



REGIONE PUGLIA  
PROVINCIA DI BRINDISI  
COMUNE DI BRINDISI



Progetto di un impianto Agrivoltaico da 19,99 Mw integrato da un sistema di accumulo da 15 Mw e potenza di immissione pari a 18,714 Mw, ubicato in agro di Brindisi, connesso alla Stazione Elettrica denominata "Brindisi Sud" tramite Stazione di elevazione utente.

TITOLO: Relazione Campi Elettromagnetici ed Elettrici

CODICE ELABORATO: Elab.01a

SCALA:

DATA	MOTIVO REVISIONE	REDATTO	APPROVATO
	--	ING. CIRACI'	N/A

SOCIETÀ DI  
INGEGNERIA:

**LUCON Srl**  
Sede Legale: Via Don Lorenzo Milani 27  
San Vito dei Normanni (BR) - 72019  
C.F./P.IVA 01885000768

LUCON s.r.l.  
L' Amministratore Unico  
Convittino Luca Roberts

PROGETTISTA:

**ING. FRANCESCO CIRACI'**  
Studio di Ingegneria di Ciraci Francesco,  
Sede legale: San Lorenzo n. 2  
Ceglie Messapica (Br), 72013



COMMITTENTE:

**TUTURANO SOLAR PARK s.r.l.**  
C.F./P.IVA 02729370748  
Città San Vito dei Normanni CAP 72019  
Via Antonio Francavilla, n. 6  
e-mail: tuturanosolarpark@pec.it



Sede Legale: Via Don Lorenzo Milani 27  
San Vito dei Normanni (BR) - 72019  
C.F./P.IVA 01885000768  
cell: +39 345 363 6594  
mail: luconsrl@pec.com

## SOMMARIO

<b>1. PREMESSA .....</b>	<b>3</b>
<b>2. DATI AMMINISTRATIVI E LEGALI DEL PROPONENTE.....</b>	<b>3</b>
<b>3. NORMATIVA DI SETTORE .....</b>	<b>3</b>
<b>4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE - ELABORATI GRAFICI .....</b>	<b>5</b>
4.1 INQUADRAMENTO DELL'INTERVENTO SU PLANIMETRIA CATASTALE .....	7
4.2 INQUADRAMENTO DELL'INTERVENTO SU PLANIMETRIA ORTOFOTO.....	7
4.3 INQUADRAMENTO DELL'INTERVENTO SU PLANIMETRIA CTR .....	8
4.4 INQUADRAMENTO DELL'INTERVENTO SU PLANIMETRIA IGM .....	8
4.5 INQUADR.TO DELL'INTERVENTO SU CARTOGRAFIA PPTR – COMP. GEOMORFOLOGICHE 6.1.1.....	9
4.6 INQUADR.TO DELL'INTERVENTO SU CARTOGRAFIA PPTR - COMP.TI IDROLOGICHE 6.1.2.....	9
4.7 INQUADR.TO DELL'INTERVENTO SU CARTOGRAFIA PPTR - COM.TI BOT. VEGET. 6.2.1 .....	10
4.8 INQUADR.TO DELL'INTERVENTO SU CART.FIA PPTR - AREE PRO.TTE E DEI SITI NATUR.CI 6.2.2 .....	10
4.9 INQUADR.TO DELL'INTERVENTO SU CART.FIA PPTR – COMP. CUL.LI E INSEDIATIVE 6.3.1.....	11
4.10 INQUADR.TO DELL'INTER.TO SU CARTOGRAFIA PPTR – COM.TI DEI VALORI PERCETTIVI 6.3.2 .....	11
4.11 INQUADRAMENTO DELL'INTERVENTO SU PLANIMETRIA FER.....	12
4.12 INQUADRAMENTO DELL'INTERVENTO SU PLANIMETRIA ADB IDROMORFOLOGICA.....	12
4.13 INQUADRAMENTO DELL'INTERVENTO SU PLANIMETRIA ADB – PAI.....	13
4.14 INQUADRAMENTO DELL'INTERVENTO SU PLANIMETRIA ADB - PRGA .....	13
4.15 INQUADRAMENTO DELL'INTERVENTO SU CARTOGRAFIA RETE NATURA.....	14
4.16 INQUADRAMENTO DELL'INTERVENTO SU CARTOGRAFIA PRG COMUNE DI BRINDISI.....	14
4.17 INQUADRAMENTO DELL'INTERVENTO SU CARTOGRAFIA AREE IDONEE .....	15
4.18 INQUADRAMENTO DELL'INTERVENTO SU CARTOGRAFIA USO DEL SUOLO .....	15
4.19 INQUADRAMENTO DELL'INTERVENTO SU CARTOGRAFIA DTM.....	16
<b>5. INQUADRAMENTO CATASTALE.....</b>	<b>17</b>
<b>6. SCOPO DEL PROGETTO.....</b>	<b>18</b>
<b>7. OPERE DI RETE E OPERE DI UTENZA .....</b>	<b>19</b>
<b>8. ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO .....</b>	<b>19</b>
<b>9. INTERFERENZE DELLE OPERE DI IMPIANTO CON STRADE, RETI AEREE E RETI INTERRATE.....</b>	<b>20</b>
<b>10. INTERFERENZE DELLE OPERE DI CONNESSIONE CON STRADE, RETI AEREE E RETI INTERRATE, .....</b>	<b>20</b>
<b>11. PROGETTAZIONE IMPIANTISTICA E MECCANICA DELLA CENTRALE AGRIVOLTAICA.....</b>	<b>21</b>
11.1 MODULO FOTOVOLTAICO.....	24
11.2 STRING BOX .....	26
11.3 STRUTTURA DI SOSTEGNO DEI MODULI .....	28

11.4	INVERTER (GRUPPI DI CONVERSIONE) .....	30
11.5	TRASFORMATORI .....	32
11.6	INVERTER STATION - SHELTER .....	33
11.7	CONVERTITORI DC/DC .....	35
11.8	BATTERIE DI ACCUMULO .....	37
11.9	CABINE PREFABBRICATE IN CLS .....	38
<b>12.</b>	<b>GENERALITÀ SUI CAMPI ELETTRICI ED ELETTROMAGNETICI .....</b>	<b>39</b>
<b>13.</b>	<b>LIMITI SECONDO LA NORMA DEI CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI .....</b>	<b>40</b>
<b>14.</b>	<b>OPERE PREVISTE IN PROGETTO E ASSOGGETTATE ALLE VERIFICHE DI CUI AL DM 29.05.2008 .....</b>	<b>41</b>
14.1	MODULI FOTOVOLTAICI .....	41
14.2	IL SISTEMA DI ACCUMULO .....	42
14.3	INVERTER .....	43
14.4	TRASFORMATORI .....	43
14.5	CABINE DI RACCOLTA E PARALLELO .....	43
14.6	CIRCUITI BT .....	44
14.7	ELETTRODOTTI IN MT DI CONNESSIONE TRA LE UNITÀ DI TRASFORMAZIONE DEI SOTTOCAMPI E LA CABINA DI RACCOLTA .....	44
14.8	ELETTRODOTTI INTERRATI IN MT DI CONNESSIONE TRA L'IMPIANTO AGRIVOLTAICO E LA SOTTOSTAZIONE DI UTENZA .....	45
14.9	ELETTRODOTTO INTERRATO IN AT A 150 kV DI CONNESSIONE LA SOTTOSTAZIONE DI UTENZA E LA STAZIONE ELETTRICA DI TERNA. ....	45
14.10	CONCLUSIONI SULLA VALUTAZIONE DEL CAMPO MAGNETICO E DEL CAPO ELETTRICO .....	50
14.11	PRESENZA DI PERSONE NELL'IMPIANTO .....	50
14.12	AREE IMPEGNATE .....	51

