di terzi.

Le principali apparecchiature MT, costituenti la sezione 220 kV, saranno le seguenti: trasformatori di potenza, interruttore tripolare, sezionatori tripolari orizzontali con lame di messa a terra, trasformatori di corrente e di tensione (induttivi e capacitivi) per misure e protezione. Dette apparecchiature sono rispondenti alle Norme tecniche CEI. Le caratteristiche nominali principali sono le seguenti:

- Tensione massima: 250 kV;
- Trasformatori di potenza: 8.000 kVA, 6.000 kVA e 4.000 kVA;
- Rapporto di trasformazione AT/MT: 220+/-10x1,25% / 30 kV;
- Potenza di targa: 50/60 MVA 80/100 MVA;
- Tipo di raffreddamento: ONAN/ONAF;
- Interruttore tripolare in SF6;
- Sezionatori orizzontali con lame di messa a terra;
- Trasformatori di corrente;
- Trasformatori di tensione capacitivi;
- Trasformatori di tensione induttivi.

Le prestazioni verranno definite in sede di progetto esecutivo.

Ciascun quadro MT/AT è adibito alla raccolta dell'energia prodotta e ognuno di essi afferisce al trasformatore. Per ognuno dei quadri MT è prevista una sezione per il prelievo di energia per i servizi ausiliari di montante e una sezione per un eventuale rifasamento.

Sono previsti fabbricati adibiti per:

- Quadri AT, MT e BT;
- Comando e controllo;
- Magazzini;
- L'arrivo MT/AT da produzione fotovoltaica/stazione di elevazione;
- I servizi di telecomunicazione;
- Il locale misure;
- I servizi ausiliari;
- Depositi e locali igienici.

I fabbricati, verranno ubicati lungo le mura perimetrali della stazione di Utenza, ad una distanza minima da ogni parte in tensione non inferiore ai 10 metri.

I fabbricati avranno pianta rettangolare con altezza fuori terra di circa 4,00 m e sarà destinato a contenere i quadri di protezione e controllo, i servizi ausiliari, i telecomandi, il locale misura, deposito e servizi igienici e il quadro MT/AT. I fabbricati destinati agli impianti fotovoltaici, e nello specifico per quanto riguarda i relativi quadri MT/AT, risulteranno identici tra loro.

I fabbricati saranno realizzati con struttura portante in c.a. e con tamponatura esterna in mattoni forati intonacati; i serramenti saranno di tipo metallico. La copertura dei fabbricati sarà realizzata con un tetto piano.

L'impermeabilizzazione del solaio sarà eseguita con l'applicazione di idonee guaine impermeabili in resine elastomeriche. Particolare cura verrà osservata ai fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori minimi e massimi dei coefficienti volumici globali di dispersione termica, nel rispetto delle norme di cui alla legge n. 373 e successivi aggiornamenti, nonché alla legge n.10 del 09.01.91 e s.m.i.

Saranno previsti i principali impianti tecnologici come rilevazione fumi e gas, condizionamento, antintrusione, etc.

4.5 Predisposizione e analisi di soluzioni di accumulo energetico

In corrispondenza di ogni piazzola inverteer, è prevista la disposizione di due container al cui interno è posizionato un congruo numero di batterie, fondamentali per la predisposizione all'accumulo energetico.

In particolare, ogni container (storage block) conterrà 6 battery block, ciascuno dei quali ha

una capacità di accumulo energetico pari a 500 kWh, per una capacità massima di accumulo di ogni singolo storage di 3 MWh; considerando che in corrispondenza di ogni piazzola inverter è previsto il posizionamento di 2 storage block, si prevede una potenziale capacità di accumulo dell'impianto pari a 33 MW. Si riportano i dati nella seguente tabella.

CAPACITÀ DI ACCUMULO ENERGETICO - PREDISPOSIZIONE			
Potenza singolo Battery Block	Numero di Battery Blocks per singolo storage	Capacità di Accumulo Energetico per ogni Storage Blocks	Massima capacità di Accumulo Impianto
500 kWh	6	3 MWh	33 MW

