

INDICE

1	PREMESSA.....	3
1.1.	SOGGETTO PROPONENTE.....	3
2	PRESENTAZIONE DEL PROGETTO.....	5
2.1	INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	5
2.2	CARATTERISTICHE GENERALI DEL PROGETTO.....	16
3	RIFERIMENTI NORMATIVI.....	17
3.1	NORME E INDIRIZZI COMUNITARI.....	17
3.2	NORME E INDIRIZZI NAZIONALI.....	17
3.2.1	Norme.....	17
3.3	NORME E INDIRIZZI REGIONALI.....	18
3.3.1	Norme.....	18
4	DESCRIZIONE DEL PROGETTO.....	20
4.1	DIMENSIONE E CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO.....	20
4.2	TECNOLOGIE E TECNICHE ADOTTATE.....	31
4.3	CARATTERISTICHE DELLA SEZIONE DI BASSA TENSIONE.....	46
4.4	RETE DI MEDIA TENSIONE E PERCORSO CAVIDOTTO.....	49
4.5	IMPIANTO DI ELEVAZIONE-UTENZA ED IMPIANTO DI CONSEGNA-RETE.....	54
4.6	PREDISPOSIZIONE E ANALISI DI SOLUZIONI DI ACCUMULO ENERGETICO.....	59
5	RISORSE NATURALI.....	69
5.1	MATERIALI E RISORSE NATURALI IMPIEGATE.....	69
6	SICUREZZA DELL'IMPIANTO.....	71
6.1	PROTEZIONE DA CORTO-CIRCUITI SUL LATO D-C DELL'IMPIANTO.....	71
6.2	PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO D-C DELL'IMPIANTO.....	71
6.3	PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI.....	71
6.4	SICUREZZA SUL LATO AC.....	72
6.5	IMPIANTO DI MESSA A TERRA.....	72
7	VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE.....	72
8	PRESTAZIONI.....	73
9	RICADUTE OCCUPAZIONALI.....	74

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 locali.

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 12 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-428830, Partita IVA 06974410828, ha sede legale presso Partinico (PA) in corso dei Mille n. 312.S&P 12 s.r.l. si propone di realizzare un impianto agro-fotovoltaico, per sé stessa con consegna alla rete dell'energia prodotta, curando in proprio tutte le attività necessarie. Nella filosofia progettuale di S&P 12 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 12 s.r.l. intende realizzare nei territori dei Comuni di Corleone (PA), Monreale (PA) e Roccamena (PA) un impianto agro-fotovoltaico ad inseguimento monoassiale per la produzione di energia elettrica.

L'impianto che la S&P 12 srl presenta in autorizzazione è suddiviso in 3 macro-aree ed è composto da:

- **Lotto A**, con campi agro-fotovoltaici siti nel Comune di Monreale (PA), nelle contrade Arcivocale, Castellana, Giangrosso;
- **Lotto B**, con campi agro-fotovoltaici siti nei territori dei Comuni di Monreale (PA) e Roccamena (PA), nelle contrade Capparini, Gamberi, Ponte e Sticca;
- **Lotto C**, con campi agro-fotovoltaici siti nei territori del Comune di Corleone (PA) e Roccamena (PA), nelle contrade Galardo, Giammaria, Petrulla;
- Stazione di elevazione e Utente, sita in C. da Arcivocale (Lotto A) nel Comune di Monreale (PA);
- Stazione di Rete, sita in C. da Aquila nel Comune di Monreale (PA);
- Stazione di elevazione **B1**, sita nel Lotto B, in C. da Ponte (Monreale, PA);
- Stazione di elevazione **B2**, sita nel Lotto B, in C. da Sticca (Roccamena, PA);
- Stazione di elevazione **C**, sita nel Lotto C, in C. da Galardo (Roccamena, PA);
- Cavidotti di collegamento MT (30 kV) alle stazioni di elevazione, nei Comuni di Corleone (PA), Monreale (PA) e Roccamena (PA);
- Cavidotti di collegamento AT (150 kV), tra le stazioni di elevazione e la stazione Utente sita nel lotto A (Arcivocale);
- Cavidotti di collegamento AT (220 kV), tra la stazione Utente e la stazione Rete.

L'impianto si sviluppa su una superficie lorda complessiva di circa 1.065,09 ha di cui:

- 233,40 ha appartenenti all'area di impianto ricadente nel Comune di Monreale (PA), Lotto A;

- 570,01 ha appartenenti all'area di impianto ricadente nei Comuni di Monreale (PA) e Roccamena (PA), Lotto B;
- 261,68 ha appartenenti all'area di impianto ricadente nei Comuni di Corleone (PA) e Roccamena (PA), Lotto C.

Le coordinate geografiche (baricentro approssimativo) del sito di impianto e della stazione sono:

Coordinate Stazione Utente	Coordinate Stazione Rete	Coordinate Lotto A	Coordinate Lotto B	Coordinate Lotto C
Lat: 37.854444 Long: 13.241389	Lat: 37.903056 Long: 13.297778	Lat: 37.859841 Long: 13.066033	Lat: 37.881053 Long: 13.058682	Lat: 37.870515 Long: 13.096639



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



Figura 2 A - Ortofoto dell'area della stazione ricadente sul territorio di Monreale (PA) Contrada Aq

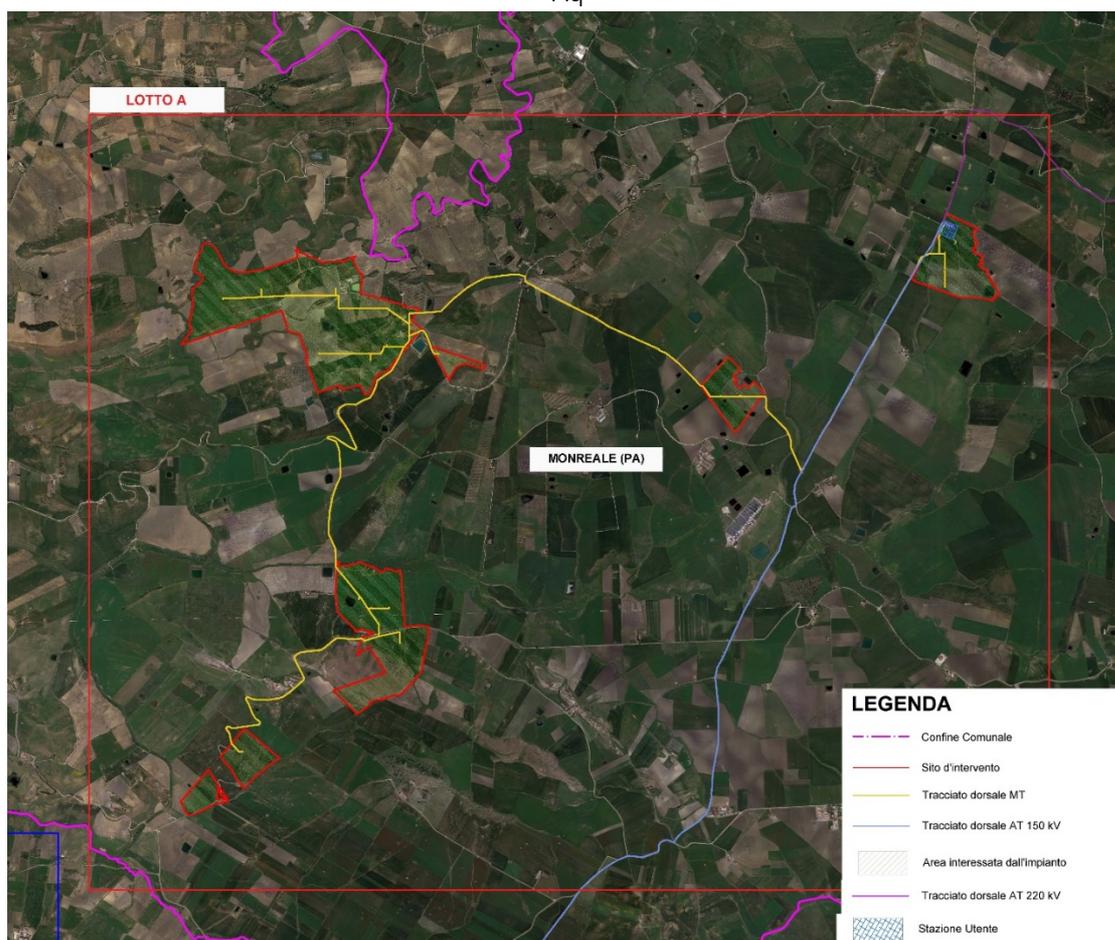


Figura 2 B - Ortofoto dell'area di impianto e stazione utente ricadente sul territorio di Monreale (PA) – Lotto A e cavidotto di connessione

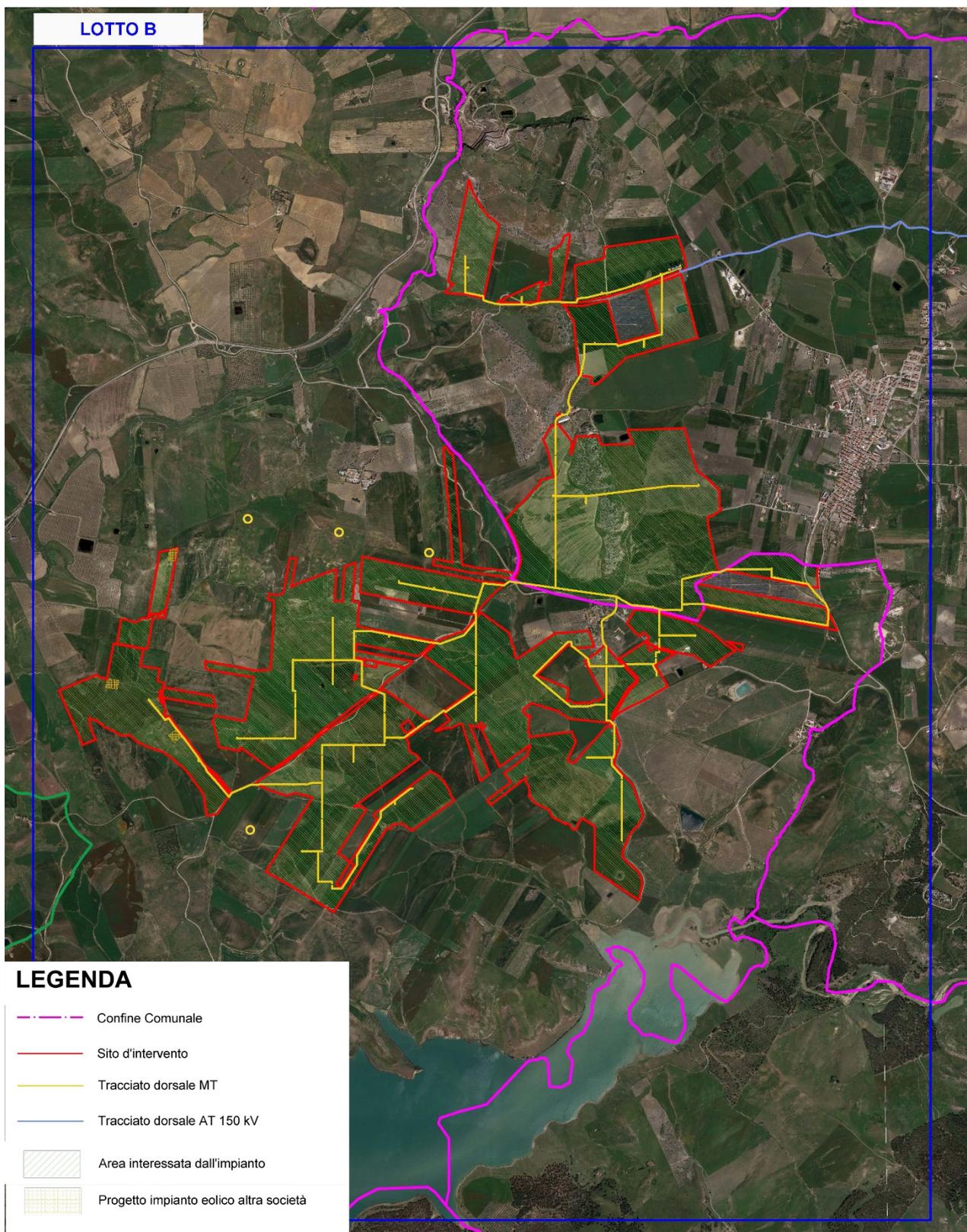


Figura 2 C - Ortofoto dell'area di impianto ricadente sul territorio di Monreale e Roccamena (PA)
– **Lotto B** e cavidotto di connessione