<p style="text-align: center;"><b>INGENIUM</b> Studio di Ingegneria di Ciraci Francesco</p>	<p style="text-align: center;">PROGETTO "FV35" Comune di BRINDISI (BR) Relazione Campi Elettromagnetici ed Elettrici</p>	<p style="text-align: center;">TUTURANO SOLAR PARK SRL</p>
---	--	--

## 1. Premessa

La presente relazione, redatta ai sensi della Legge n. 36 del 22 febbraio 2001, "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici", ha lo scopo di valutare, in modo previsionale, l'impatto elettromagnetico prodotto dall'esercizio del nuovo impianto agrivoltaico caratterizzato da una potenza nominale di picco pari a circa 19,99 kW, da realizzarsi nel Comune di Brindisi, in provincia di Brindisi, e ne costituisce parte integrante del progetto del suddetto impianto alimentato da fonti energetiche rinnovabili.

Lo scopo della relazione, in conformità al procedimento per il calcolo della distanza di prima approssimazione (DPA), è quello di fornire i valori delle DPA per i cavidotti e le cabine elettriche presenti all'interno dell'area di impianto e dell'elettrodotto di connessione in AT alla rete di trasmissione nazionale presso una nuova Stazione Elettrica di Terna da realizzare nel comune di Brindisi.

## 2. Dati amministrativi e legali del proponente

TUTURANO SOLAR PARK s.r.l. C.F./P.IVA 02729370748, Città San Vito dei Normanni CAP 72019 Via Antonio Francavilla, n. 6 , e-mail: tuturanosolarpark@pec.it

## 3. Normativa di settore

Di seguito si riportano i principali riferimenti normativi in conformità ai quali la presente relazione e i relativi allegati tecnici sono stati redatti.

- D.M. 449/88 " Approvazione nelle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne" Legge n. 36, del 22 febbraio 2001: "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici". G. U. n. 55 del 7 marzo 2001;
- DPCM 8 luglio 2003: "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti" - G. U. n. 200 del 29 agosto 2003;
- DPCM 8 luglio 2003: "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici generati a frequenze tra i 100 kHz e 300 GHz" - G. U. n. 199 del 29 agosto 2003;
- Decreto Ministeriale 29 maggio 2008, Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare: "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti." (Supplemento ordinario n.160 alla G.U. 5 luglio 2008 n. 156);
- Decreto Ministeriale 02 dicembre 2014, "Linee guida, relative alla definizione delle modalità con cui gli operatori forniscono all'ISPRA e alle ARPA/APPA i dati di potenza degli impianti e alla definizione dei fattori di riduzione della potenza da applicare nelle stime previsionali per tener conto della variabilità temporale dell'emissione degli impianti nell'arco delle 24 ore" (G.U. 22.12.2014 n. 296);
- CEI 211-6. Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana;
- CEI 211-4. Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche;
- CEI 106-11. Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (art. 6). Parte 1: linee elettriche aeree e in cavo;
- CEI 11-17. Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica - Linee in cavo;

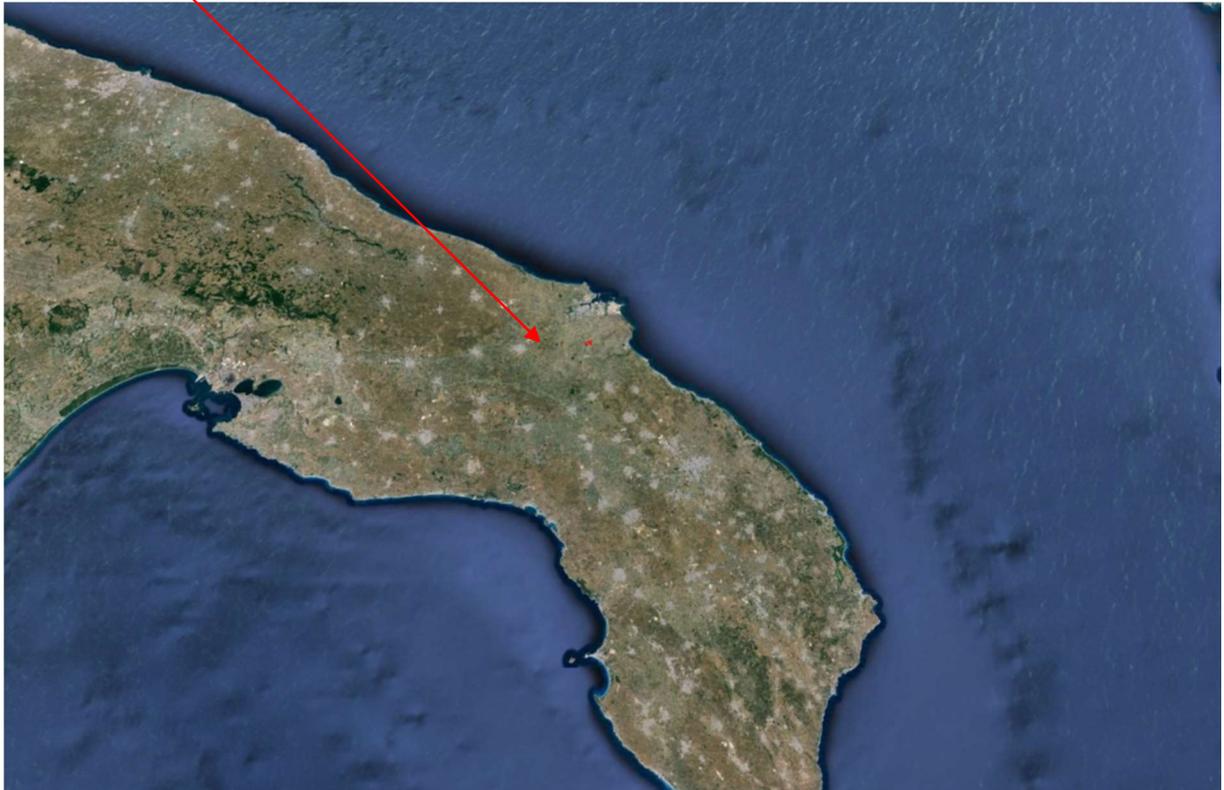
<p><b>INGENIUM</b> Studio di Ingegneria di Ciraci Francesco</p>	<p>PROGETTO "FV35" Comune di BRINDISI (BR) Relazione Campi Elettromagnetiti ed Elettrici</p>	<p>TUTURANO SOLAR PARK SRL</p>
---	--	--------------------------------

- Enel - Linea Guida per l'applicazione del § 5.1.3 dell'Allegato al DM 29.05.08. Distanza di prima approssimazione (DPA) da linee e cabine elettriche.