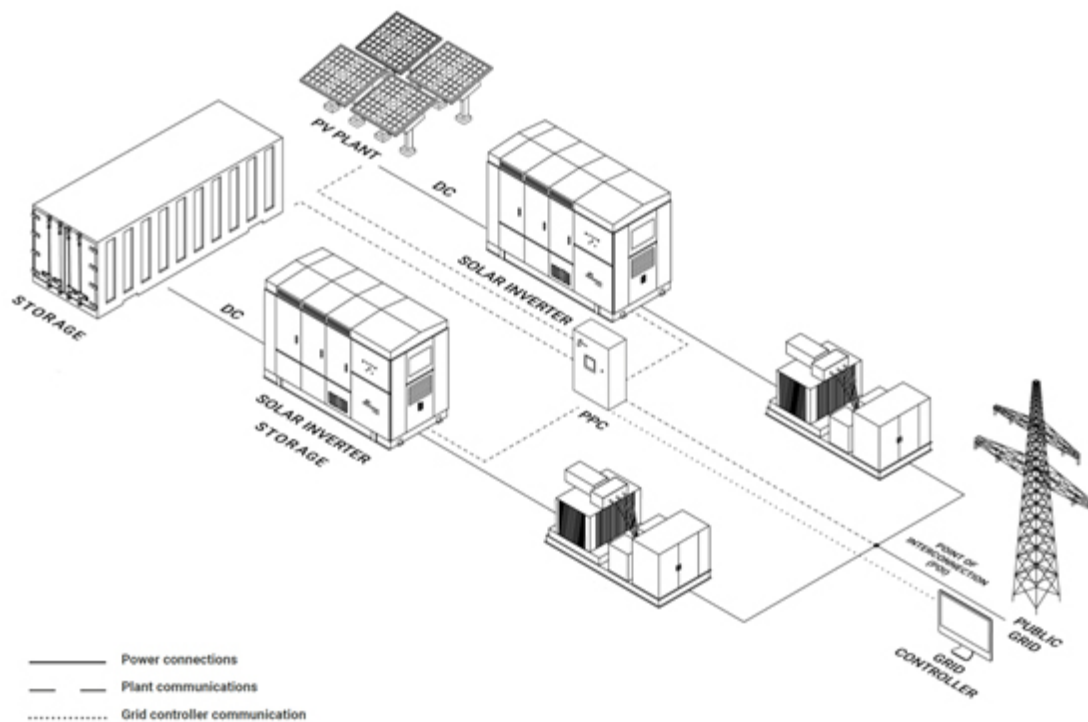
I sistemi di accumulo per grandi centrali fotovoltaiche permettono di dare una mano importante alla flessibilità di rete e alla stabilizzazione della frequenza della stessa.

Inoltre permetteranno di abbassare i costi dell'energia a beneficio di cittadini e industria, attività commerciali ecc., scaricando energia nella rete quando i prezzi sono massimi.

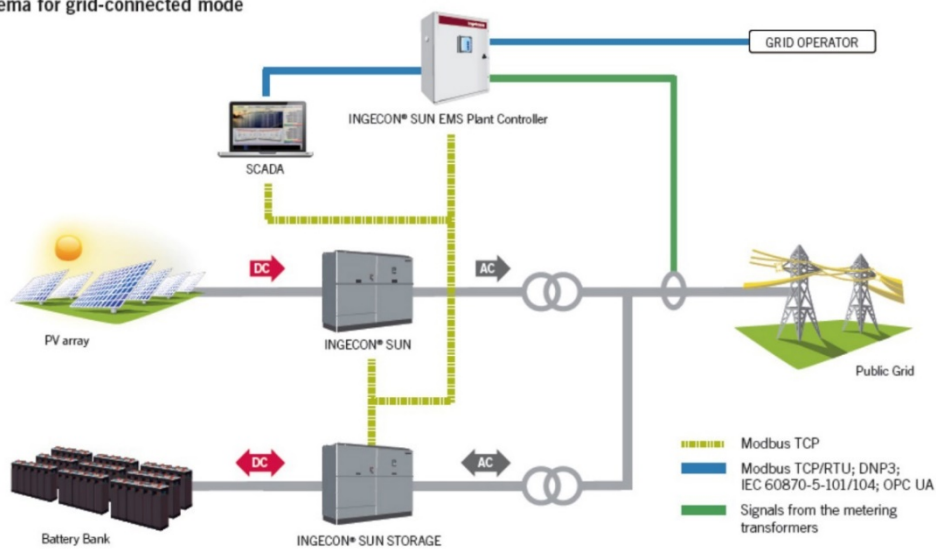
Al momento ci sono molte tecnologie e soluzioni che competono per conquistare il mercato che a breve sarà enorme. Si adatterà il progetto in funzione alle prossime soluzioni che si dimostreranno migliori. Al momento la soluzione prevista è l'utilizzo di container che conterranno batterie al Litio della Fluence "Fluence Sunflex Energy Storage". Si riportano nei paragrafi seguenti le caratteristiche tecniche di tali elementi.