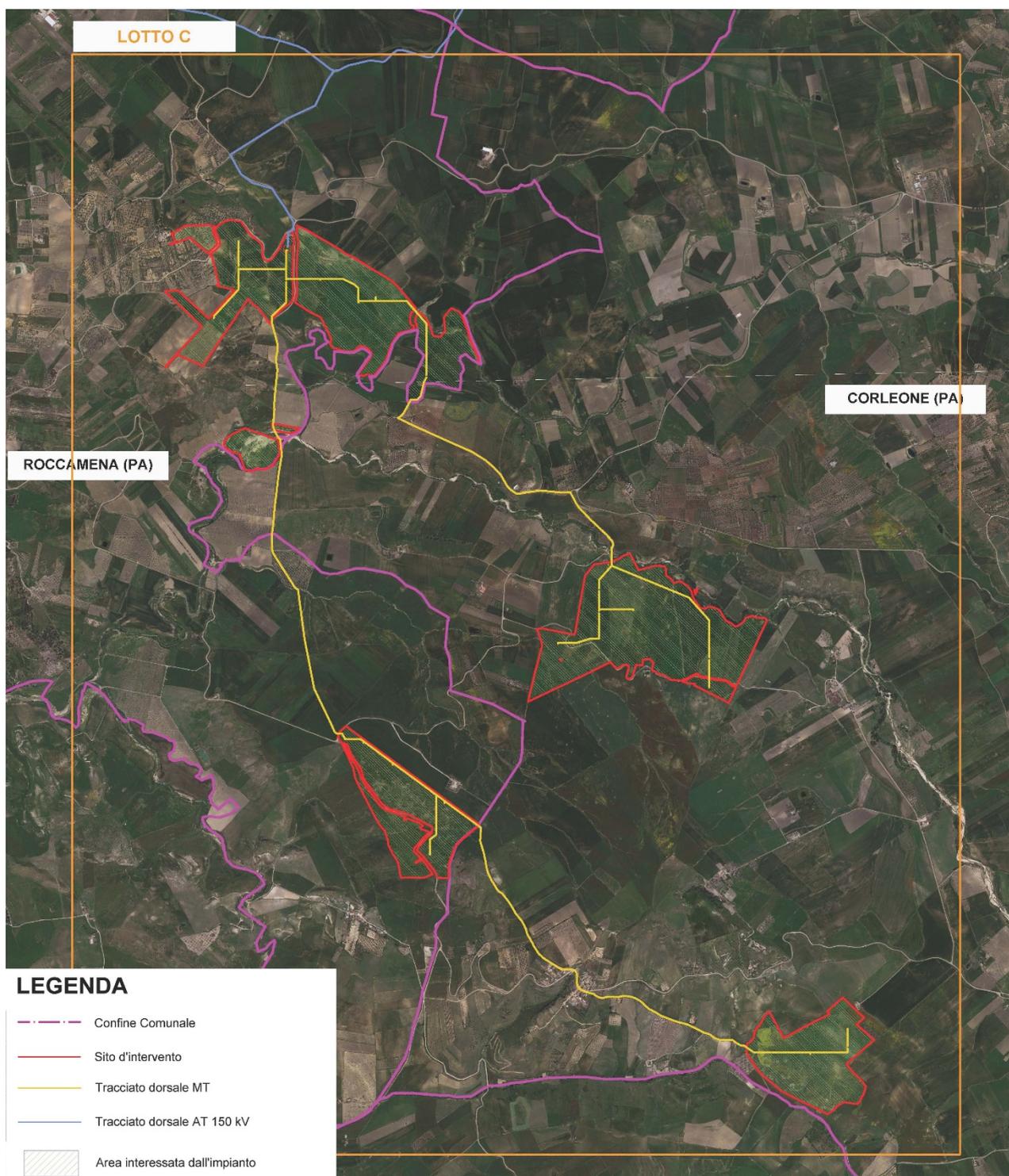


Figura 2 D - Ortofoto dell'area di impianto ricadente sul territorio di Roccamena e Corleone (PA)
– **Lotto C** e cavidotto di connessione

Il sito dell'impianto agro-fotovoltaico è individuato nella porzione centroccidentale della Tavoletta "Piana degli Albanesi", Foglio N°258, Quadrante I, Orientamento N.O., nella Tavoletta "Rocche di Rao", Foglio N° 258, Quadrante I, Orientamento S.O., nella Tavoletta "Camporeale", Foglio N° 258, Quadrante IV, Orientamento S.E., nella Tavoletta "Monte Bruca", Foglio N° 258, Quadrante III, Orientamento N.E. e nella Tavoletta "Corleone", Foglio N° 258, Quadrante II, Orientamento N.O. della Carta d'Italia scala 1: 25.000 edita dall'I.G.M. e nelle sezioni 607080 (stazione rete), 607070 (stazione utente, Arcivocalotto e Giangrosso), 607100 (sito Sticca), 607110 (sito Castellana e Giangrosso), 607140 (sito Balata e Gamberi), 607150 (sito Galardo, Petrulla e Giammaria) e 619030 (sito Giammaria) della Carta Tecnica Regionale in scala 1: 10.000.

La S&P 12 s.r.l. ha ottenuto in data 19/07/2021 (cod. pratica 202100476) dal gestore di rete Terna la soluzione tecnica minima generale (STMG) per connettere 300 MWn sulla linea AT Ciminna-Partinico prevedendo che il parco fotovoltaico venga collegato alla Linea AT del distributore tramite la costruenda stazione a 220 kV denominata "Monreale 3".

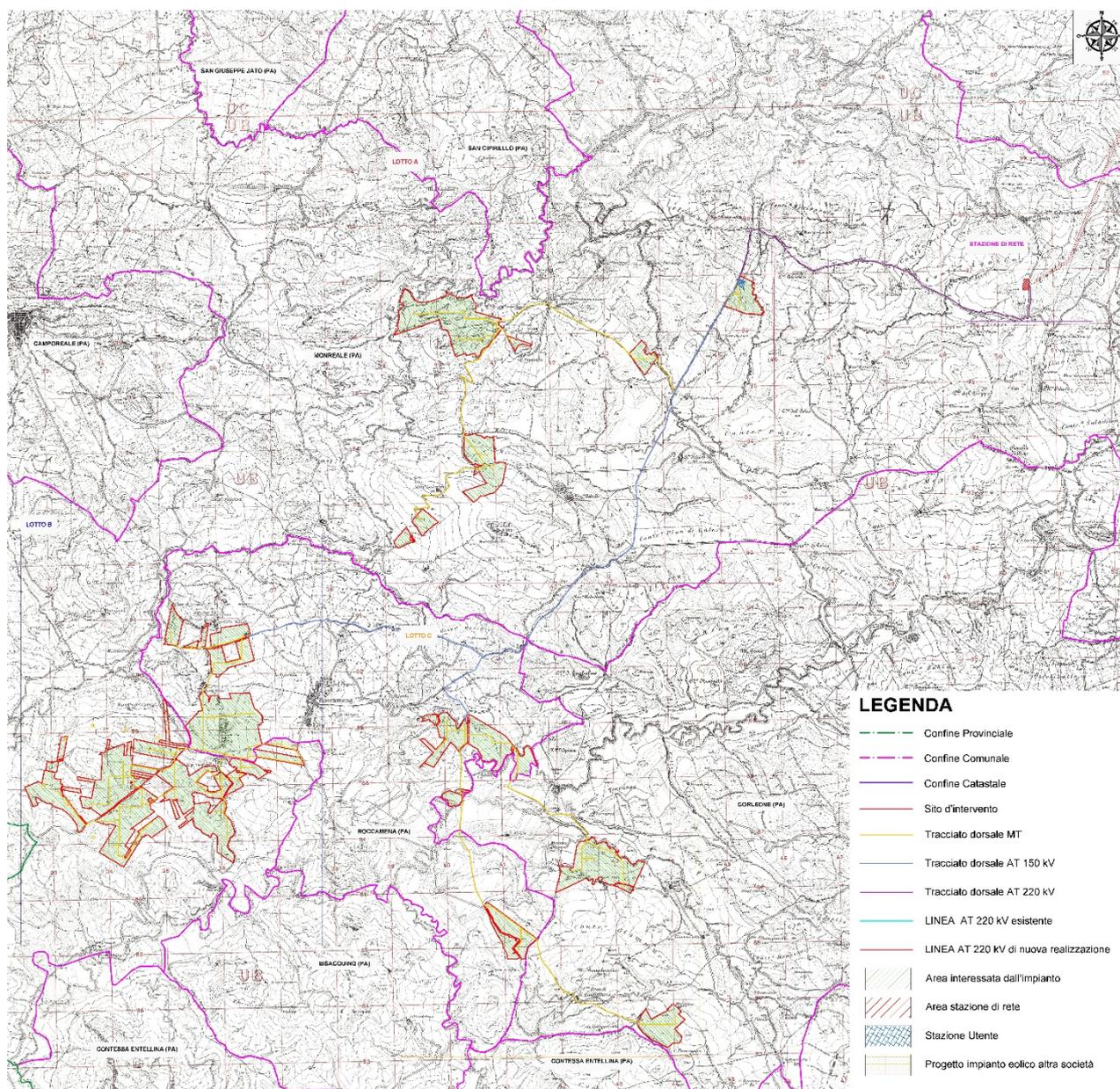


Figura 3 – Inquadramento territoriale di S&P 12 I.G.M. scala 1:25.000 (TAV. IT-COG)

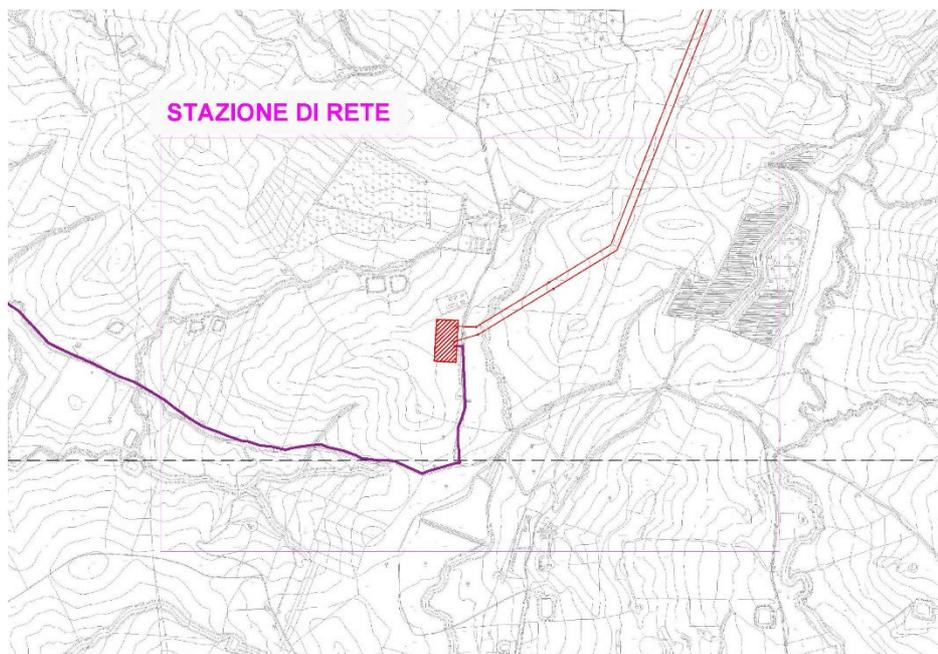


Figura 4 – Inquadramento territoriale dell'area della stazione ricadente sul territorio di Monreale (PA - Contrada Aquila) su C.T.R. scala 1:10.000

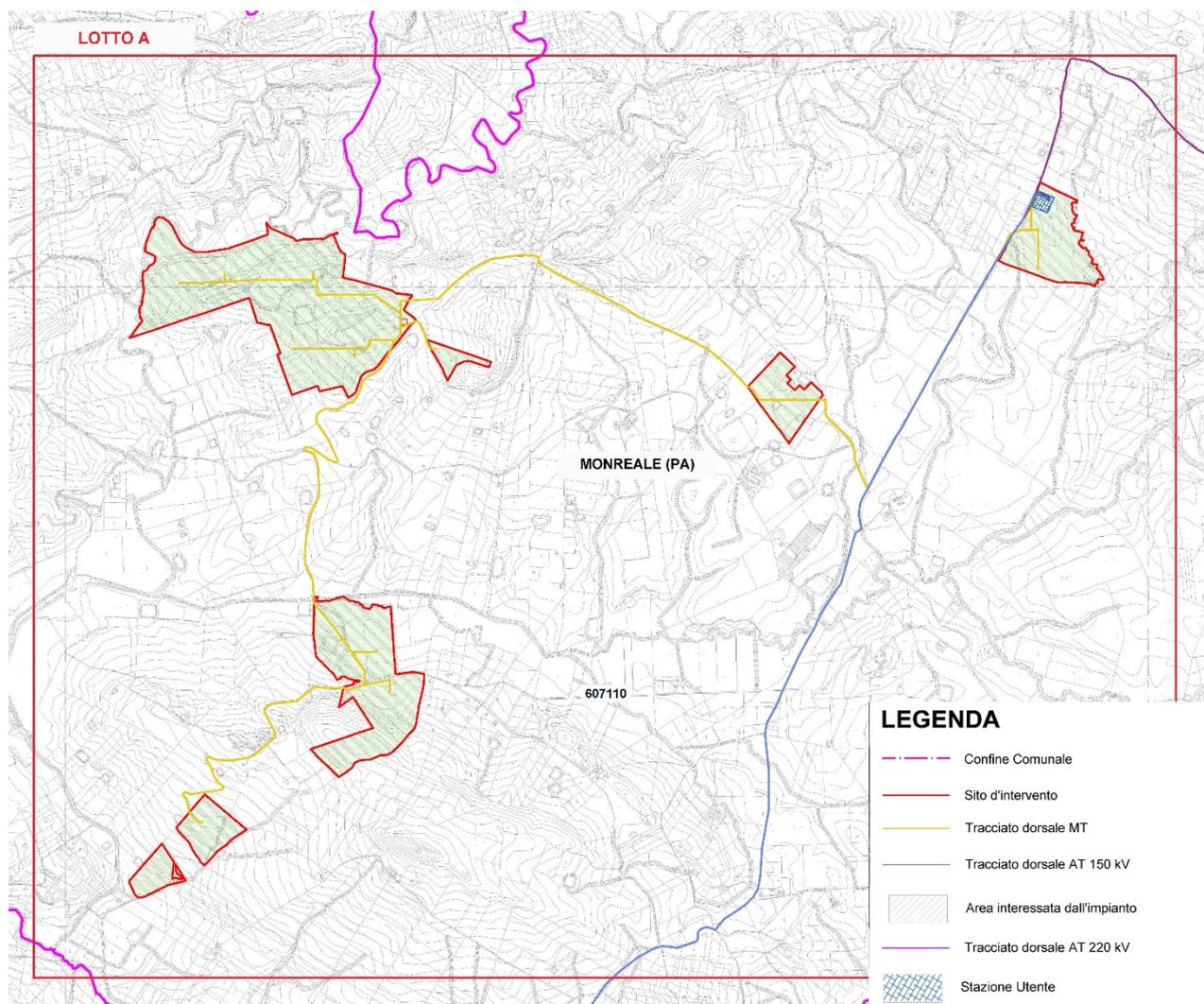


Figura 5 A– Inquadramento territoriale dell'area dell'area di impianto ricadente nel territorio di Monreale (PA) **Lotto A** e cavidotto di connessione su C.T.R. scala 1:10.000