#### 4. Inquadramento territoriale - elaborati grafici

L'intervento Agrivoltaico proposto insiste su aree agricole ricadenti nel Comune di Brindisi (BR). Le aree risultano posizionate ad Sud dell'abitato di Brindisi, a circa 7,7 chilometri dal suo centro storico e 3,6 chilometri a Nord della Frazione di Tuturano, (vedi foto satellitari 1 e 2).

Area di Impianto



*Foto Satellitare 1*



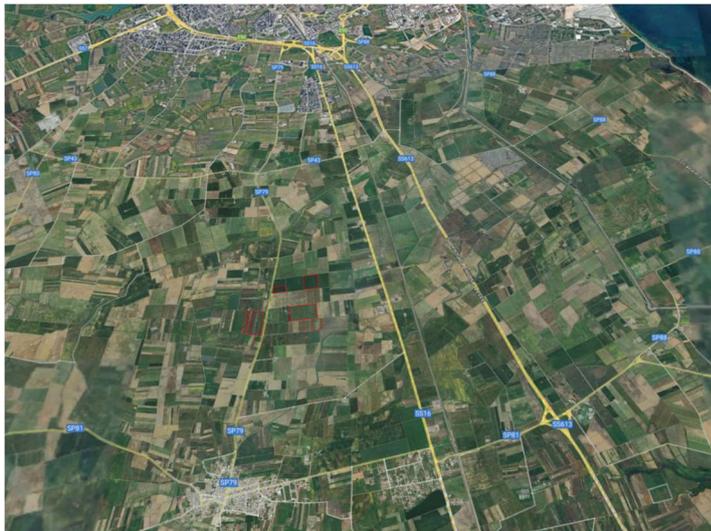
Centro Abitato di Brindisi

Aree Impianto

Centro Abitato Tutturano

*Foto Satellitare 2*

Le aree di impianto risultano accessibili direttamente dalla Provinciale SP 79, che a sua volta è interconnessa a facilmente raggiungibile dalle strade: SS16; SS613; SP81; SP43, come è possibile osservare dalla foto satellitare 3 di seguito riportata.

*Foto Satellitare 3*

La superficie complessiva nella disponibilità del proponente è pari a circa 31,73 ettari mentre le aree effettivamente occupate dall'impianto agrivoltaico sono pari a circa 28,7 ettari. Le immagini di seguito riportate rappresentano le aree occupate dall'impianto in progetto rispetto ai limiti catastali, ambientali, e urbanistici.