Lo schema di progetto utilizzato pertanto considera:

- Pannelli fotovoltaici;
- Inverter Ingecon;
- Inverter Ingecon Storage;
- Sistema di Controllo PV Plant Control System Ingecon;
- Battery Fluence Sunflex con predisposizione all'accumulo.



Schema for grid-connected mode



INGECON

SUN STORAGE

PowerMax B Series
1,500 V_{dc}

**THREE-PHASE
TRANSFORMERLESS
BATTERY INVERTER**

**860TL B330 / 1170TL B450 / 1325TL B510 /
1380TL B530 / 1500TL B578 / 1560TL B600 /
1640TL B630**

The INGECON® SUN STORAGE PowerMax is a three-phase bidirectional battery inverter that can be used in grid-connected and stand-alone systems. This inverter offers a high-power density in a single power block, providing different configurable operating modes. Besides, it features the same technology as Ingeteam's PV inverters, facilitating the supply of spare parts.

Easy maintenance

String inverter philosophy has been applied in the design of this central inverter, facilitating the inverter usage. Moreover, the input and output lines are integrated into the same cabinet, in order to make maintenance work easier.

Battery management

The INGECON® SUN STORAGE PowerMax features a highly advanced battery control technology, ensuring the maximum life of the storage system. The battery temperature could be controlled at all times ensuring an enhanced lifespan of the accumulator. This inverter is 100% compatible with Ingeteam's PV inverters.

Software included

Included at no extra cost the software INGECON® SUN Manager for monitoring and recording the inverter data over the Internet. Ethernet communications are supplied as standard.

The INGECON® SUN STORAGE PowerMax three-phase inverter complies with the most demanding international standards.

Standard 3 year warranty, extendable for up to 25 years



PROTECTIONS

- Output short-circuits and overloads.
- Insulation failures.
- Motorized DC load break disconnect.
- IP66 protection class for the electronics.
- DC and AC surge arresters, type 2.
- Motorized AC circuit breaker.

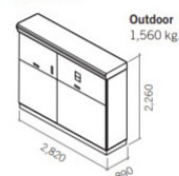
INTEGRATED ACCESSORIES

- Ethernet communication.
- DC pre-charge system.
- AC pre-charge system.

OPTIONAL ACCESSORIES

- DC fuses.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of -30 °C (-22 °F).

Size (mm)



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

INGECON

SUN

PowerMax B Series 1,500 V_{dc}

	1640TL B630	1665TL B640	1690TL B650	1740TL B670	1800TL B690
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	1,620 - 2,128 kWp	1,646 - 2,162 kWp	1,672 - 2,196 kWp	1,723 - 2,263 kWp	1,775 - 2,330 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	910 - 1,300 V	922 - 1,300 V	937 - 1,300 V	965 - 1,300 V	994 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,850 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (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	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
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) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,637 kVA / 1,473 kVA	1,663 kVA / 1,496.5 kVA	1,689 kVA / 1,520 kVA	1,741 kVA / 1,567 kVA	1,793 kVA / 1,613 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,637 kVA / 1,449 kVA	1,663 kVA / 1,472 kVA	1,689 kVA / 1,495 kVA	1,741 kVA / 1,541 kVA	1,793 kVA / 1,587 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage ⁽⁵⁾	630 V IT System	640 V IT System	650 V IT System	670 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor ⁽⁶⁾	1				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁷⁾	<3%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short circuits and overloads				
Features					
Maximum efficiency	98.9%				
Euroefficiency	98.5%				
Max. consumption aux. services	4,250 W				
Stand-by or night consumption ⁽⁸⁾	90 W				
Average power consumption per day	2,000 W				
General Information					
Operating temperature	-20 °C to +60 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
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				
Average air flow	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, Arrêté 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. III, Terna A68, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruan 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				

Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions. ⁽²⁾ V_{mp}.min is for rated conditions (V_{dc}=1 p.u. and Power Factor=1) ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the 'V_{oc}' 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 ⁽⁷⁾ For P_{out}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁽⁸⁾ Consumption from PV field when there is PV power available.

Ingeteam

INGECON

SUN

EMS Plant Controller

PV PLANT CONTROL SYSTEM

The INGECON® SUN EMS Plant Controller helps the grid operator to manage the PV plant performance and to guarantee the quality and stability of the electricity supply.