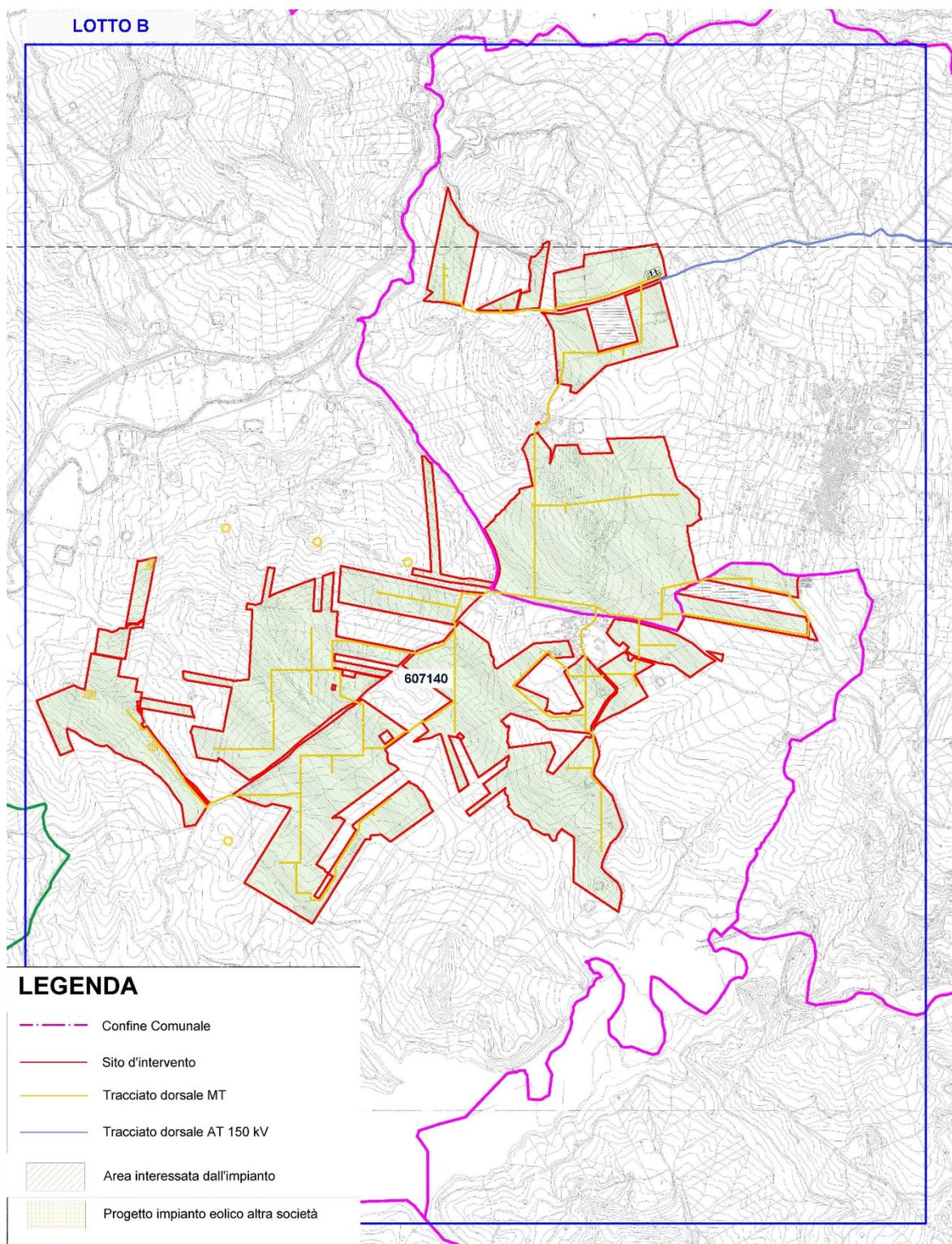


Figura 5 B - Inquadramento dell'area di impianto ricadente sul territorio di Monreale e Roccamena (PA) – **Lotto B** e cavidotto di connessione su C.T.R. scala 1:10.000

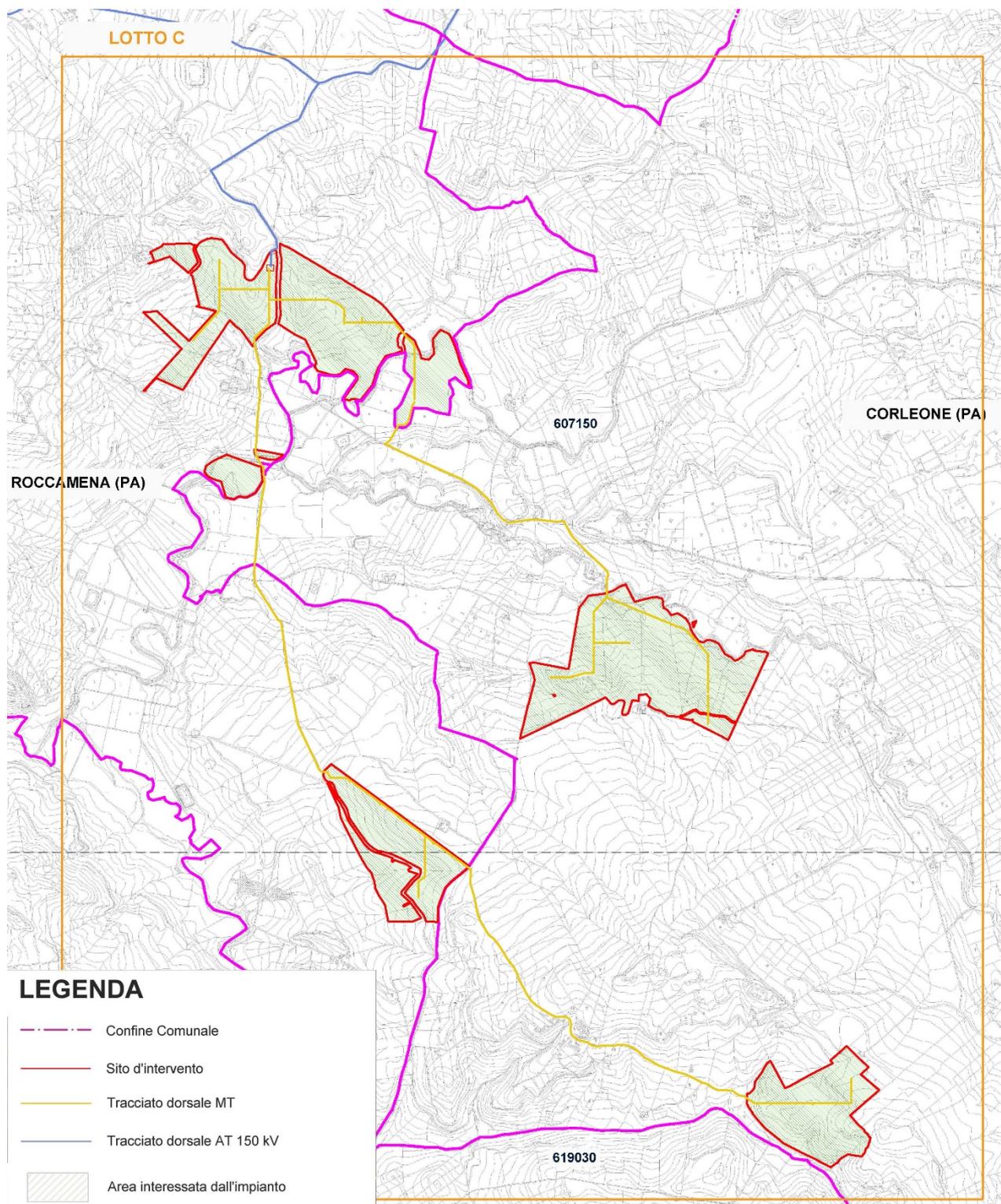


Figura 5 C - Inquadramento dell'area di impianto ricadente sul territorio di Roccamena e Corleone (PA) – **Lotto C** e cavidotto di connessione su C.T.R. scala 1:10.000

L'accesso all'area in cui sarà realizzato l'impianto S&P 12 è raggiungibile attraverso due bretelle principali: l'autostrada A29 Palermo – Mazara del Vallo con uscita Gallitello e la SS 624 Palermo-Sciacca; il sito dell'impianto e della relativa stazione di trasformazione è raggiungibile attraverso una serie di strade statali (SS118 e SS 624) e provinciali (tra cui la SP4, SP27, SP42, SP44, SP59, SP97, SP107, SP113, SP133) che garantiscono il collegamento oltre che con l'impianto anche con i Comuni limitrofi.

2.2 Caratteristiche generali del progetto

La S&P 12 s.r.l. ha ottenuto in data 19/07/2021 (cod. pratica 202100476) dal gestore di rete Terna la soluzione tecnica minima generale (STMG) per connettere 300 MWn sulla linea AT Ciminna-Partinico prevedendo che il parco fotovoltaico venga collegato alla Linea AT del distributore tramite la costruenda stazione a 220 kV "Monreale 3".

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 30 kV verrà elevata a 150 kV nelle stazioni di elevazione, per poi raggiungere la stazione di Utente e successivamente, tramite cavidotti AT 220 kV, la stazione di Rete. 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 Tongwei Solar (Hefei) – Mono PERC, con una potenza di picco di 800 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 10.650.900 m² di pannelli fotovoltaici (moduli) in silicio monocristallino della potenza unitaria di 800 Wp. Attualmente l'area interessata dall'intervento è in destinazione agricola (Zona agricola speciale E).

L'impianto del progetto S&P 12 è previsto nei Comuni di Corleone (PA), Monreale (PA) e Roccamena (PA), in particolare:

- La realizzazione del lotto di impianto denominato "A" ricadente nel territorio del Comune di Monreale (PA), contrade Arcivocale, Giangrosso e Castellana, è individuata al N.C.T del comune di Monreale nel foglio di mappa n. 123, occupando le particelle n. 9, 10, 11, 13, 14, 15, 19, 22, 23, 24, 26, 27, 43, 58, 60, 62, 65, 68, 70, 72, 73, 79, 82, 83, 98, 110, 111, 113, 134, 146, 147, 152, 155, 156, 157, 159, 167, 173, 177, 178, 183, 184, 186, 187, 301, 305, 322, 327, 332, 333, 334, 335, 336, 337, 338, 339, 340, 341, 342, 343, 344, 345, 346, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 363, 364, 365, 366, 367, 368, 369, 370, 371, 372, 373, 374, 380, 381, 382, 383, 384, 385, nel foglio di mappa n. 145, occupando le particelle n. 88, 518, nel foglio di mappa n. 146, occupando le particelle 35, 36 (quota parte), 39, 40, 60, 68, 149, 150, 361, 362, 363, 364, 365, 554 (quota parte), 555, 556, 557, 558, nel foglio di mappa n. 147, occupando le particelle 187, 188, 263, 264, 266, nel foglio di mappa n. 165, occupando le particelle n. 3, 45, 48, 53, 97, 204, 283, 284, 295, 297;
- La realizzazione del lotto di impianto denominato "B" ricadente nei territori del Comune di Monreale (PA) e Roccamena (PA), contrade Ponte, Capparini, Sticca e Gamberi, è individuata al N.C.T del comune di Monreale nel foglio di mappa n. 196, occupando le particelle n. 7, 16, 21, 22, 23, 24, 25, 33, 34, 37, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 72, 73, 79, 83, 89, 105, 145, 146, 149, 15, 217, 265, 391 (Quota parte), nel foglio di mappa n. 199, occupando le particelle n. 1, 82, 83, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 100, 101, 102, 103, 104, 110, 116, 117, 139, 140, 148, 149, 150, 154, 156, 157, 164, 172, 175, 182, 186, 188, 191, 192, 194, 252, 263, 266, 268, 285, 288, 289, 290, 291, 294, 304,

305, 306, 307, 308, 309, 310, 312, 313, 314, 315, 316, 317, 318, 319, 327, 328, 329, 330, 334, 425, 426, 427, 428, 439, nel foglio di mappa n. 200, occupando le particelle n. 1, 4, 13, 24, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 41, 42, 44, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 96, 97, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 171, 172, 173, 175, 176, 184, 267, 270, 274, 278, 279, 281, 283, 284, 285, 286, 287, 288, 309, 311, 314, 315, 316, 317, 318, 319, 320, 351, 352, 535, 600, 601, 712, 713, 714, 715, 716, 717, 718, 719, 720, 724, 725, 726, 736, 737, 738, 739, 740, 785, 803, 806, , nel foglio di mappa n. 201, occupando le particelle n. 58, 59, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 86, 87, 89, 90, 93, 95, 96, 97, 98, 167, 168, 169, 221, 258, 261, 263, 265, 267, 281, 284 (Quota parte), 285, 288, 289, 302, 303, 306, 307, 308, 331, 332, 341, 342, 345, 346, 351 (Quota parte), 353, 354, 376, 377, 380, 381, ed al N.C.T del comune di Roccamena nel foglio di mappa n. 12, occupando le particelle n. 2, 9, 24, 27, 30, 35, 36, 37, 39, 40, 41, 44, 45, 46, 48, 49, 50, 53, 74, 76, 91, 92, 93 (Quota parte), 94, 95, 133, 136, 137, 138, 142, 144, 151, 588, 589 (Quota parte), 590, 591, 592, 593, 594, 595, 598, 604, 605, 607, 610;

- La realizzazione del lotto di impianto denominato "C" ricadente nel territorio dei Comuni di Corleone (PA) e Roccamena (PA), contrade Galardo, Petrulla e Giammaria è individuata al N.C.T del comune di Roccamena nel foglio di mappa n. 4, occupando le particelle n. 7, 8, 12, 17, 195, 198, 472, 506, 512, 540, 638, 639, 641, 642, 684, 685, 749, 788, 789, 818, 820, 821, nel foglio di mappa n. 6, occupando le particelle n. 15, 18, 221, nel foglio di mappa n. 9, occupando le particelle n. 3, 19, 82 (quota parte), 83, 97, 98, 358, 360, 604 (quota parte), ed al N.C.T del comune di Corleone nel foglio di mappa n. 65, occupando le particelle n. 1, 2, 13, 19, 27, 29, 31, 62, 63, 64, 68, 70, 71, 72 (quota parte), 75, 76, 78, 80, 85, 86, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 117, 118, 122, 123, e nel foglio di mappa n. 83, occupando le particelle catastali n. 16, 75, 76, 321;
- La realizzazione della stazione di elevazione e Utente sita nel Lotto A, in Contrada Arcivocale, ricadente nel territorio del Comune di Monreale (PA), è individuata al N.C.T. del Comune di Monreale (PA) nel foglio di mappa n. 147, occupando le particelle catastali n. 188, n.264;
- La realizzazione della stazione di elevazione denominata 'B1', in Contrada Ponte, ricadente nel territorio del Comune di Monreale (PA), è individuata al N.C.T. del

Comune di Monreale (PA) nel foglio di mappa n. 200, occupando la particella catastale n. 2;

- La realizzazione della stazione di elevazione denominata 'B2', in Contrada Sticca, ricadente nel territorio del Comune di Roccamena (PA), è individuata al N.C.T. del Comune di Roccamena (PA) nel foglio di mappa n. 12, occupando la particella catastale n. 30;
- La realizzazione della stazione di elevazione denominata 'C', in Contrada Galardo, ricadente nel territorio del Comune di Roccamena (PA), è individuata al N.C.T. del Comune di Roccamena (PA) nel foglio di mappa n. 4, occupando la particella catastale n. 17;
- La realizzazione della stazione di consegna e Rete denominata 'Monreale 3', ricadente nel territorio del Comune di Monreale, Contrada Aquila, è individuata al N.C.T. del Comune di Monreale (PA) nel foglio di mappa 128, occupando la particella catastale n. 342.