#### 4.1 Inquadramento dell'intervento su planimetria Catastale

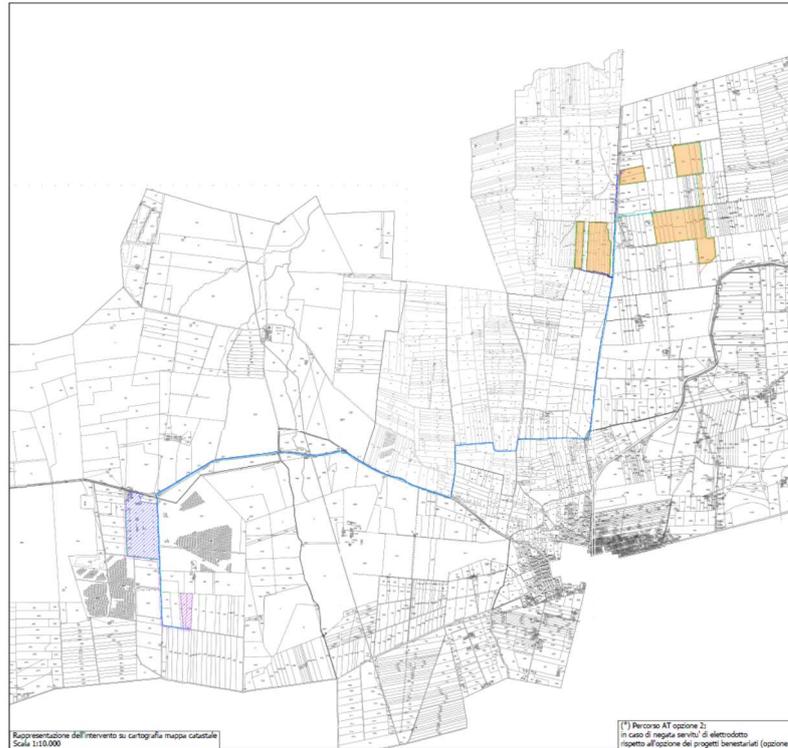


immagine 1

#### 4.2 Inquadramento dell'intervento su planimetria Ortofoto



immagine 2

### 4.3 Inquadramento dell'intervento su planimetria CTR

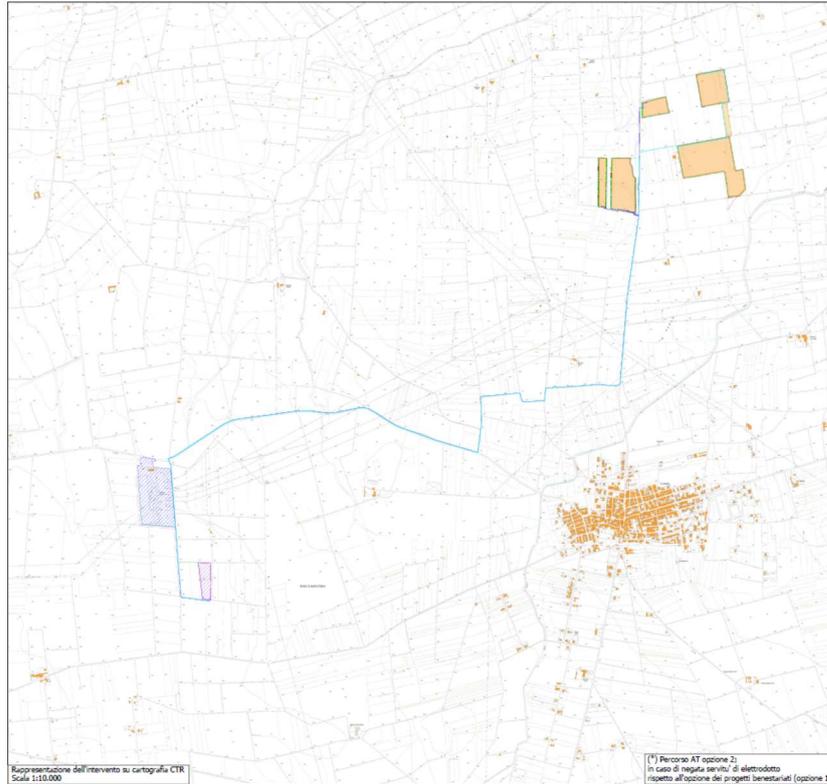


immagine 3

### 4.4 Inquadramento dell'intervento su planimetria IGM

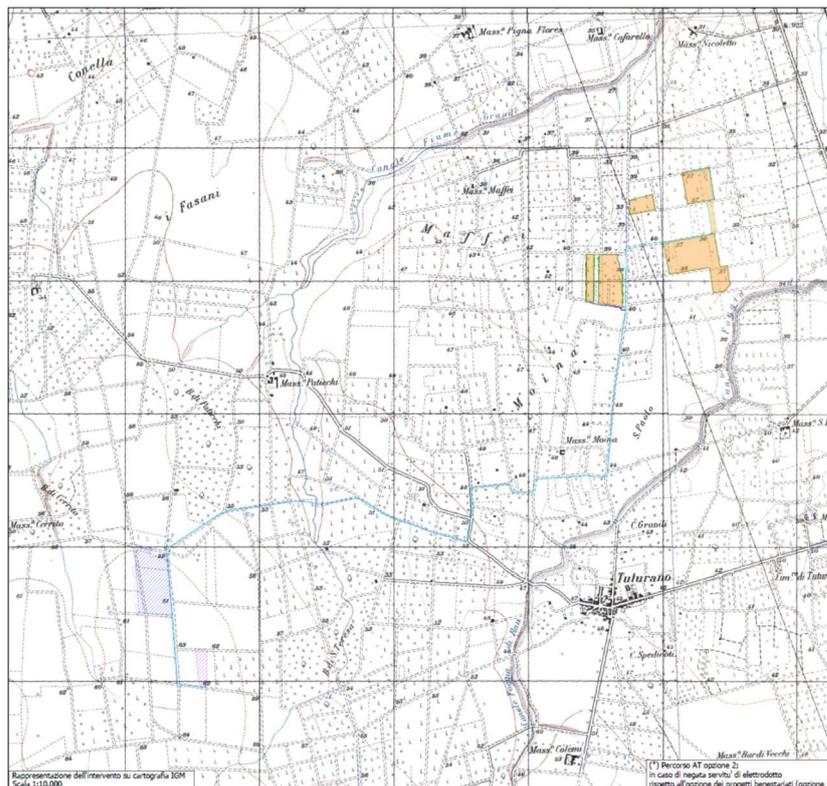


immagine 4

4.5 Inquadr.to dell’intervento su Cartografia PPTR – comp. geomorfologiche 6.1.1

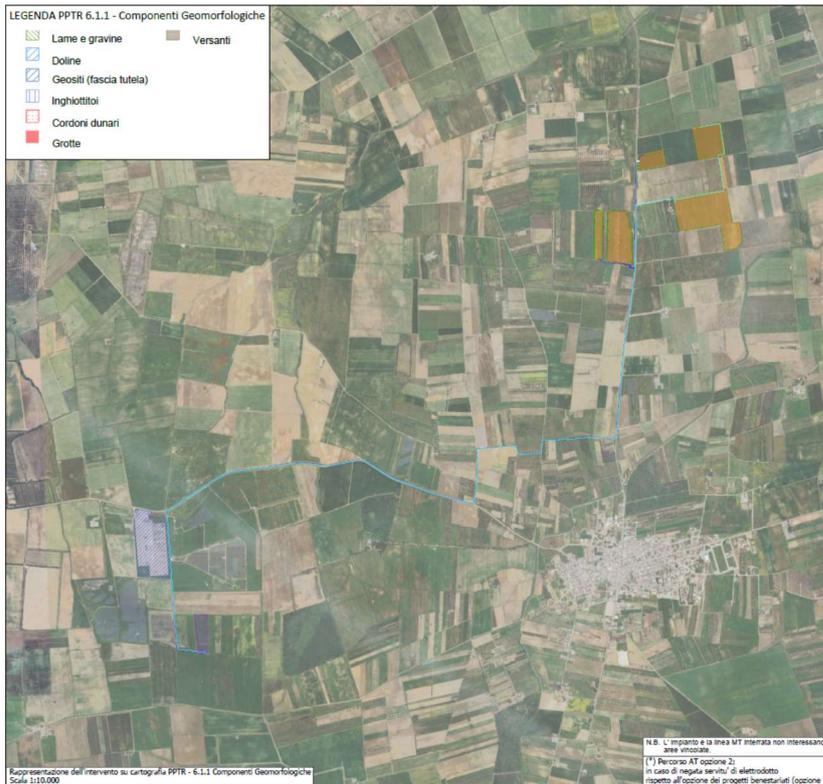


immagine 5

4.6 Inquadr.to dell’intervento su Cartografia PPTR - Comp.ti Idrologiche 6.1.2

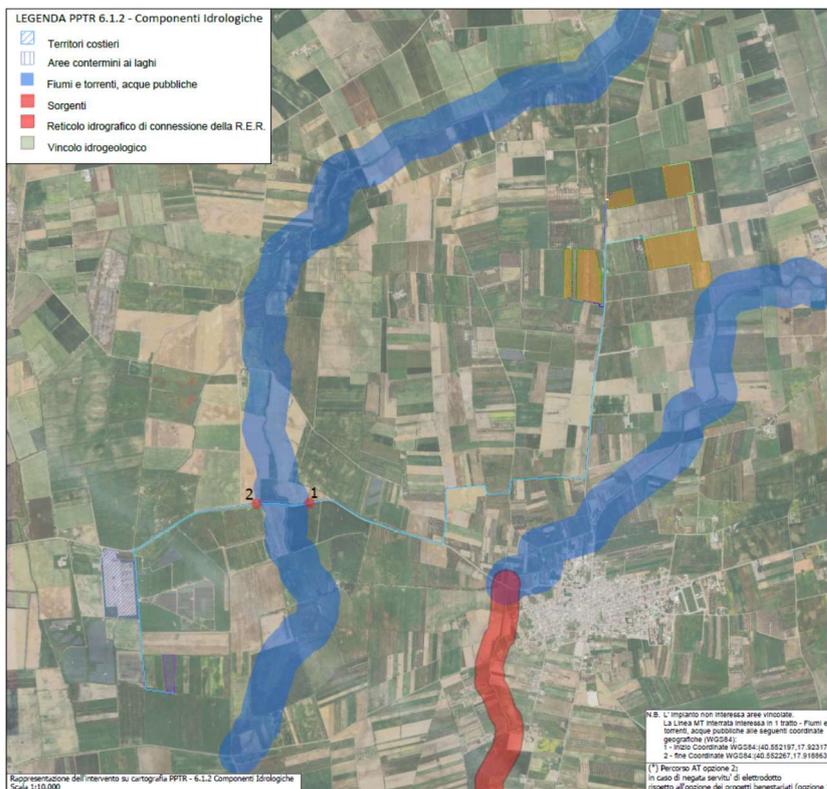


immagine 6