Maximum PV plant control

An advanced algorithm combined with a fast and efficient communications system, with response times of less than one second, permit precise control of the active and reactive power delivered by the plant to the grid.

The INGECON® SUN EMS Plant Controller controls the PV inverters, ensuring compliance with the grid operator's requirements at the PV plant connection point. It is also possible to manage energy storage systems and other devices such as diesel generators, through the use of INGECON® SUN STORAGE Power Max inverters.



This is a flexible system that can easily be adapted to the needs and configurations of each particular plant, whilst complying with the country-specific standards and regulations.

Description of the complete system

A PV plant with a plant controller typically consists of:

- INGECON® SUN EMS Plant Controller, comprising two basic systems: metering and control. It can additionally incorporate a communication channel with the grid operator in order to receive the operating setpoints.
- INGECON® SUN PV inverters connected to the PV array.
- INGECON® SUN STORAGE battery inverters connected to the energy storage system. Only when energy storage systems are required to cover situations in which the solar radiation is too low or to provide energy for night-time use.
- SCADA, plant monitoring system.
- Communications network. Connecting the INGECON® SUN EMS Plant Controller with the different inverters, transmitting the operating setpoints and monitoring the status of the equipment.

Continuous communication with all the devices

The Power Plant Controller permits the dynamic reception of the grid operator's setpoints. For this purpose, a number of communication protocols are incorporated such as Modbus TCP / RTU, DNP3, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104 and OPC UA. Likewise, it is also possible to add digital and analogue I/O modules in order to extend the communication capabilities with third-party devices.

Furthermore, the INGECON® SUN EMS Plant Controller permits communication with the plant SCADA to transmit the connection point data. It is also possible a manual control for temporary maintenance or engineering operations.

www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam



Fluence SunFlex Energy Storage™ Specifications

SYSTEM SPECIFICATIONS

Rated AC Power (25°C / 50°C)	Up to 3.3MVA / 3.0MVA*
Grid Voltage	11kV, 13.8kV, 20kV, 34.5kV (other options available)
Grid Frequency	50Hz / 60Hz
Reactive Power	Four-quadrant control, 0.9 leading to 0.9 lagging at rated power†
Inverter Efficiency	98.5%
Operating Temperature	-20°C to 50°C
Altitude	De-rated over 2,000 meters
Seismic Rating	Tested to Zone 4
Design Lifetime	Up to 25 years with battery augmentation, usage dependent
Operational Capabilities	Dispatchable PV, Ramp Rate Limiting, Frequency Regulation, Primary Frequency Response, Automatic Voltage Regulation, Contingency Response
System Response Time	Max capacity change in <1 second
Control & Monitoring	Controls include HMI, SCADA, Data Historian, Application Agents, and Patented Performance Algorithms
External Control Interface	SCADA and EMS integration available via common protocols including DNP3
Standards Compliance	NEC, UL1741, Rule 21, other common grid codes, IEEE519, UL1973, UL1642

* Higher rated power available at increased MPPT minimum DC voltage

† Additional reactive capability upon request

PV INTERFACE

Max DC Voltage (open circuit)	1500Vdc
MPPT Min DC Voltage	849Vdc
PV Inputs	Up to 36
Max PV Short Circuit Current	≥ 8kA†

BATTERY SPECIFICATIONS

Battery Block Power	500kW
Number of Battery Blocks	Up to 6
Battery Duration	2+ hours
Round Trip Efficiency (DC/DC)	Varies by configuration
Enclosure Dimensions	Standard ISO container or customized to project requirements
Cooling	Air-to-air DX
Fire Suppression	Non-aqueous (i.e. inert gas or aerosol)
Battery Monitoring	Including state of charge, state of health, max/min cell voltage, max/min cell temperature, power limits, current limits, component failures, ground fault
Battery Chemistry	Advanced lithium ion sealed cells or similar

† Pending final design

About Fluence™



Fluence, a Siemens and AES company, is the leading global energy storage technology solutions and services company that combines the agility of a technology company with the expertise, vision, and financial backing of two industry powerhouses. Building on the pioneering work of AES Energy Storage and Siemens energy storage, Fluence's goal is to create a more sustainable future by transforming the way we power our world. Fluence offers proven energy storage technology solutions designed to address the diverse needs and challenges of customers in a rapidly transforming energy landscape, providing design, delivery, and integration in over 160 countries.