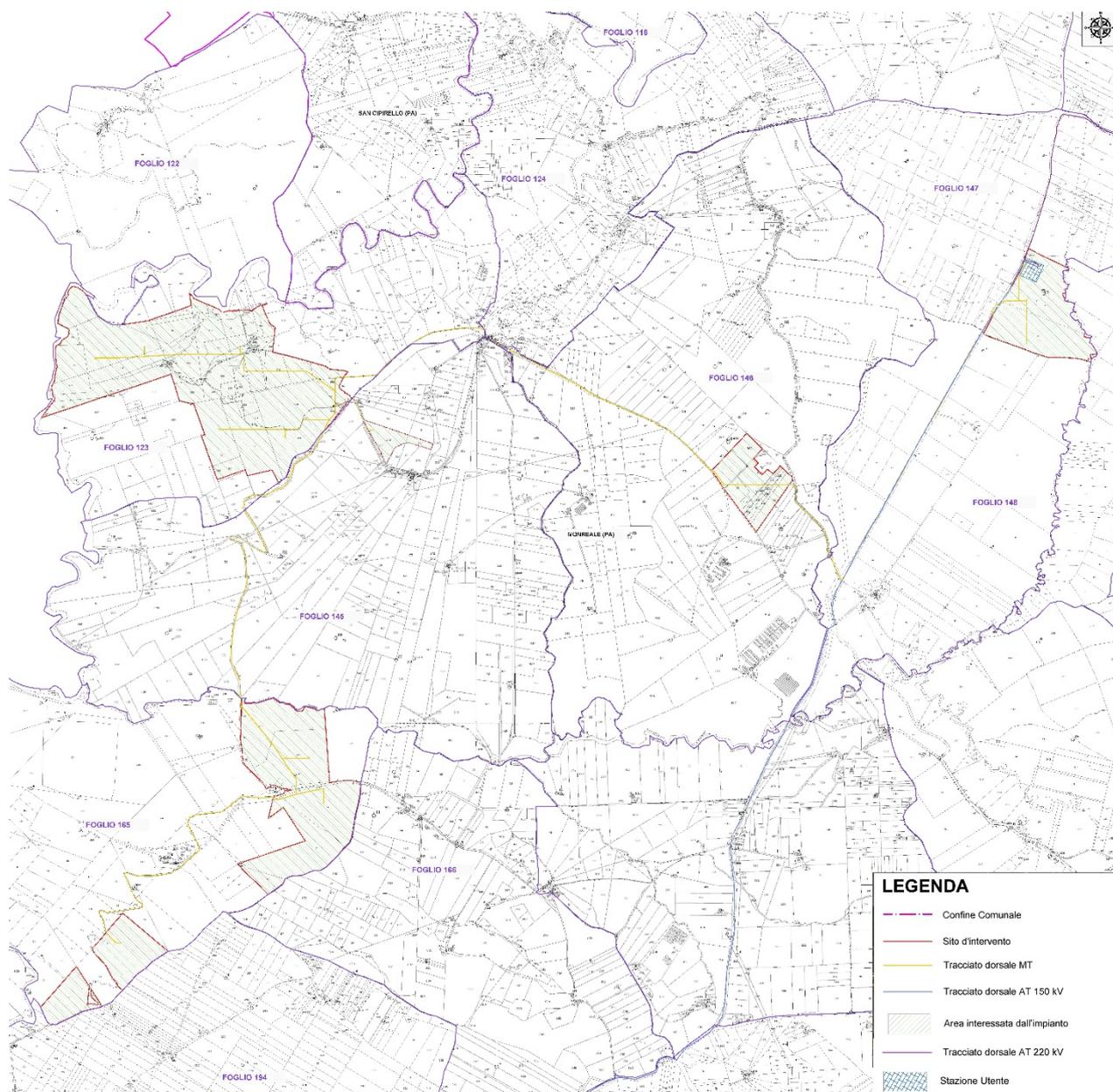


Figura 6 A –Lotto A su catastale

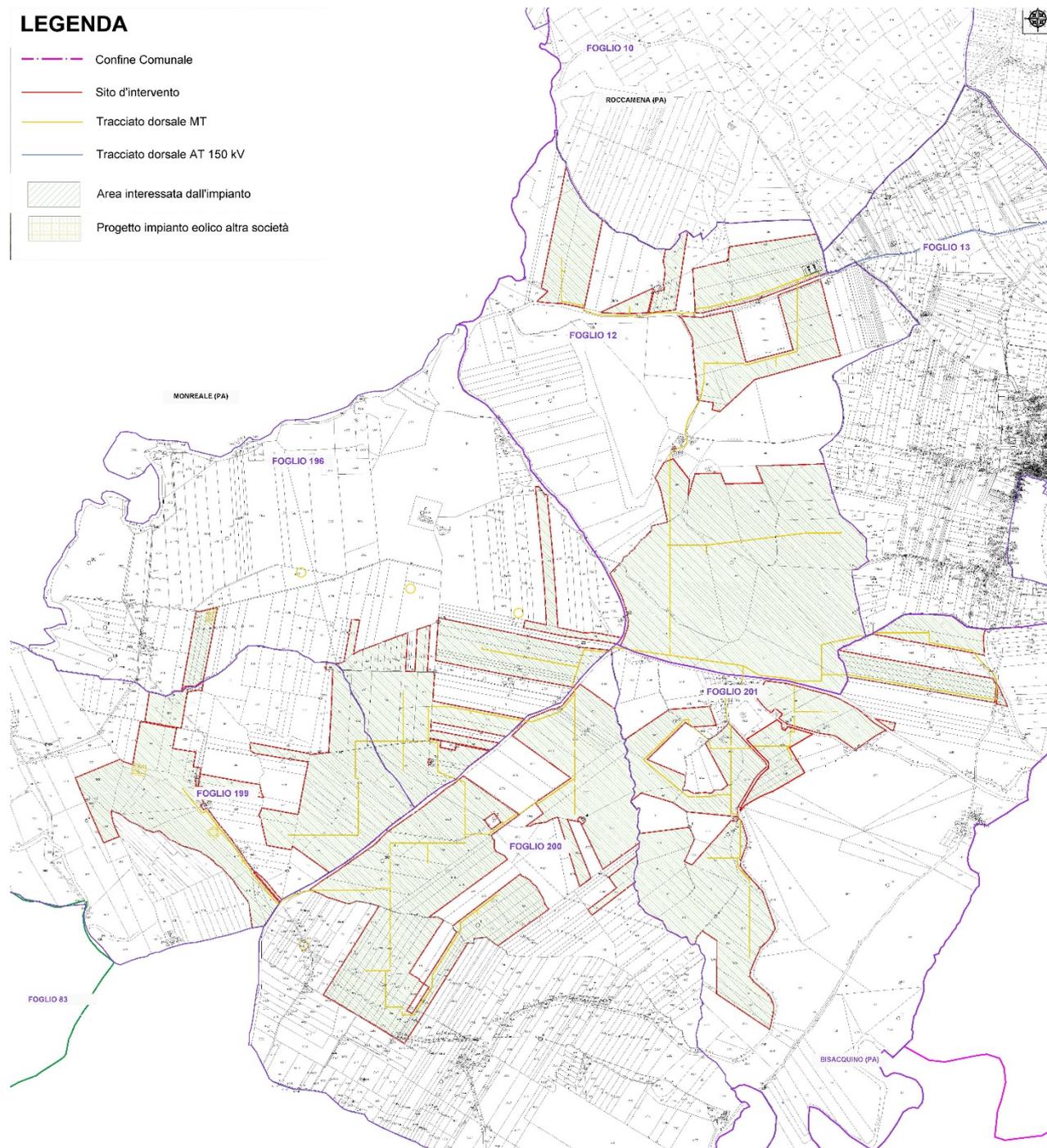


Figura 6 B –Lotto B su catastrale

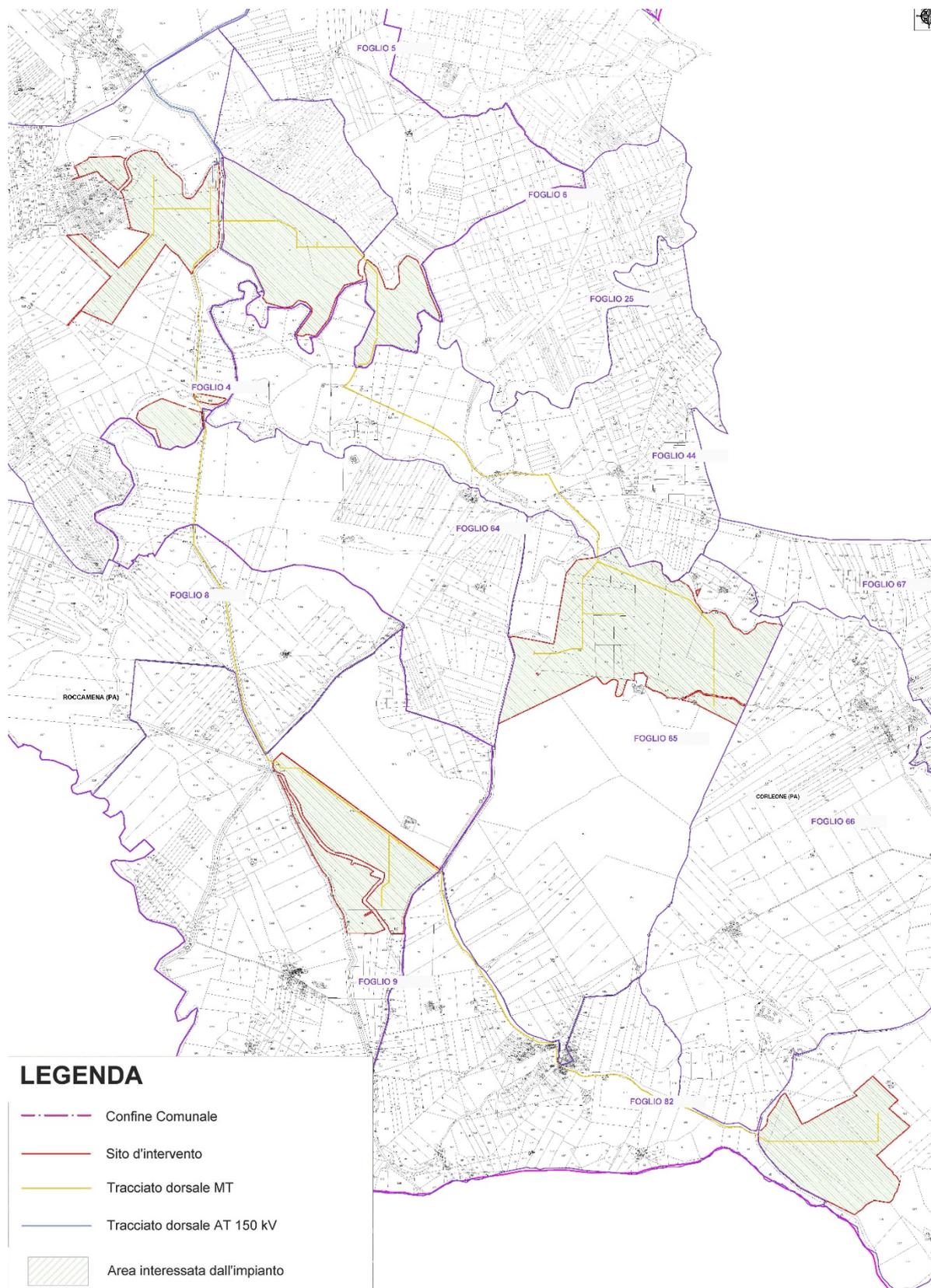


Figura 6 C – Lotto C su catastale

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 armato adeguatamente dimensionate per resistere alle varie sollecitazioni.

L'area di impianto ha un'estensione di circa 10.650.900 m² e l'ubicazione è prevista su un terreno classificato urbanisticamente come area "Agricola" dal Comune di Corleone, Monreale e Roccamena (PA).

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

I pannelli fotovoltaici hanno dimensioni 2.357 x 1.512 mm, incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato dello spessore di 35 mm, per un peso totale di 39 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 2,2 m dal suolo, com'è visibile dalla sezione nella figura che segue.