#### 4.7 Inquadr.to dell'intervento su Cartografia PPTR - Com.ti Bot. Veget. 6.2.1

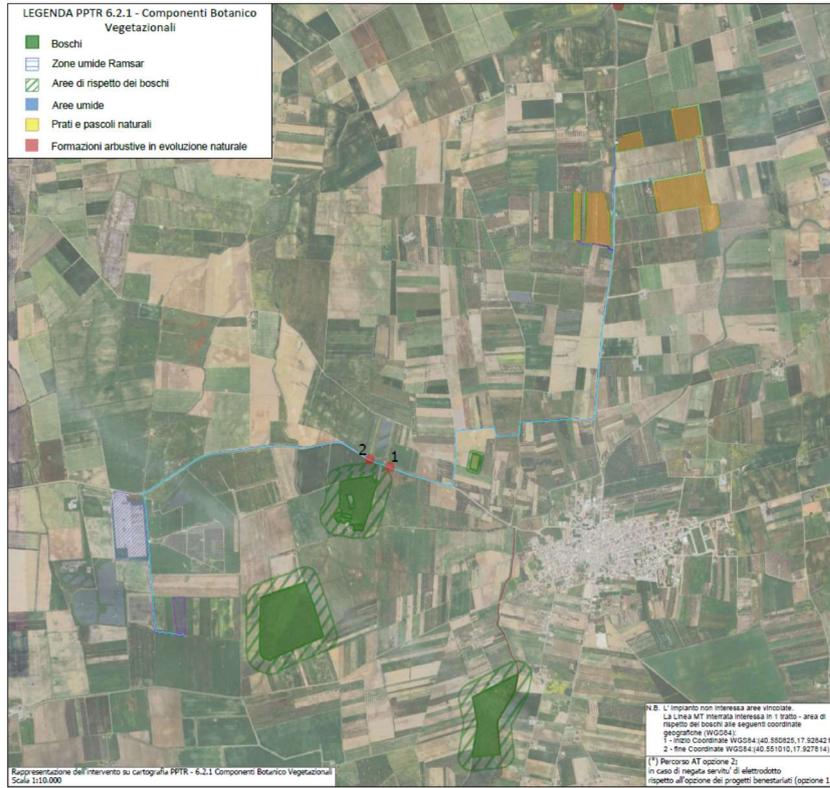


immagine 7

#### 4.8 Inquadr.to dell'intervento su Cart.fia PPTR - aree protette e dei siti natur.ci 6.2.2

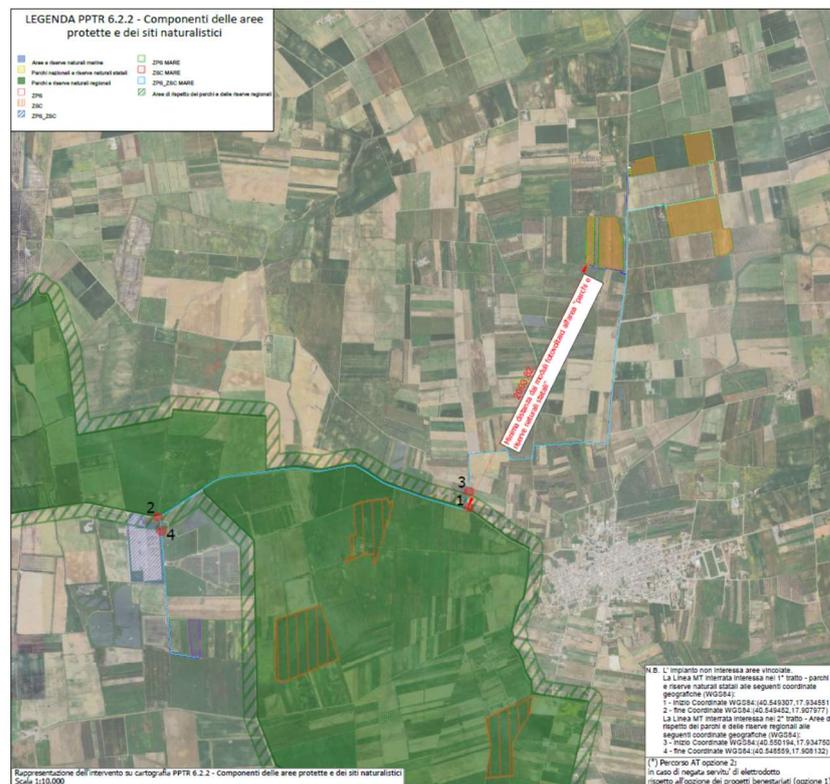


immagine 8

4.9 Inquadr.to dell'intervento su Cart.fia PPTR – Comp. Cul.li e insediative 6.3.1

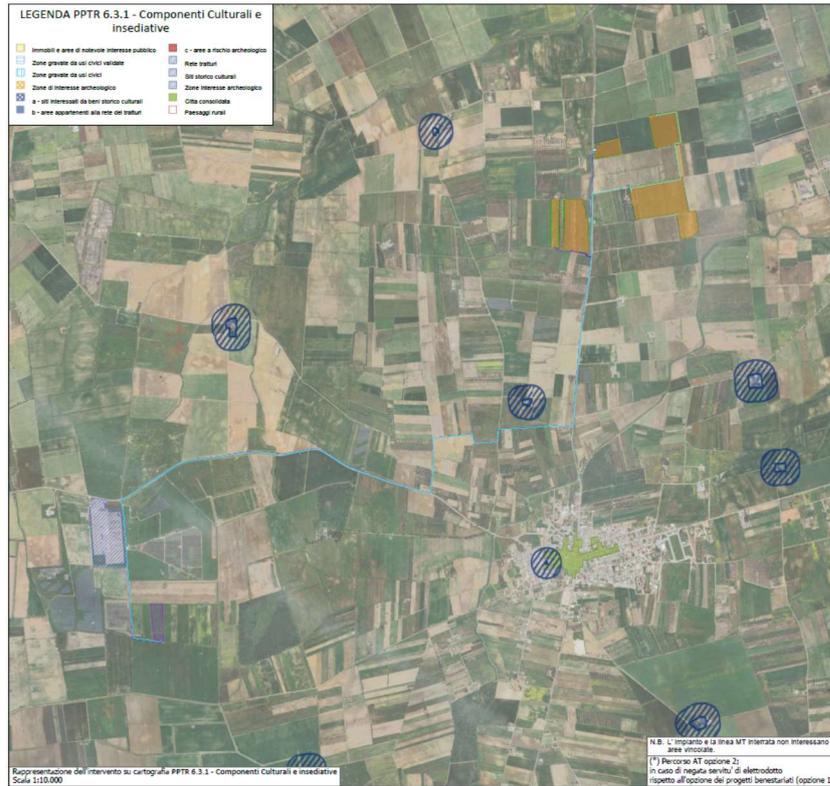


immagine 9

4.10 Inquadr.to dell'inter.to su Cartografia PPTR – Com.ti dei valori percettivi 6.3.2

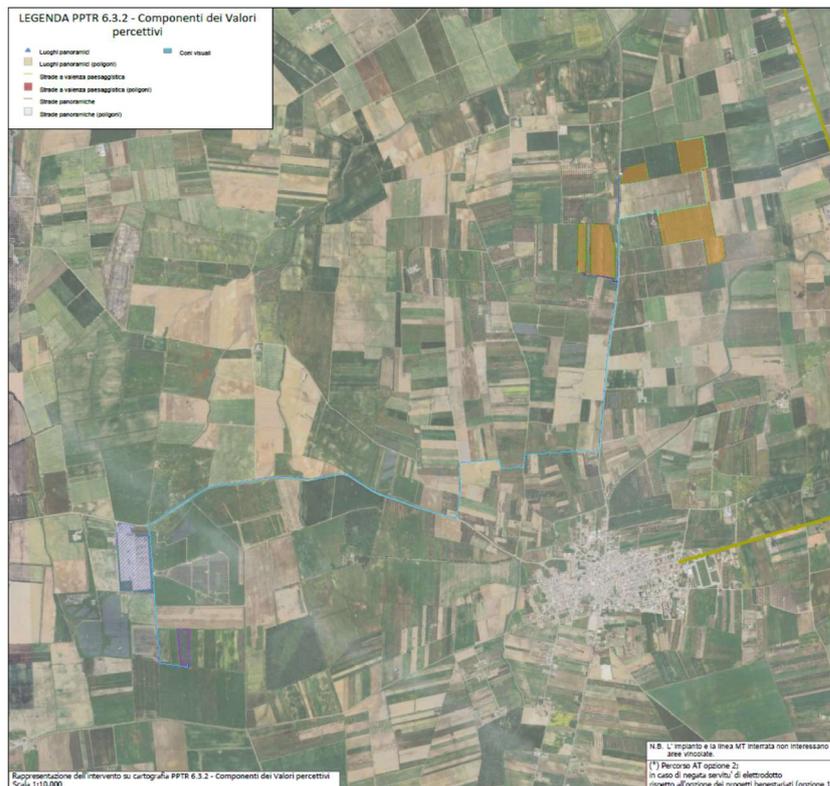


immagine 10

### 4.11 Inquadramento dell'intervento su planimetria FER

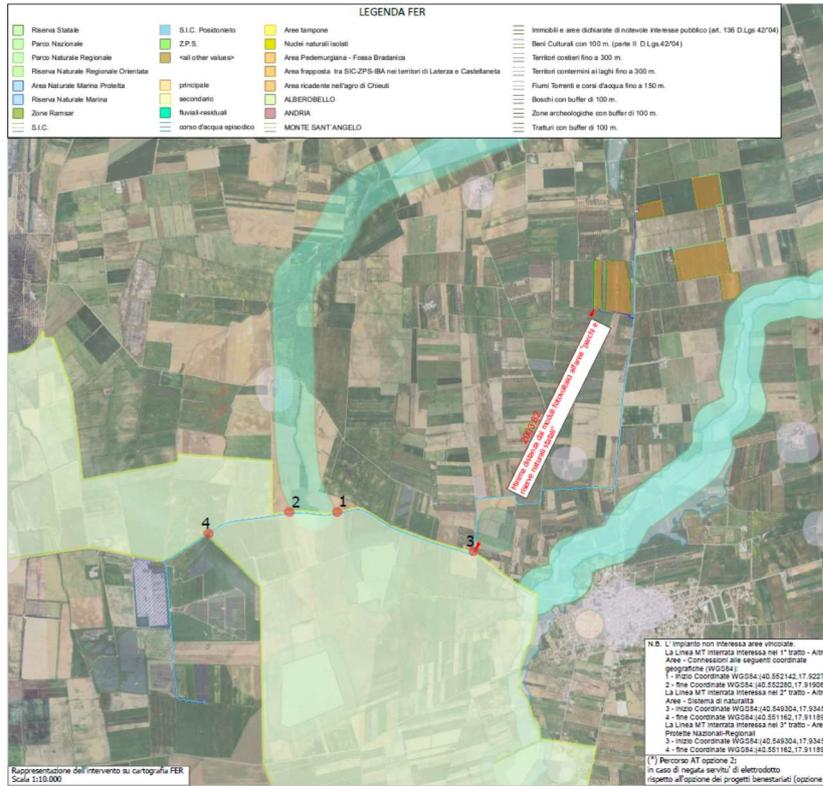


immagine 11