TS-001-02-EN

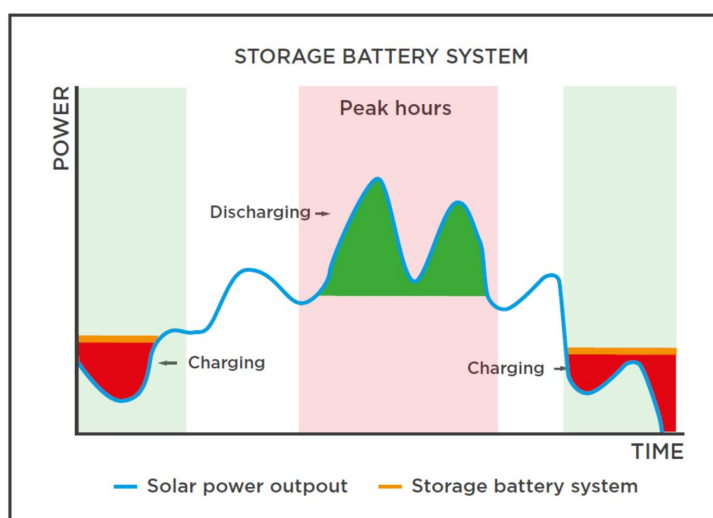
I sistemi di accumulo pertanto offrono notevoli vantaggi alla rete. In modo particolare:

- Load leveling;
- Renewable integration;
- Peak power shaving;
- Grid support;
- Frequency regulation system.



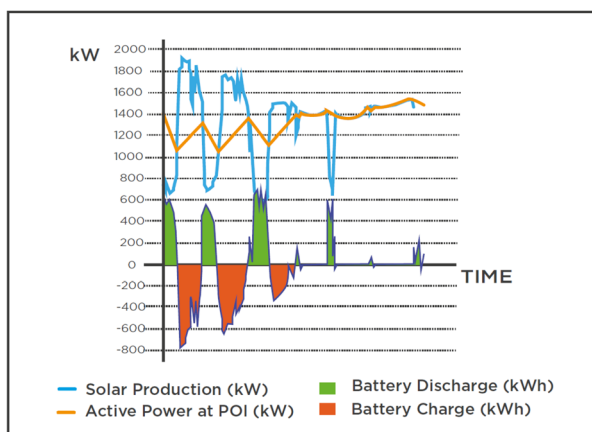
Load leveling

Gli Inverter con sistema di accumulo sono in grado di immagazzinare energia durante i periodi di bassa richiesta dalla rete, al fine di fornire in seguito questa energia quando c'è una domanda più alta. Permette inoltre agli operatori di rete di fornire elettricità con un'origine rinnovabile più alta. Poiché la generazione FV potrebbe non essere disponibile allo stesso tempo del picco di domanda, questo facilita la flessibilità e integrazione della generazione rinnovabile nella rete.



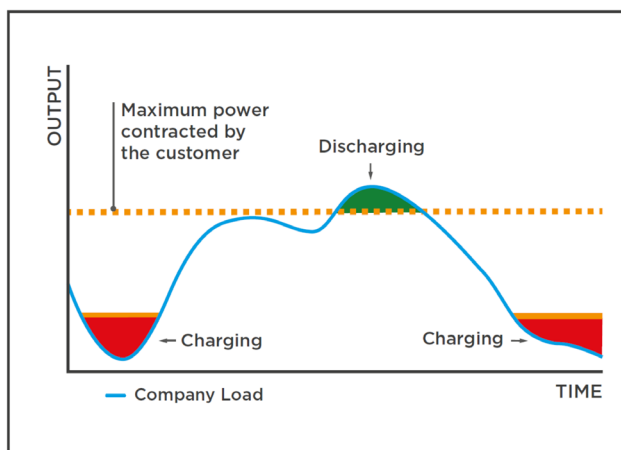
Renewable integration

Gli Inverter con sistema di accumulo attenuano la natura intermittente delle fonti di energia rinnovabile, per fornire una disponibilità di potenza più fluida. Gli inverter controllano la potenza che viene introdotta in rete e riducono l'impatto di fluttuazioni di potenza istantanea dovute a condizioni improvvise o transitorie. Il sistema controlla potenza fotovoltaica uscita dall'inverter e si assicura che rimanga sempre entro i requisiti di rete.