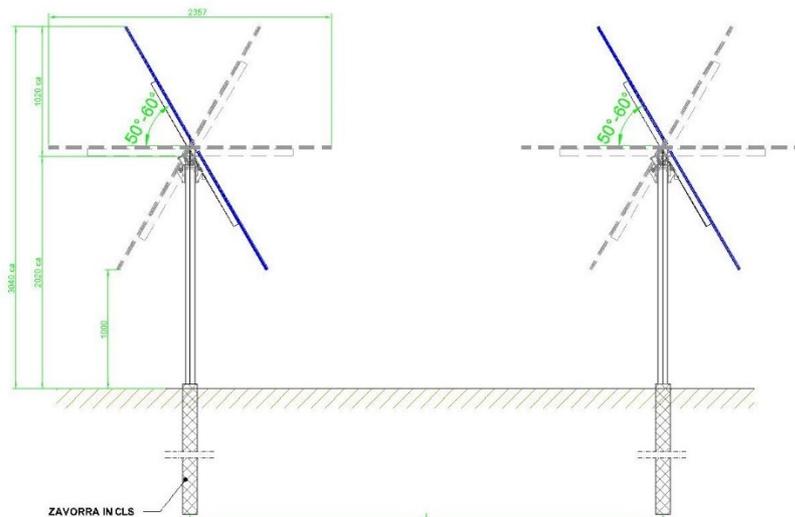


Figura 7 – Profilo longitudinale struttura

Il progetto prevede 10.265 strutture monostringa (15 moduli) e 10.284 strutture bistringa (30 moduli), per un totale di 30.833 stringhe fotovoltaiche ed una potenza complessiva installata di 367.572,00 kWp (300.000,00 kW). L'impianto sarà corredato di 99 cabine di campo, un edificio di controllo 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 30.000 V.

Le cabine di campo sono, a loro volta, collegate alle stazioni di elevazione. Per la consegna dell'energia elettrica prodotta dall'impianto agro-fotovoltaico saranno realizzate delle stazioni di elevazione 30/150 kV che convoglieranno l'energia elettrica prodotta alla stazione utente di trasformazione 150/220 kV. I cavidotti delle linee BT sono interni all'impianto agro-fotovoltaico, un ulteriore tratto di cavidotto passa a lato della viabilità comunale e provinciale esistente fino alle stazioni di elevazione, denominate **B1 – B2 – C**, e ricadenti B1 e B2 nel Lotto B, rispettivamente in C. da Ponte e C. da Sticca, e la stazione C ricadente nel Lotto C, in C. da Galardo. Il cavidotto AT (150 kV) collegherà le stazioni di elevazione con la stazione Utente sita nel Lotto A, in C. da Arcivocale, elevandola a 220 kV, che da qui partirà e arriverà alla costruenda Stazione di consegna Rete "Monreale 3" sita in Contrada Aquila (Monreale, PA).

Dalle suddette stazioni di elevazione MT/AT partirà un cavidotto di collegamento AT (150 kV).

I cavidotti BT prevedono delle sezioni di scavo per l'alloggiamento di circa 100 cm di profondità e di larghezza variabile, compresa tra 60 cm e 120 cm.

I cavidotti MT/AT prevedono delle sezioni di scavo per l'alloggiamento di circa 190 cm di profondità per 60 cm di larghezza; si utilizzeranno tipologie di scavi differenti.

L'impianto agro-fotovoltaico "S&P 12", pertanto, è connesso alla rete elettrica nazionale RTN sulla linea AT Ciminna-Partinico.



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

La connessione si compone fisicamente di cinque impianti:

- Impianto di utenza;
- Impianto di rete;
- Impianti di elevazione (le stazioni **B1** e **B2** nel Lotto B, la stazione **C** nel Lotto C).

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.

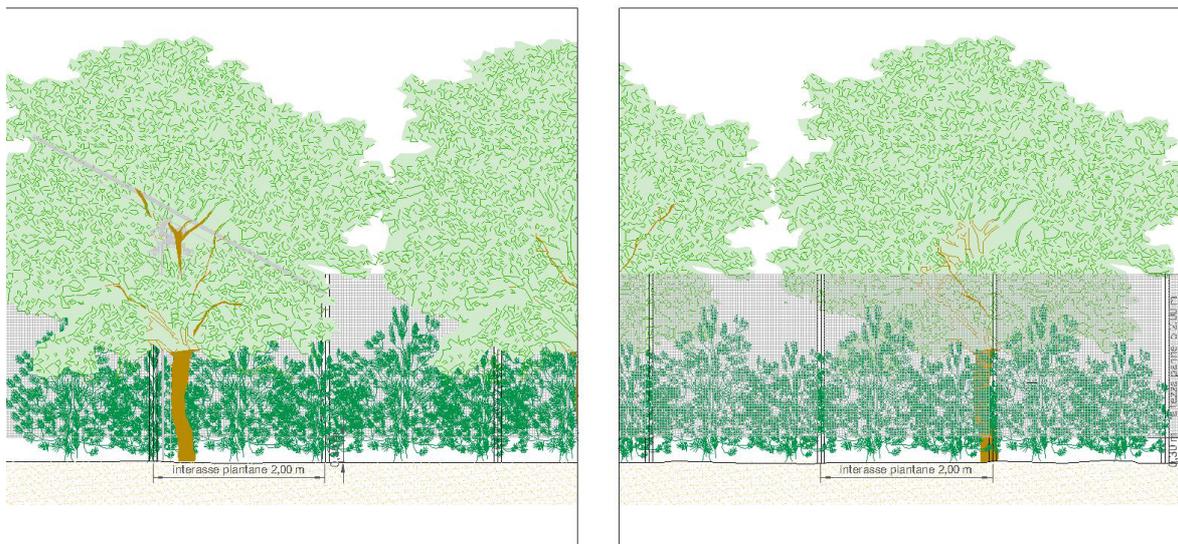


Figura 9 – Dettaglio della recinzione dell'impianto agro-fotovoltaico

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 367.572,00 kWp (300.000,00 kWh) sarà composto da 99 inverter: n. 40 inverter di tipo Ingecon Sun Double + Dual Inverters con potenza nominale di 7,200 MWp, n. 49 inverter di tipo Ingecon Sun Single + Dual Inverters con potenza nominale di 5,400 MWp, n.10 inverter Sun Dual Inverter con potenza nominale di 3,600 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.

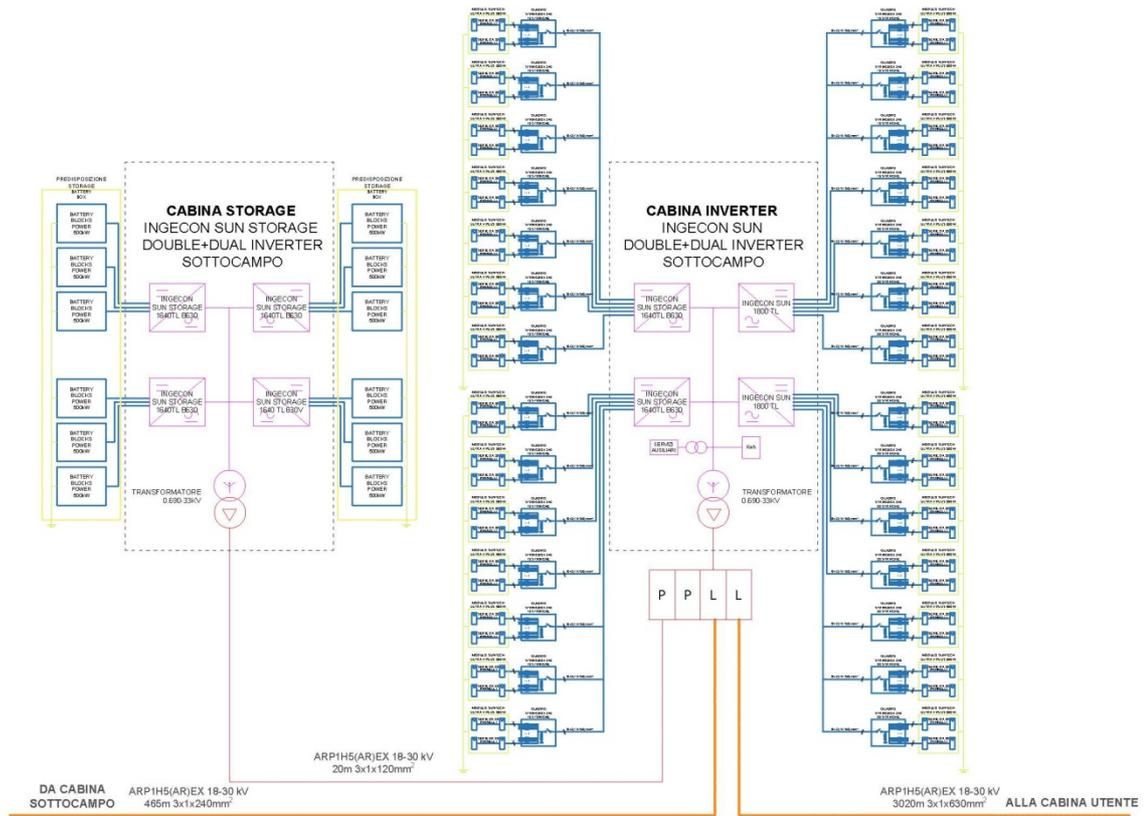


Figura 10 – Esempio di schema elettrico (TAV. IT-SEU)

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.

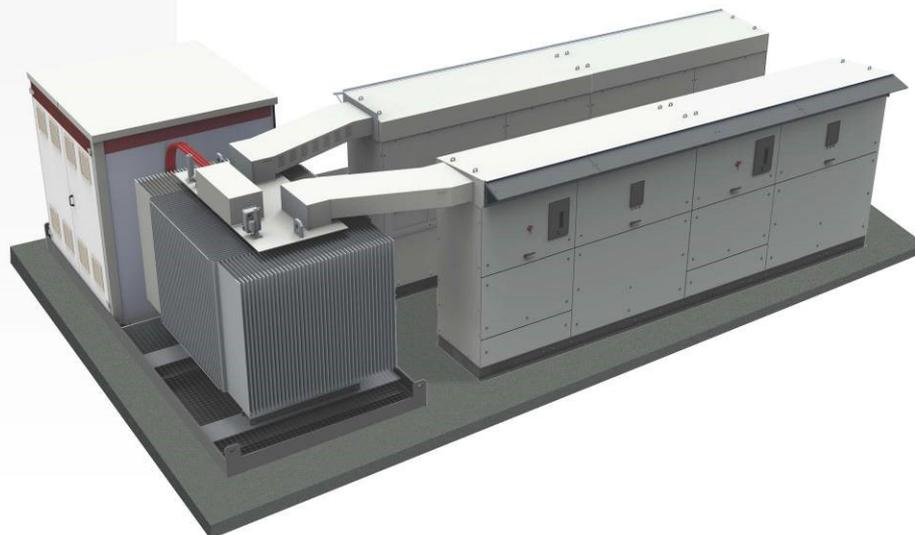
Complete accessibility

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.

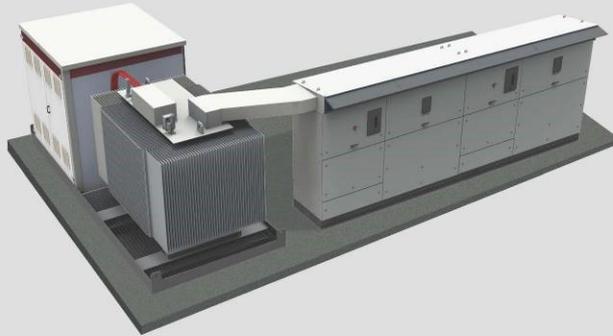
STANDARD EQUIPMENT

- 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.

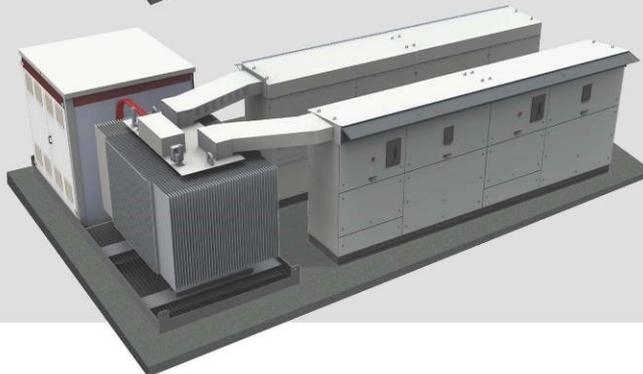
Three possible configurations



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.