### 4.12 Inquadramento dell'intervento su planimetria ADB Idromorfologica

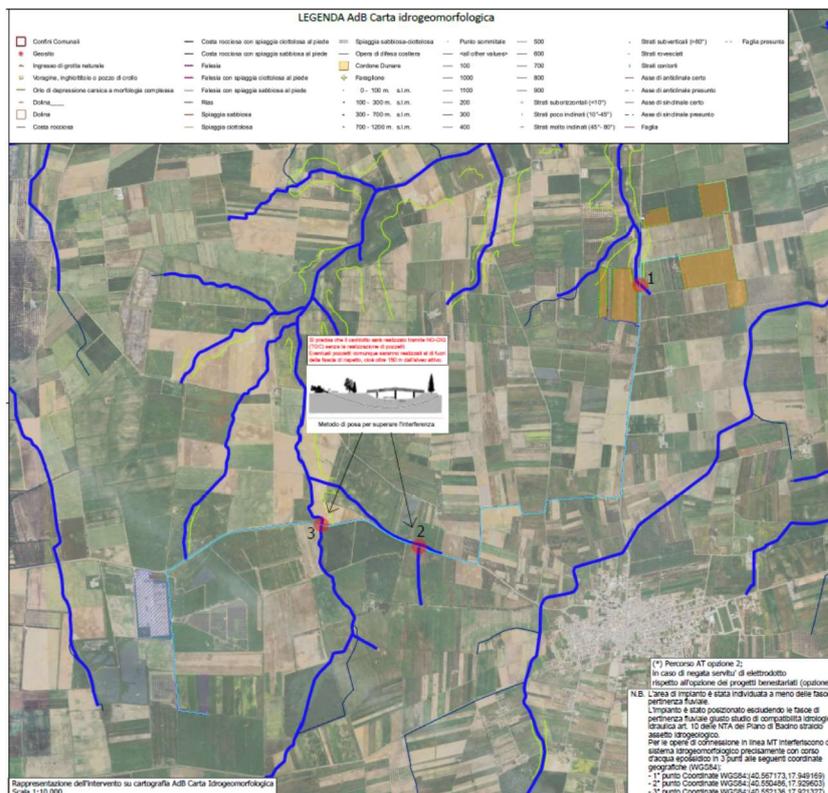


immagine 12

#### 4.13 Inquadramento dell'intervento su planimetria ADB – PAI

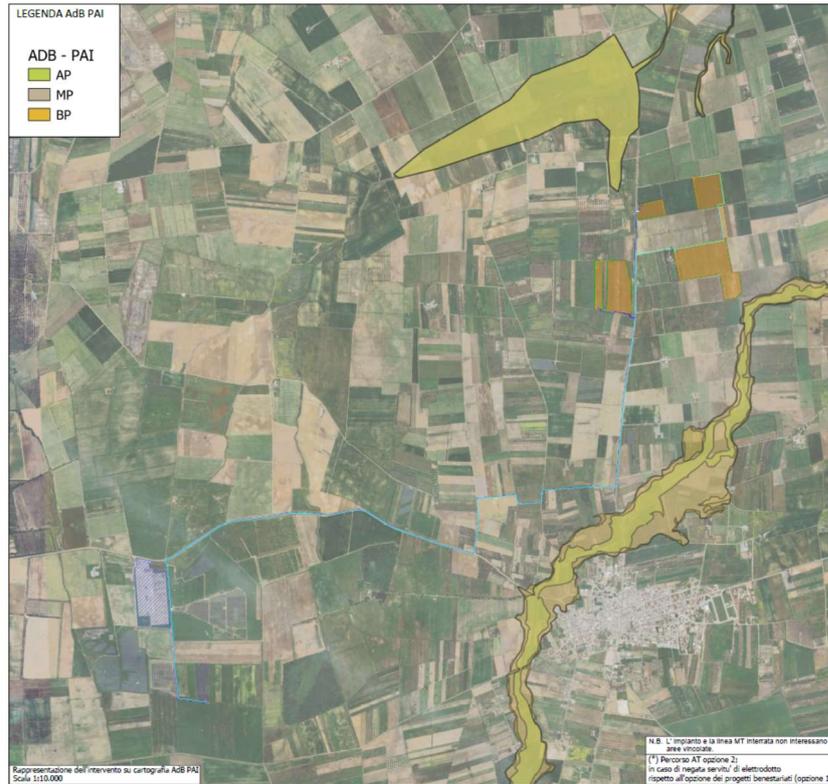


immagine 13

#### 4.14 Inquadramento dell'intervento su planimetria ADB - PRGA

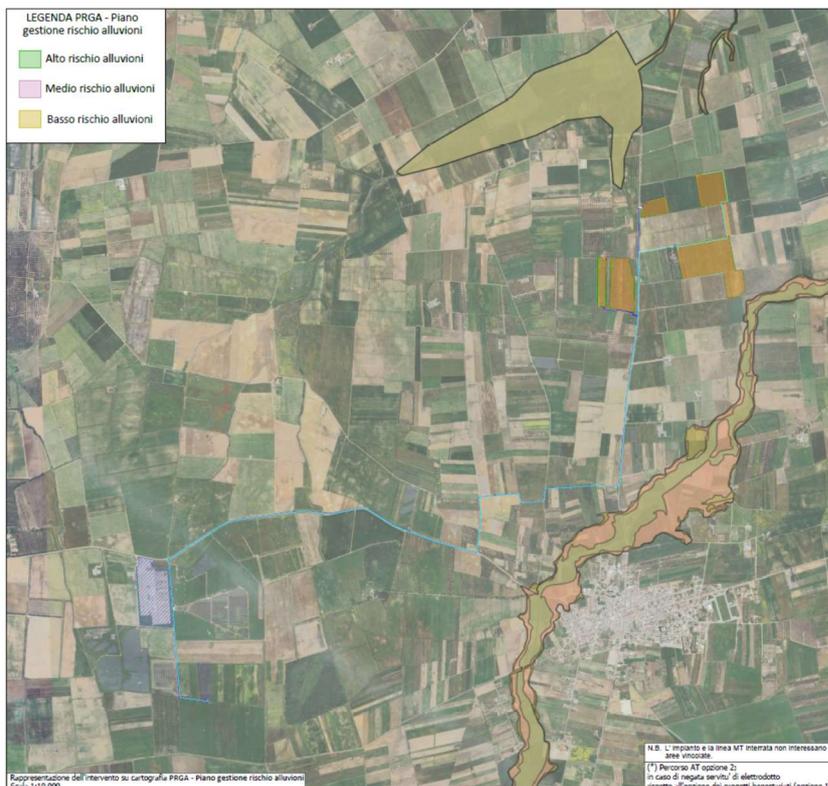


immagine 14

4.15 Inquadramento dell'intervento su Cartografia Rete Natura

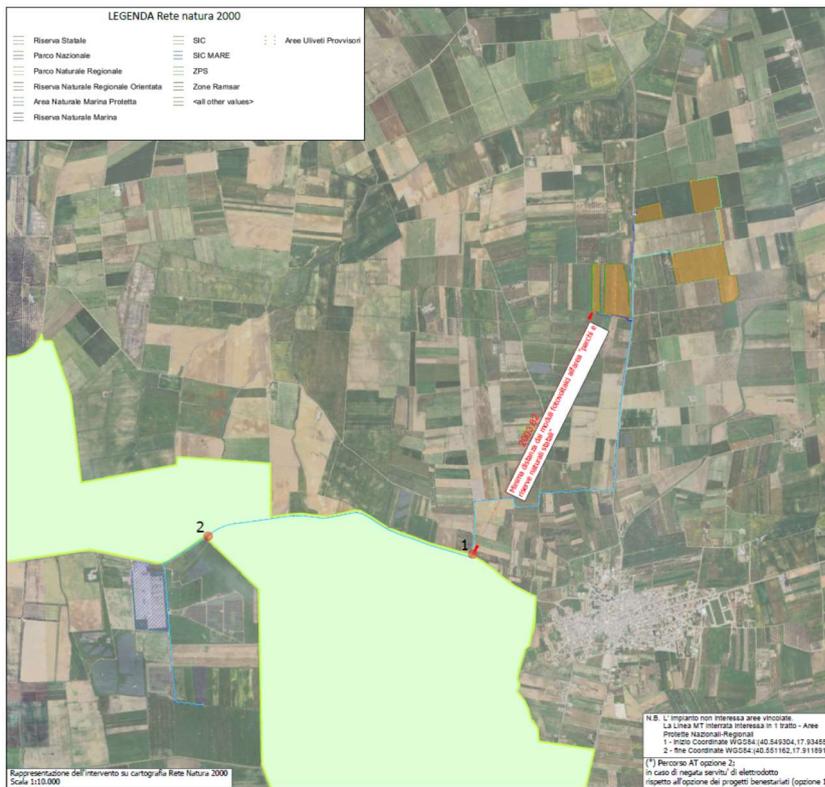


immagine 15

4.16 Inquadramento dell'intervento su Cartografia PRG Comune di Brindisi

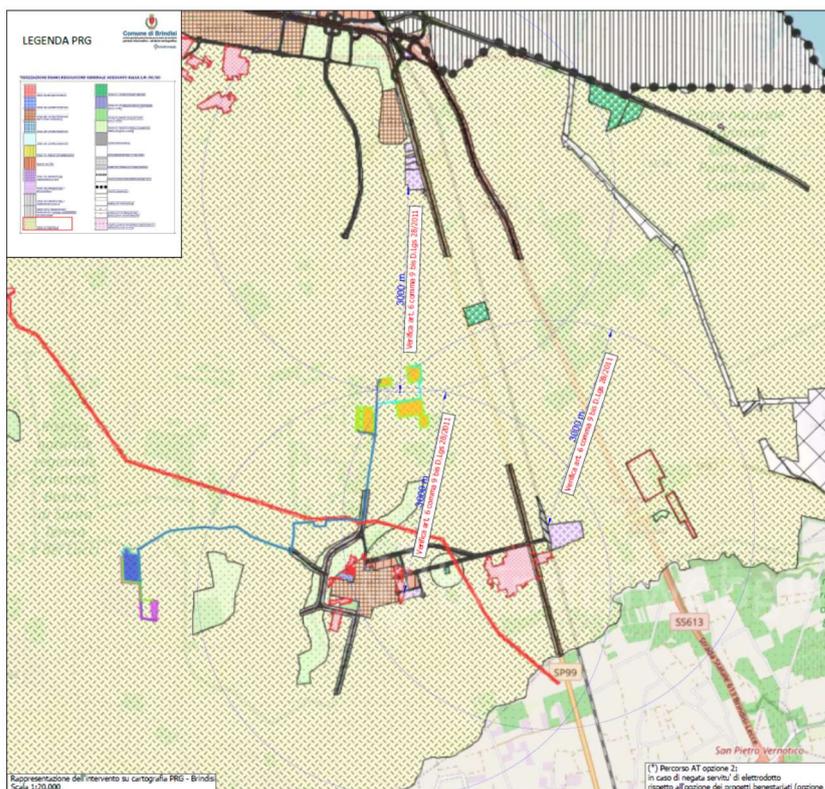


immagine 16

#### 4.17 Inquadramento dell'intervento su cartografia aree idonee

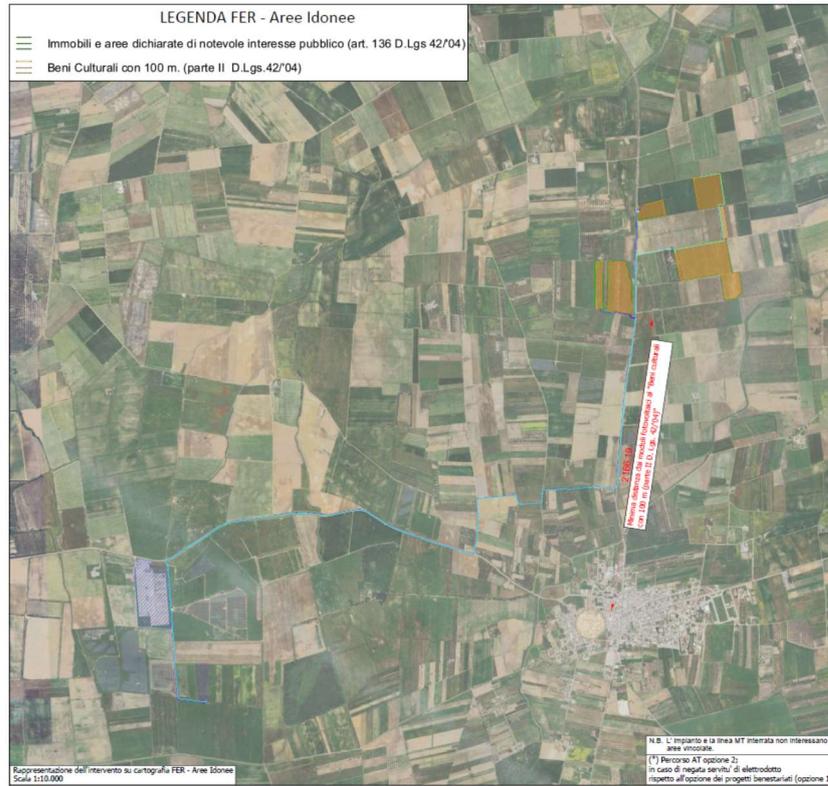


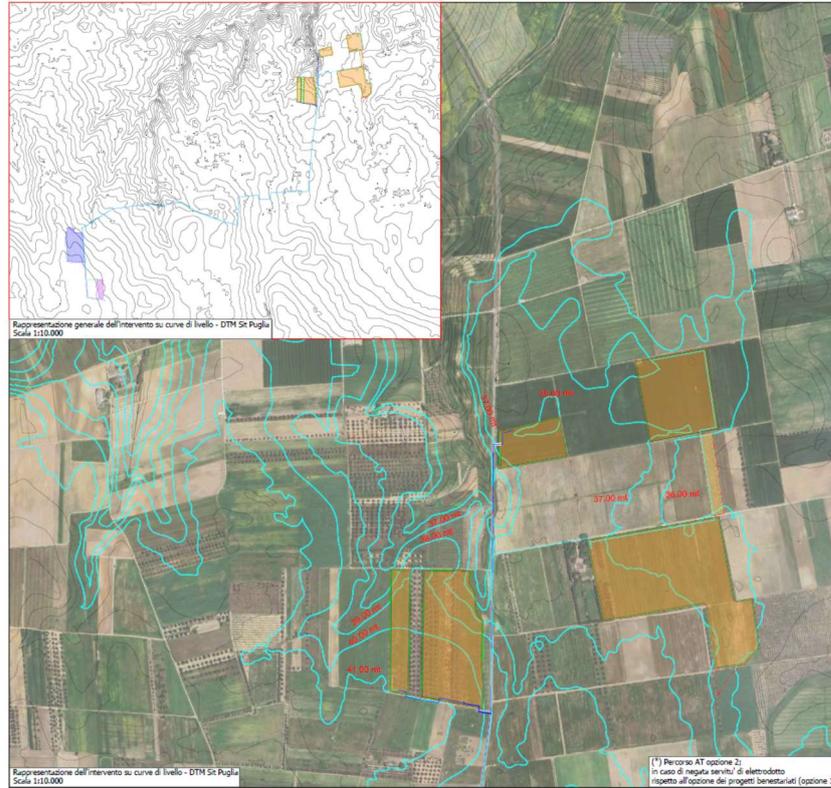