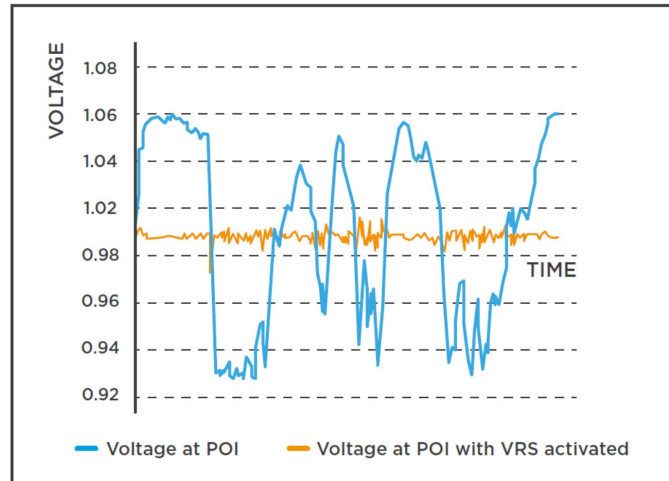
Peak power shaving

Consegnare energia immagazzinata alla rete durante i periodi di alta domanda, riduce il carico sulla rete di distribuzione e aumenta significativamente la sua efficienza. L'energia è immagazzinata invece di essere immessa in rete durante i periodi di bassa domanda, con il sequenziale aumentando del carico sulla rete. Tuttavia, durante il periodo di picco questa energia immagazzinata viene quindi immessa in rete, riducendo la domanda. Il risultato è un appiattimento della curva di domanda, e pertanto l'accensione di generatori più costosi e inquinanti.



Grid support

Gli Inverter con sistema di accumulo aiutano l'integrazione di fonti rinnovabili, contribuendo a mantenere la stabilità della rete e la qualità dell'energia. Aiutano a sostenere la tensione di rete generando capacità o corrente induttiva.

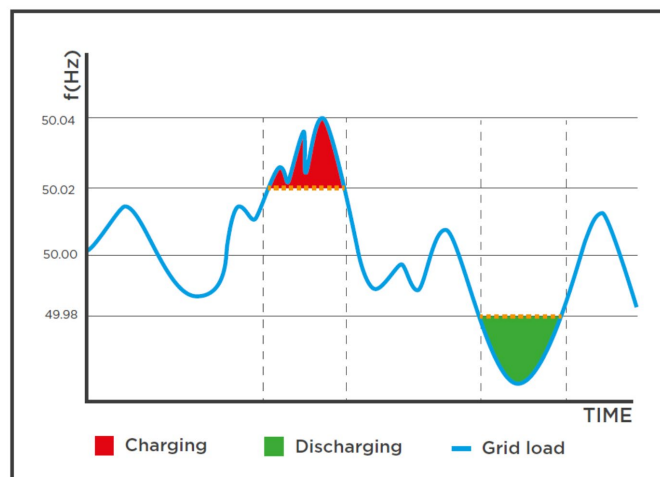


Frequency regulation system

Gli Inverter con sistema di accumulo offrono la possibilità di regolare la frequenza della rete in entrambe le direzioni.

Quando c'è una sovrافrequenza della rete (generazione > domanda) la potenza di uscita dell'inverter è ridotta e questa energia è immagazzinata.

Quando c'è una sotto-frequenza della rete (generazione < domanda) la potenza di uscita dell'inverter è aumentata - si scaricano le batterie e si inietta più energia sulla rete.



5 RISORSE NATURALI

5.1 Materiali e risorse naturali impiegate

La superficie totale dei terreni in disponibilità della S&P 19 s.r.l. per la realizzazione del presente progetto è di 1.438.902 m². Della superficie disponibile, quella effettivamente occupata dalle installazioni di progetto è riconducibile alla proiezione in pianta dei moduli fotovoltaici e all'area di sedime delle cabine di campo, cabine MT e stazione utente.

Con questa assunzione di base, la superficie occupata dall'impianto si attesta intorno al 13 % della superficie totale disponibile, come meglio dettagliato nella tabella sotto riportata:

SCHEMA DI RIEPILOGO		
		mq
Superficie strutture	totale	176.304
Superficie cabine	totale	300
Superficie edificio di controllo		100
Totale superf. coperta		176.704
Superficie comparto	totale	1.438.902
Indice di copertura		12,3 %

Riepilogo dati impianto

Per l'alloggiamento dei cavidotti BT all'interno dell'impianto è previsto uno scotico di 1.940 mc e uno scavo di 6.790 mc per una rimozione totale di 8.730 mc di terreno.

Per l'alloggiamento dei cavidotti MT interni all'impianto è previsto uno scotico di 425 mc e uno scavo di 2.552 mc per una rimozione totale di 2.978 mc di terreno.