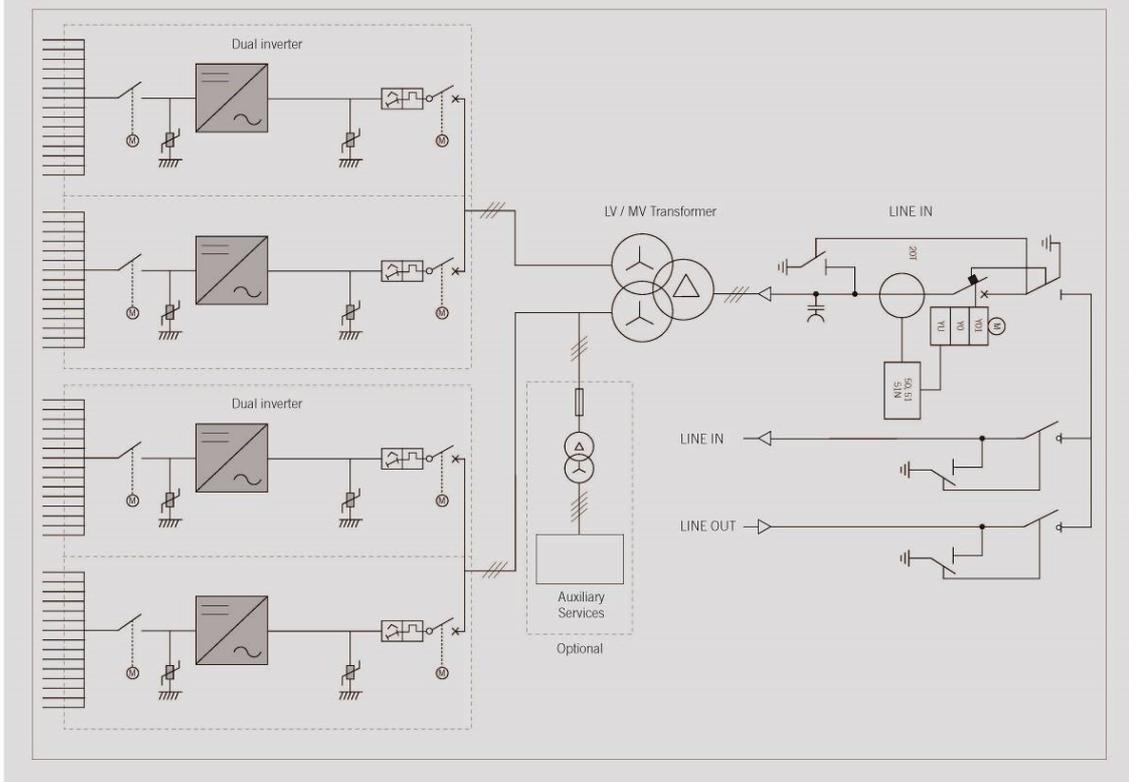
OPTIONS UPON REQUEST

- 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

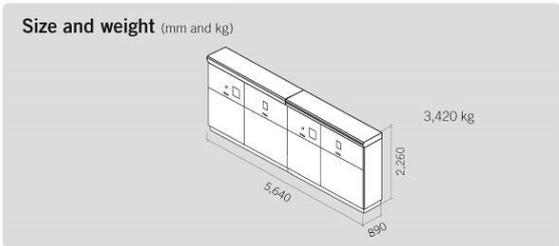
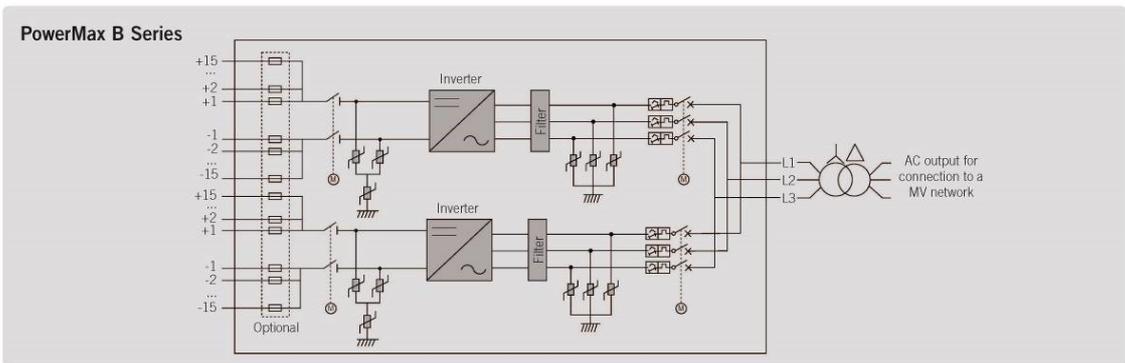
- DC Reverse polarity.
- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 15 pairs of fuse-holders per power block.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the 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.

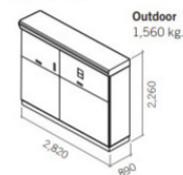
INTEGRATED ACCESSORIES

- 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).

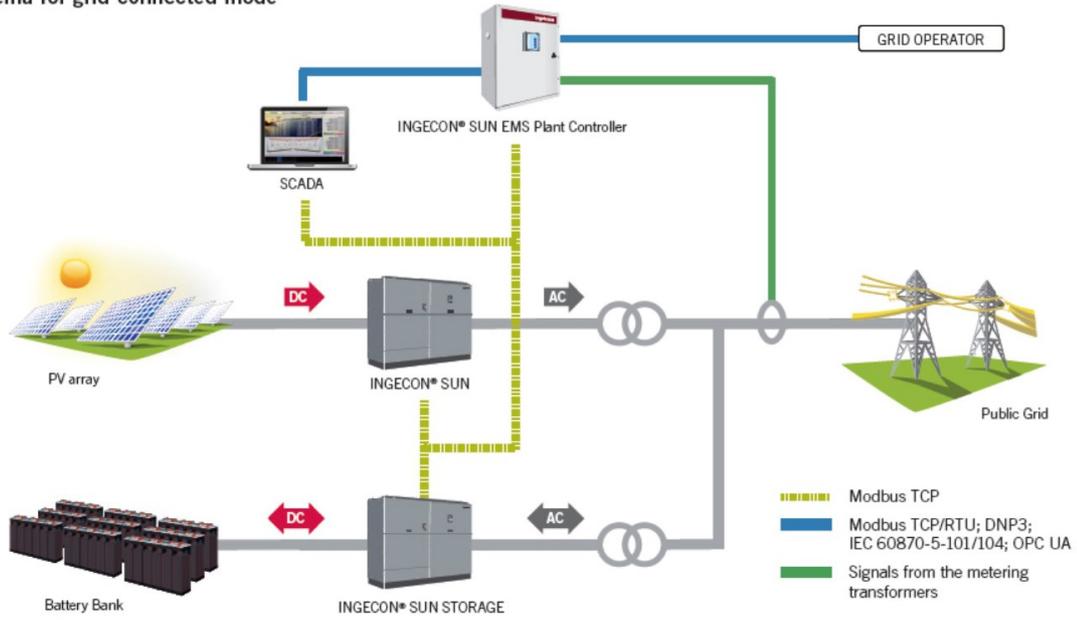
Size (mm)



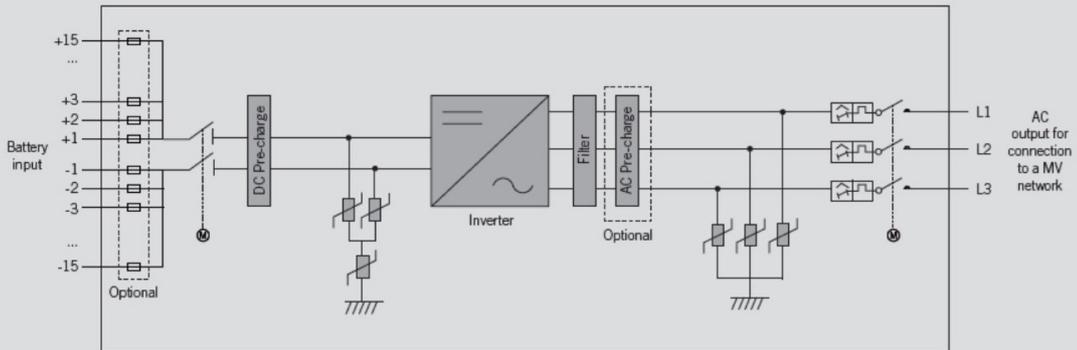
www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

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 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

I moduli saranno raggruppati in stringhe da 15 o 30 pannelli connessi.

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 367.572,00 kWp (300.000 kW).

L'uscita in AC di ciascun inverter verrà collegata a un trasformatore. In particolare gli inverter Ingecon Sun Double + Dual Inverters da 7.200 MWp verranno connessi a un trasformatore da 8.000 kVA che trasformerà l'uscita dell'inverter da 600 V a 30 kV. 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 30 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 30 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: Tongwei Solar (Hefei) – Mono PERC 800W.

Per le caratteristiche si vedano le figure seguenti.



Tongwei Solar (Hefei) Co., Ltd.

Specifiche del modulo mono PERC serie THxxxPM6-96SC (210)

Parametri di prestazione elettrica in						parametri di temperatura	
condizioni STC Modello modulo: TH ***	800	775	770	765	760	NMOT	42,3 y (± 2 y)
PM6-96SC Potenza massima-Pm [W] Tensione	800	775	770	765	760	Coefficiente di temperatura della tensione a circuito aperto	-0,27%/y
a circuito aperto-Voc [V] Corrente di	46.5	46.3	46.2	46.1	46	Coefficiente di temperatura della corrente di cortocircuito	0,04%/y
cortocircuito-Isc [A] Tensione punto di	21.42	21.70	21.32	21.27	21.22	Coefficiente di temperatura massima di potenza	-0,34%/y
massima potenza-Vm [V]	38.1	38.0	37.9	37.8	37.7		
Corrente massima della presa di corrente -Im	20.47	20.39	20.32	20.24	20.16	Parametri massimi nominali	
[A] Efficienza dei componenti - η [%]	21.9	21.7	21.6	21.5	21.3	Tensione massima del sistema [V]	DC 1500
Parametri di prestazione elettrica in condizioni						Corrente nominale massima del fusibile [A]	
NMOT Potenza massima-Pm [W] Tensione a	587	584	580	576	572	Carico statico frontale massimo [Pa]	5.400
circuito aperto-Voc [V] Corrente di corto circuito-	44.2	44.1	44.0	43.9	43.9	Temperatura di esercizio [°C]	- 40 ~ + 85
Isc [A]	17.28	17.51	17.20	17.16	17.12	Protezioni di rischio alla grandine	Diametro massimo 25 mm Velocità d'impatto 23 m s ⁻¹
Tensione massima del punto di alimentazione-Vm [V]	36.3	36.2	36.1	36.0	35.9		
Corrente massima del punto di alimentazione-Im [A] Altri parametri	16.17	16.11	16.05	15.98	15.92		
del pacchetto: 1. STC: irraggiamento 1000 W/m ² , AM 1,5, temperatura ambiente 25°C, misurata secondo EN 60904-3 2. NMOT: irraggiamento 800 W/m ² , velocità del vento 1 m/s, temperatura ambiente 20 °. 3. Tolleranza di Pm: 0~+5W, Incertezza dei test di potenza: ±3% Voc[V], Isc[A], Vm[V] con E la tolleranza dei test di Im[A]: ±3%.						installazione 31 pezzi/scatola; 465 pezzi/contenitore 40y; 651 pezzi/carrello Garanzia 18 anni di garanzia sui materiali e sulla lavorazione del prodotto 25 anni di garanzia di potenza lineare con attenuazione inferiore al 2% nel primo anno. Dopo il secondo anno, il decadimento annuale è inferiore allo 0.65% e il periodo di garanzia è di 25 anni. La potenza posteriore non deve essere inferiore all'84.8%.	
Dimensione parametro						IV curva	
messaggio	2357 × 1512 × 35 mm (L × P × A)						
il peso	39 kg						
vetro frontale	Vetro temperato verniciato goffrato ultra bianco						
materie di imballaggio	EVA						
Cellula	Mono PERC 210×210 mm						
backplane							
portafoto	Profili in alluminio anodizzato						
tracolla di giunzione	Corrente nominale: 30A, IP67, TUV&UL						
cavo	Lunghezza 900 mm, sezione 4 mm ²						
Connettore	Compatibile con MC4						
disegno							
Dichiarazione: Con il progresso della tecnologia e l'aggiornamento del prodotto, potrebbero esserci deviazioni tra i parametri tecnici dei prodotti del modulo successivo di Tongwei Solar e i parametri tecnici contenuti in questo specifica Tongwei Solar ha il diritto di modificare i parametri tecnici in qualsiasi momento senza notificare i clienti. Il diritto di interpretazione finale delle specifiche tecniche appartiene a Tongwei Solar.							

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 $\pm 55^\circ$.

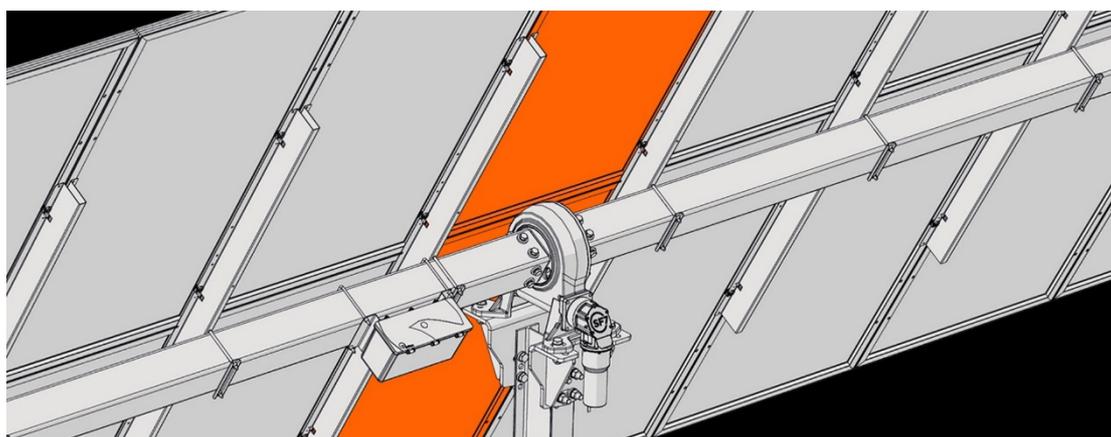


Figura 11 – Particolare dell'inseguitore installato

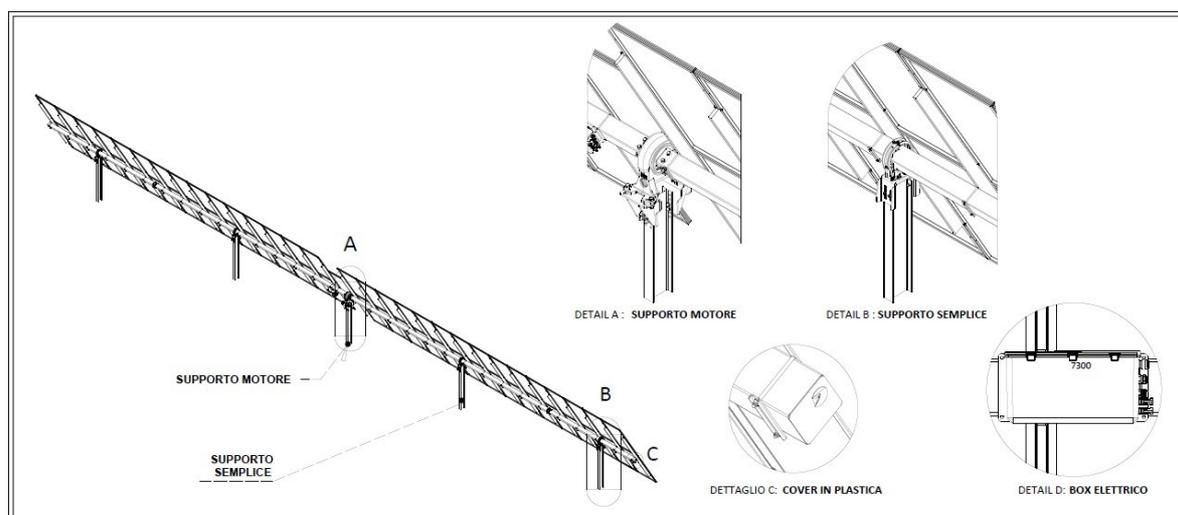


Figura 12 – Particolari costruttivi degli inseguitori installati

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 5 m.