Il terreno risultato dallo scotico per la posa dei cavi BT/MT sarà completamente riutilizzato per il riempimento dello scavo, la restante parte sarà utilizzata nell'impianto per livellamenti durante l'installazione delle strutture e delle cabine.

Lo scavo per l'alloggiamento del cavidotto MT di collegamento dell'impianto alla RTN comporterà la rimozione di circa 15.457 mc di terreno, e di circa 15 mc di asfalto, i quali non potranno essere riutilizzati per riusi o rinterri e verranno dismessi nei più vicini impianti di recupero di rifiuti autorizzati, per evitare di creare discariche all'interno e in prossimità delle aree di impianto. Dopo la posa dei cavi la pavimentazione stradale verrà rispistinata.

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato SP19REL019_00-Terre e rocce da scavo.

La realizzazione della recinzione comporterà l'impiego di circa 19.120 m di rete metallica e circa 9.560 pali posizionati con un passo di circa 2 m.

L'impianto di illuminazione e videosorveglianza prevede l'installazione di 383 pali in acciaio zincato, ognuno corredato di plinto di fondazione, corpo illuminante e telecamera, relativi cablaggi. Le altre risorse e materiali impiegati comprendono i moduli fotovoltaici, l'acciaio per le strutture e la relativa carpenteria, le strutture prefabbricate delle cabine con i relativi cavidotti, i materiali per i plinti di fondazione (calcestruzzo, sabbia, inerti e acqua, ferri di armatura). Tali materiali saranno forniti direttamente dalla ditta installatrice, e non sono preventivamente computabili (fatta eccezione per il numero dei moduli fotovoltaici che, come già descritto, ammonterà a 56.756 e delle strutture che saranno 2.027).

È opportuno precisare che, delle risorse naturali impiegate, la parte riferita alla occupazione o sottrazione di suolo è in gran parte teorica: il terreno sottostante i pannelli infatti rimane libero e allo stato naturale, così come il soprasuolo dei cavidotti. In definitiva, solo la parte di suolo interessata dalle viabilità di impianto e dalle cabine risulta, a progetto realizzato, modificata rispetto allo stato naturale ante-operam. Durante la fase di funzionamento dell'impianto è previsto l'utilizzo di limitate risorse e materiali.

Considerato che le operazioni di manutenzione e riparazione impiegheranno materiali elettrici e di carpenteria forniti direttamente dalle ditte appaltatrici, l'unica risorsa consumata durante l'esercizio dell'impianto è costituita dall'acqua demineralizzata usata per il lavaggio dei pannelli, quantificabile in circa 40 m³ per lavaggio sull'intero impianto.

6 SICUREZZA DELL'IMPIANTO

6.1 Protezione da corto-circuiti sul lato D-C dell'impianto

Gli impianti fotovoltaici sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero di pannelli fotovoltaici, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie di una serie di celle fotovoltaiche, inglobate e sigillate in un unico modulo di insieme.

Per quanto sopra, tali impianti conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione a corrente superiori a seconda del numero di celle in serie/parallelo. Essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici), la loro corrente di corto-circuito è di poco superiore alla corrente nel punto di massima potenza.

6.2 Protezione da contatti accidentali lato D-C dell'impianto

Le tensioni continue sono particolarmente pericolose per la vita, poiché, il contatto con una tensione di 400 VDC (tensione tipica delle stringhe), può avere conseguenze letali.

Per ridurre il rischio di contatti pericolosi, il campo agro-fotovoltaico lato DC è assimilabile ad un sistema IT, cioè flottante da terra. Infatti, la presenza del trasformatore di isolamento all'interno dell'inverter, permette la separazione galvanica tra il lato corrente continua (DC) e quello di corrente alternata (AC). In tal modo, affinché un contatto sia realmente pericoloso, occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità, non provoca nella pratica conseguenza, a meno che, una delle polarità non sia casualmente in contatto con la massa.

Per prevenire tale eventualità, gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rilevazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

6.3 Protezione dalle fulminazioni

Un campo agro-fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice della località di montaggio e di conseguenza la probabilità di accadimento di fulminazione.

In generale, tali fenomeni atmosferici, possono risultare dannosi per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza e non per i moduli fotovoltaici.

Per quanto sopra, al fine di ridurre eventuali danni dovuti a possibili sovratensioni, i quadri di parallelo sono muniti di SPD su entrambe le polarità di uscita. Tali SPD, al fine di prevenire eventuali incendi, sono inseriti in appositi scomparti anti-deflagranti.

In caso di sovratensioni, tali apparecchiature provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale di allarme.

6.4 Sicurezza sul lato AC

La limitazione delle correnti del campo agro-fotovoltaico comporta analogia limitazione anche nelle correnti di uscita dagli inverter. Al fine di assicurare nel miglior modo possibile tale parte dell'impianto esistono tre livelli di sicurezza già descritti nei precedenti paragrafi.

6.5 Impianto di messa a terra

L'impianto di terra, conforme alle normative vigenti, è composto da un anello esterno in treccia rame nuda collegata a dispersori posti ai vertici degli angoli del campo agro-fotovoltaico e connessa ad un anello interno alla cabina e alle linee di terra afferenti dalle cabine di trasformazione. Le strutture di sostegno sono collegate alla rete di terra realizzata in prossimità delle strutture stesse.

7 VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE

Al termine dei lavori, verranno effettuate le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- Corretto funzionamento dell'impianto agro-fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- Continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- Messa a terra di masse e scaricatori;
- Isolamento dei circuiti elettrici dalle masse.

8 PRESTAZIONI

Al termine dei lavori dovrà essere effettuato un collaudo dell'impianto, il cui verbale sarà firmato da un professionista iscritto all'albo professionale. Tale collaudo sarà finalizzato alla verifica delle prestazioni dell'impianto secondo quanto prescritto dall'allegato 1 al DM 19/02/07. Per gli impianti fotovoltaici devono essere rispettate le seguenti condizioni:

$$P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I / ISTC$$

In cui:

- P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 2%;
- P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento espresso in W/m^2 misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%;
- $ISTC$ pari a $1000 W/m^2$ è l'irraggiamento in condizioni di prova standard. Tale condizione sarà verificata per $I > 600 W/m^2$.

$$P_{ca} > 0.9 * P_{cc}$$

In cui:

- P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione con precisione migliore del 2%;

Tale condizione sarà verificata per $P_{ca} > 90 \%$ della potenza di targa del gruppo di conversione. In caso di temperatura delle celle superiore a $25 \text{ }^\circ\text{C}$ (temperatura delle condizioni standard STC) la verifica delle prestazioni potrà tenere conto delle perdite termiche.

9 RICADUTE OCCUPAZIONALI

Il territorio in cui si intende realizzare l'opera è privo di poli produttivi o anche di singole realtà produttive che riescano a soddisfare la sempre crescente richiesta occupazionale.

L'area in cui ricade l'iniziativa appartiene territorialmente ai Comuni di Monreale e Partinico (PA).

Il progetto rappresenterà per il territorio una grandissima opportunità occupazionale, sia in fase di realizzazione dell'impianto, che in fase di esercizio. La fase di realizzazione dell'impianto, infatti, durerà circa 20 mesi ed è previsto che in questo lasso di tempo vengano impiegate delle unità con mansioni varie, che spaziano dalle figure tecniche alla figura del manovale. Non va trascurato neanche il fenomeno legato all'indotto, in quanto ragionevolmente sia i materiali, che i fornitori di servizi a corredo dell'attività principale (movimento terra, sondaggi geognostici, etc.) saranno anch'esse imprese del luogo.

Per quanto esposto l'intervento di progetto risulta essere assolutamente positivo.

Inoltre, S&P 19 s.r.l., prevede di realizzare un piano Agro-fotovoltaico il quale garantirà un positivo impatto occupazionale. Il nostro modello prevede, infatti, un notevole beneficio economico sul territorio, non solo diretto ma anche indiretto.

Tra i benefici diretti annotiamo a titolo di esempio l'occupazione degli agricoltori attivi nei campi, il coinvolgimento delle aziende, non solo agricole, locali durante la fase di avvio del progetto, il conferimento di subappalti per quanto concerne i servizi Agro-Fotovoltaico (gestione del verde, pulizia dei moduli installati, manutenzione generale).

Tra i benefici economici indiretti possiamo prevedere un incremento della produttività delle aziende ricettive e ristorative locali sia durante la fase di cantiere che post-operam.

In tale contesto, verrà sempre data la priorità all'utilizzo della manodopera e delle eccellenze locali al fine, come accennato precedentemente, di avviare un processo di continuo sviluppo non solo occupazionale ma anche formativo, cercando di coinvolgere, quanto più possibile, le istituzioni locali.