L'impianto conterrà in totale 30.833 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 99 inverter: n. 40 inverter di tipo Ingecon Sun Double + Dual Inverters con potenza nominale di 7,200 MWp, n. 49 inverter di tipo Ingecon Sun Single + Dual Inverters con potenza nominale di 5,400 MWp, n.10 inverter Sun Dual Inverter con potenza nominale di 3,600 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.

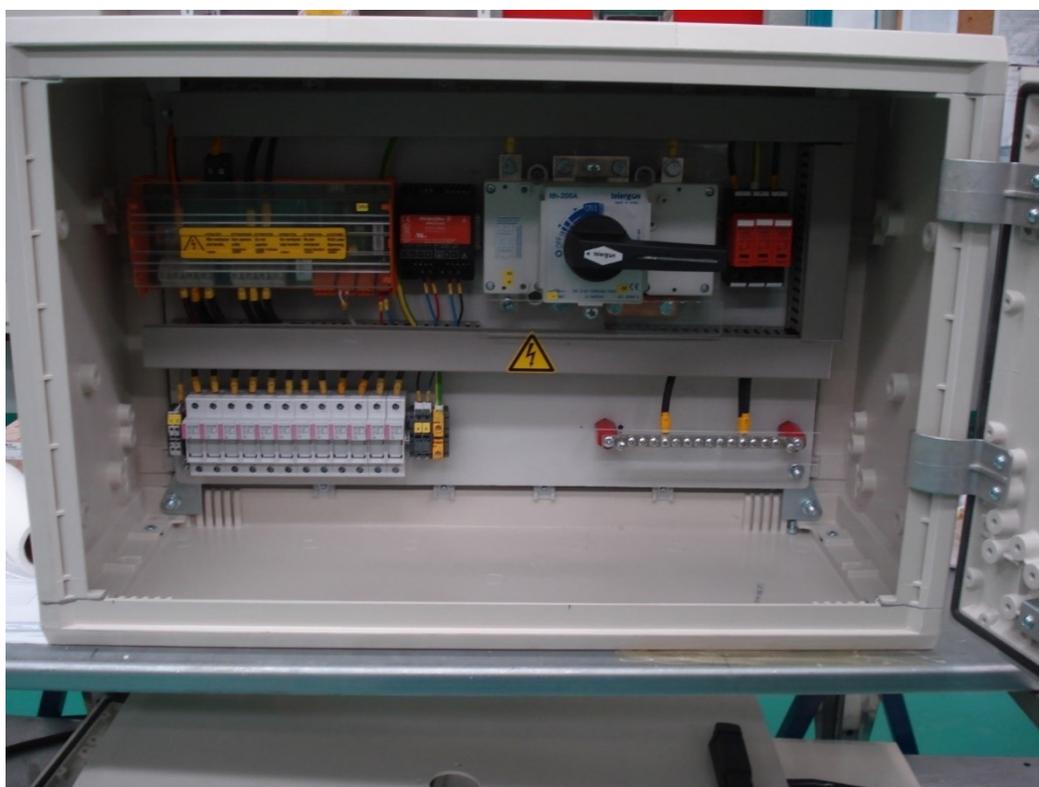


Figura 13 – Esempio particolare quadro stringa

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 morsettiera 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.

4.4 Rete di media tensione e percorso cavidotto

L'impianto ha una potenza di 367.572,00 kWp (300.000,00 kW) comprenderà in totale 99 inverter suddivisi come di seguito:

- n. 40 Ingecon Sun Double + Dual Inverters da 7,200 MWp;
- n. 49 Ingecon Single + Dual Inverters da 3,600 MWp;
- n.10 inverter Sun Dual Inverter da 3,600 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 ed AT 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/AT.

In particolare, per la posa dei cavidotti MT/AT, 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 monitore 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 60.050 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 38.320 m.

I cavidotti MT/AT esterni alle aree di impianto (realizzati su strada asfaltata), verranno realizzati con tecnologia no-dig per una lunghezza totale di circa 43.320 m.

Alcune tratte di cavi in MT/AT 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

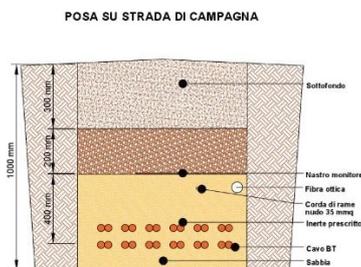


Figura 14 – Particolare sezione tipo cavo interrato BT

TIPOLOGIA DI SCAVO LINEA DI CONNESSIONE

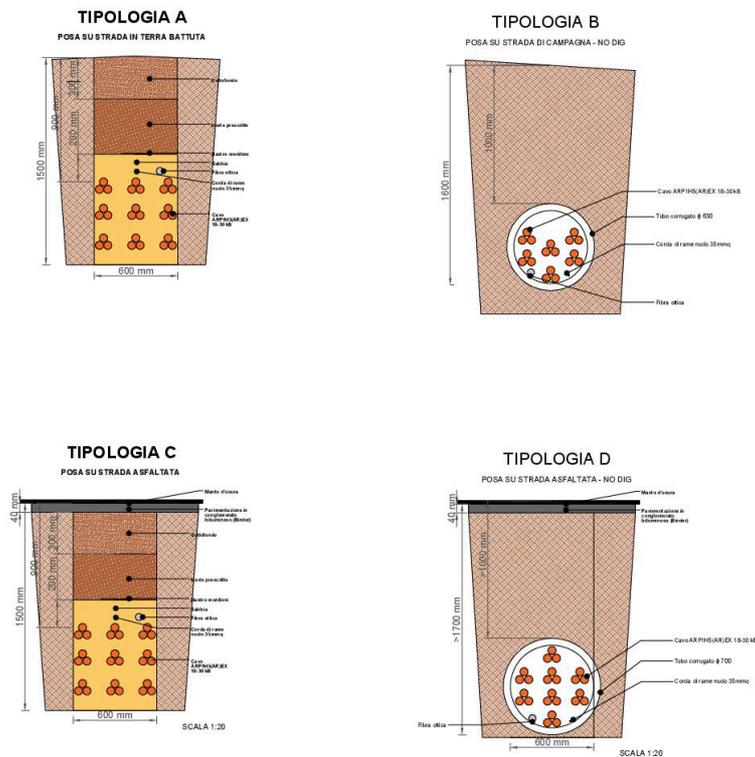


Figura 15 A– Particolare sezione tipo cavo interrato MT e particolari della sezione stradale

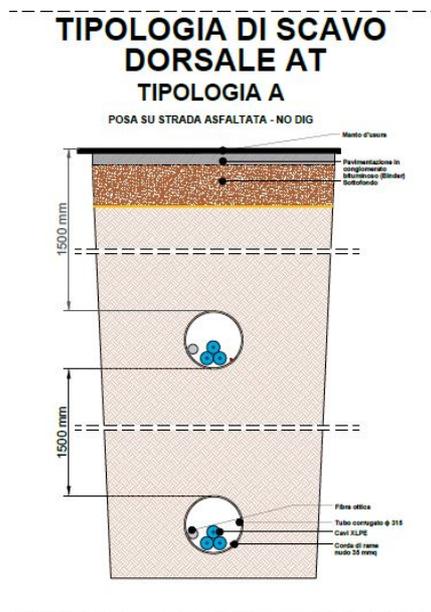


Figura 15 B– Particolare sezione tipo cavo interrato AT

ATTRAVERSAMENTO CORSO D'ACQUA SUPERFICIALE

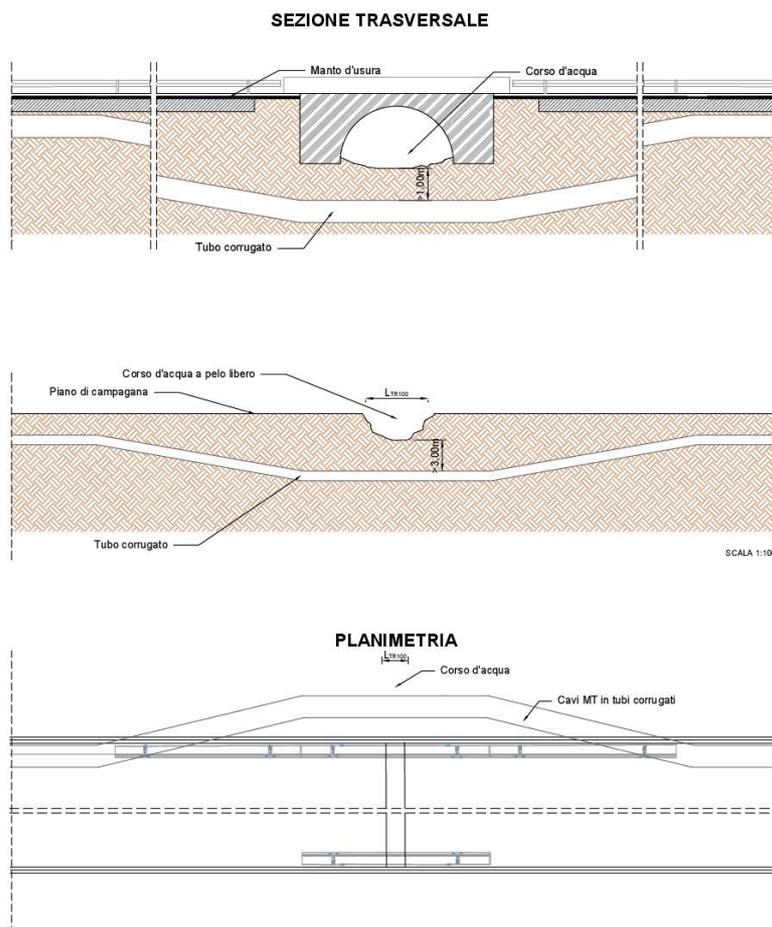


Figura 16 – Particolare attraversamento corso d’acqua superficiale e tipologia di attraversamento su strada

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

La realizzazione della stazione di elevazione ed Utente è prevista nel comune di Monreale (PA), individuata al N.C.T. di Monreale (PA) nel foglio di mappa n. 147, alla particella catastale n. 188.

L’ubicazione della stazione è prevista su un terreno classificato, urbanisticamente, come area "Agricola" dal Comune di Monreale (PA).

La realizzazione della stazione di consegna e Rete denominata “Monreale 3” è prevista nel comune di Monreale (PA), individuata al N.C.T. di Monreale (PA) nel foglio di mappa n. 128, alla particella catastale n. 342. L’ubicazione delle stazioni è prevista su un terreno classificato, urbanisticamente, come area "Agricola" dal Comune di Monreale (PA).

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.

Stazione elettrica di Rete

La stazione elettrica di consegna e rete (SE di Rete) – “Monreale 3” rientra nella tipologia delle “Stazioni di Trasformazione”, in quanto connette due reti a differente livello di tensione. La configurazione adottata è quella a doppia sbarra, presenta le sezioni rispettivamente a 220 kV, interamente isolate in aria (AIS – Air insulated substation).

La configurazione finale di impianto è rappresentata nella planimetria di progetto della stazione che per comodità viene di seguito riportata:

Sezione a 220 kV

La stazione sarà composta da:

- N. 2 stalli arrivo linea per l’entra-esce;
- N. 6 stalli arrivo produttore;
- N. 2 stalli per il parallelo barre;
- Predisposizione per ulteriori N. 2 stalli per un eventuale futuro entra-esce;
- N. 1 stallo per un Trasformatore Induttivo di Potenza (TIP).

La stazione elettrica sarà connessa in configurazione entra-esce alla linea Ciminna-Partinico della RTN mediante i due stalli linea suddetti denominati rispettivamente “stallo linea Ciminna” e “stallo linea Partinico”.

Ogni stallo arrivo linea 220 kV è costituito dalle seguenti apparecchiature:

- Sezionatori di sbarra verticali (uno per ogni sbarra);
- Interruttore SF6;
- TA per protezioni e misure;
- Sezionatore di linea orizzontale con lame di terra (lato linea);
- TV capacitivo per protezioni e misure;
- Portale con amarro linea;
- Bobina di sbarramento;
- Spinterometro.

Le distanze tra le varie apparecchiature rispettano le distanze minime consentite al fine di ridurre al minimo le indisponibilità per manutenzione.

Ogni stallo arrivo produttore a 220 kV potrà essere collegato in linea aerea o in cavo. Nel caso di stallo produttore tramite linea aerea, la composizione sarà dello stesso tipo dello stallo arrivo linea.

Nel caso di stallo arrivo produttore del tipo in cavo, questo sarà costituito da:

- Sezionatori di sbarra verticali;
- Interruttori SF6;
- TA per protezioni e misure;
- Sezionatore di linea orizzontale con lame di terra;
- TV capacitivo per protezioni e misure;
- Scaricatori di sovratensione ad ossido metallico;
- Terminali cavo.

Stallo parallelo sbarre

I due stalli per il parallelo sbarre a 220 kV saranno costituiti da:

- sezionatori di sbarra verticali;
- interruttore SF6;
- TA per protezioni e misure.

Stallo per TIP

Per lo stallo dedicato al TIP, è previsto il collegamento ad uno dei due sistemi di sbarre a 220 kV e sarà costituito da una terna di TV induttivi di potenza per consentire l'alimentazione dei Servizi Ausiliari in caso di ritardi nella disponibilità delle linee MT.

Sistema a doppia sbarra

Il sistema a doppia sbarra sarà costituito da sezionatori di terra da entrambi i lati delle sbarre.

Stazione di trasformazione ed elevazione

La realizzazione delle stazioni di trasformazione ed elevazione, previste nei Lotti B e C, nelle Contrade Ponte, Sticca (Lotto B) e Galardo (Lotto C), ricadenti nei Comuni di Monreale e Roccamena (PA), riceve l'energia proveniente dall'impianto fotovoltaico e la eleva alla tensione di 150 kV. La stazione di trasformazione ed elevazione sarà costituita da due sezioni, in funzione dei livelli di tensione: la parte di media tensione, contenuta

all'interno della cabina di stazione e dalla parte di alta tensione costituita dalle apparecchiature elettriche con isolamento in aria, ubicate nell'area esterna della stazione utente. La cabina di stazione sarà costituita dai locali contenenti i quadri di MT con gli scomparti di arrivo/partenza linee dall'impianto eolico, dagli scomparti per alimentare il trasformatore BT/MT dei servizi ausiliari di cabina, dagli scomparti misure e protezioni MT e dallo scomparto MT per il collegamento al trasformatore MT/AT.

La stazione di elevazione è costituita da:

- Trasformatore elevatore 30/150 kV da 150/160 MVA ONAN/ONAF;
- Scaricatori di sovratensione per reti a 150 kV con sostegno.

4.6 Predisposizione e analisi di soluzioni di accumulo energetico

Al fine di avere la massima efficacia ed efficienza dall'impianto, si riporta di seguito la soluzione prevista per l'accumulo di energia rinnovabile da fonte solare prodotta da fornire in orari prestabiliti, ovviando al problema dell'aleatorietà tipica in generale delle fonti rinnovabili e dell'impossibilità di generare energia fotovoltaica nelle ore non solari.

In particolare si riportano nella seguente tabella, il numero di container di accumulo previste a regime nei prossimi anni, e la capacità di accumulo prevista.

CAPACITÀ DI ACCUMULO ENERGETICO			
Numero Blocks Power Accumulo	Capacità di Accumulo Energetico per ogni Blocks Power (kWh)	Numero di Batterie per Blocks Power	Massima capacità di Accumulo (MWh)
60	500	180	30

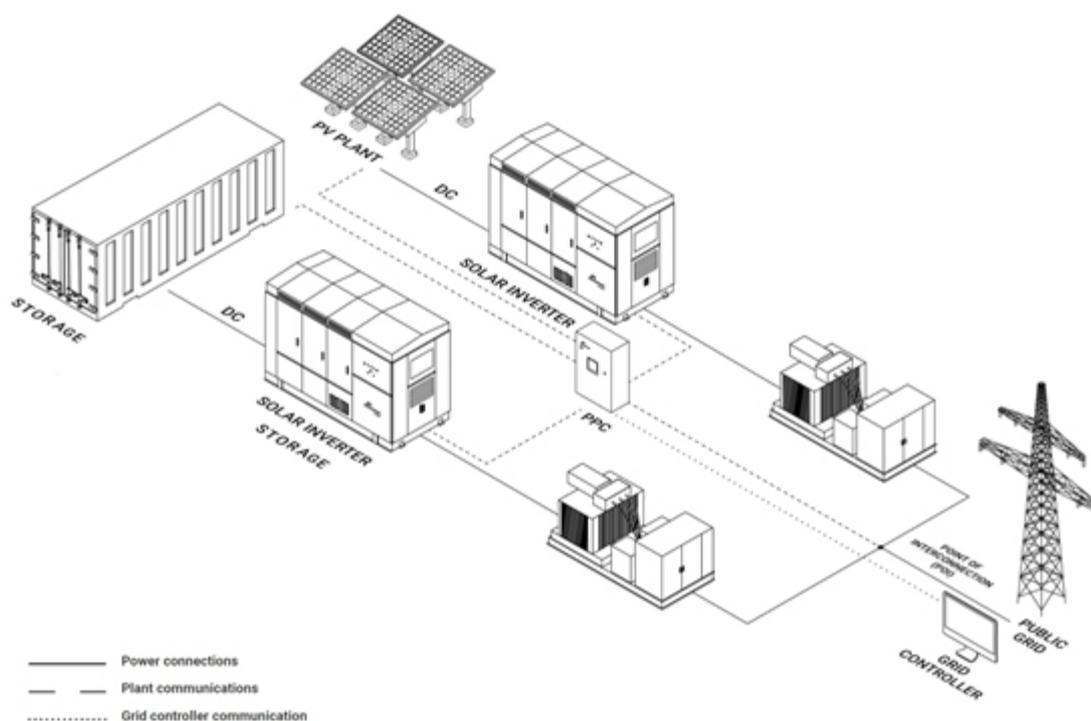
I sistemi di accumulo per grandi centrali fotovoltaiche permettono di dare una mano importante alla flessibilità di rete e alla stabilizzazione della frequenza della stessa.

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.

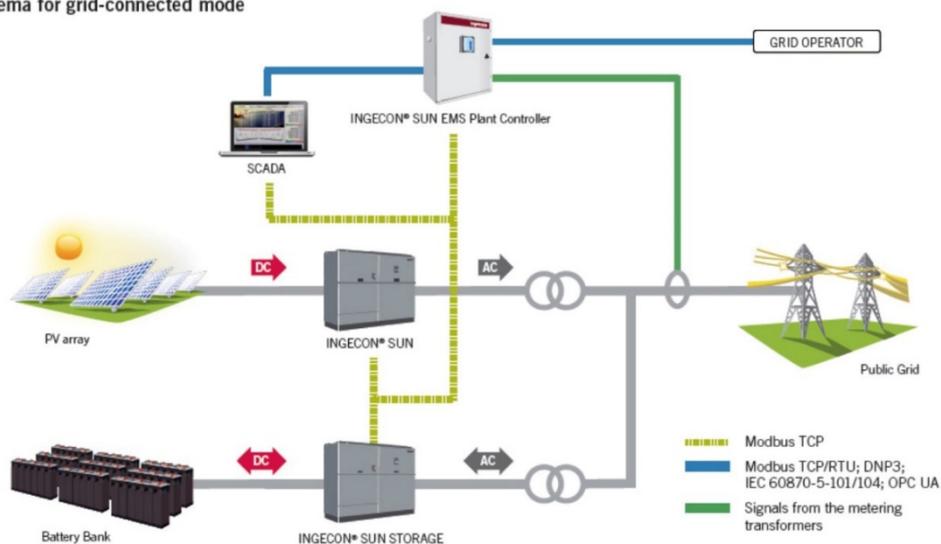
Al momento ci sono molte tecnologie e soluzioni che competono per conquistare il mercato che a breve sarà enorme. Si adatterà il progetto in funzione alle prossime soluzioni che si dimostreranno migliori. Al momento la soluzione prevista è l'utilizzo di container che conterranno batterie al Litio della 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.

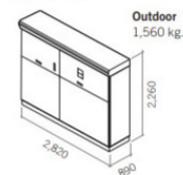
INTEGRATED ACCESSORIES

- 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 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

Ogni container può contenere circa 550 batterie ed ogni container potrebbe accumulare fino a 1,4 MWh di energia.



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

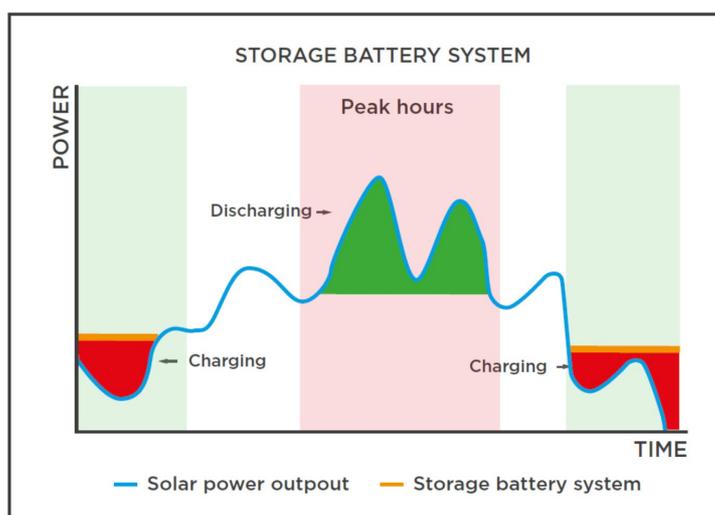
I sistemi di accumulo pertanto offrono notevoli vantaggi alla rete. In modo particolare:

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



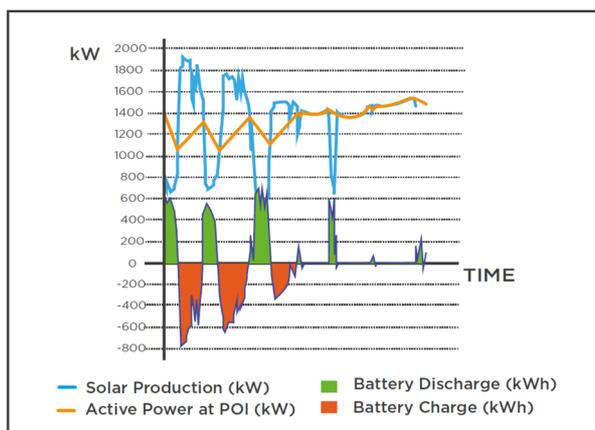
Load leveling

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.



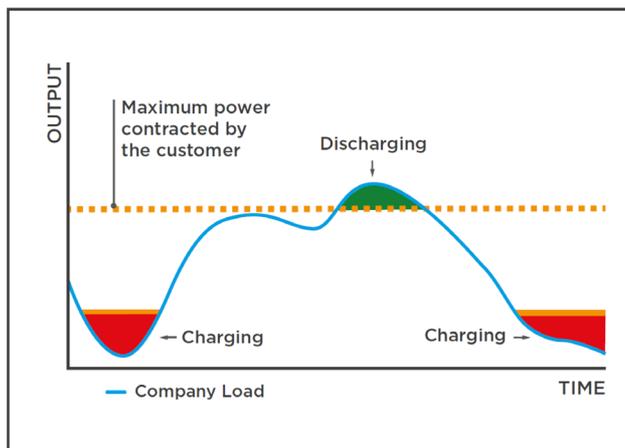
Renewable integration

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.



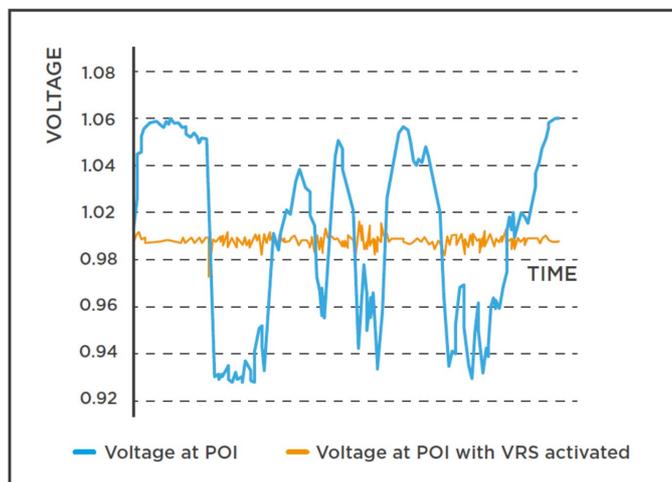
Peak power shaving

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.

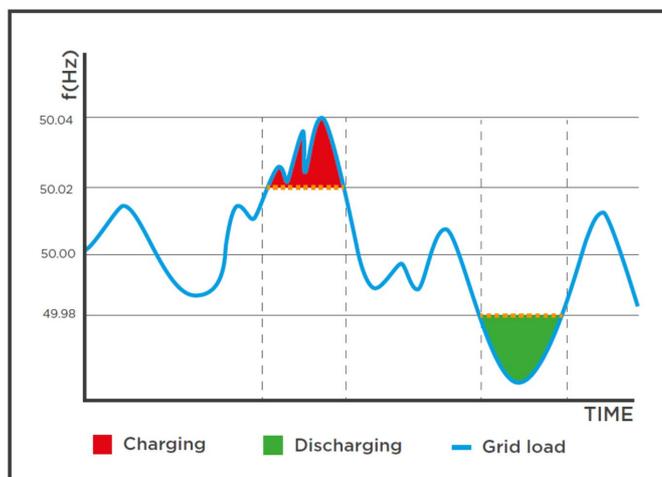


Frequency regulation system

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 12 s.r.l. per la realizzazione del presente progetto è di 10.650.900 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 stazioni utente, rete ed elevazione.

Con questa assunzione di base, la superficie occupata dall'impianto si attesta intorno al 15,6% della superficie totale disponibile, come meglio dettagliato nella tabella sotto riportata:

SCHEMA DI RIEPILOGO		
		mq
Superficie	totale	1.658.200
strutture		
Superficie	totale	2.661
cabine		
Superficie	edificio di	150
controllo		
Totale superf.	coperta	1.661.011
Superficie	totale	10.650.900
comparto		
Indice di copertura		15,6 %

Riepilogo dati impianto

Per l'alloggiamento dei cavidotti BT all'interno dell'impianto è previsto uno scotico di 18.015 mc e uno scavo di 42.035 mc per una rimozione totale di 60.050 mc di terreno.

Per l'alloggiamento dei cavidotti MT interni all'impianto è previsto uno scotico di 6.894 mc e uno scavo di 27.591 mc per una rimozione totale di 34.485 mc di terreno.

Il terreno risultante 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/AT di collegamento dell'impianto alla RTN, verrà realizzato con tecnologia NO-DIG e comporterà la rimozione di circa 66.713 mc di

terreno, e di circa 30 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.

La realizzazione della recinzione comporterà l'impiego di circa 104.142 m di rete metallica, e circa 52.071 pali posizionati con un passo di circa 2 m.

L'impianto di illuminazione e videosorveglianza prevede l'installazione di 2.083 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 924.990, e delle strutture che saranno 10.265 mono-stringa e 10.284 bi-stringa).

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 184 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 Corleone, Monreale e Roccamena (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 12 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.