immagine 17

#### 4.18 Inquadramento dell'intervento su Cartografia Uso del Suolo



immagine 18

#### 4.19 Inquadramento dell'intervento su Cartografia DTM



<b>INGENIUM</b> Studio di Ingegneria di Ciraci Francesco	<b>PROGETTO</b> “FV35” Comune di BRINDISI (BR) Relazione Campi Elettromagnetiti ed Elettrici	<b>TUTURANO SOLAR PARK SRL</b>
--	---	--------------------------------

## 5. Inquadramento catastale

L'impianto Agrivoltaico proposto sarà realizzato nel Comune di BRINDISI (BR), sulle particelle censite al Catasto terreni di BRINDISI come individuate dalla tabella n.1 di seguito riportata. I fogli interessati sono il 153 e il 152.

PARTICELLE INTERESSATE DALL'AREA DI IMPIANTO			PARTICELLE INTERESSATE DALL'AREA DI IMPIANTO		
COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA
BRINDISI	153	127	BRINDISI	152	131
BRINDISI	153	350	BRINDISI	153	447
BRINDISI	153	74	BRINDISI	152	324
BRINDISI	152	116	BRINDISI	153	142
BRINDISI	152	321	BRINDISI	152	117
BRINDISI	153	80	BRINDISI	153	213
BRINDISI	153	76	BRINDISI	153	498
BRINDISI	153	77	BRINDISI	153	495
BRINDISI	152	136	BRINDISI	153	75
BRINDISI	152	121	BRINDISI	153	78
BRINDISI	152	120	BRINDISI	153	460
BRINDISI	152	273	BRINDISI	153	461
BRINDISI	152	652	BRINDISI	153	446
BRINDISI	152	650	BRINDISI	152	323
BRINDISI	152	112	BRINDISI	152	322
BRINDISI	152	126	BRINDISI	152	135
BRINDISI	152	127	BRINDISI	152	134
BRINDISI	152	113	BRINDISI	153	82
BRINDISI	152	130	BRINDISI	153	349
BRINDISI	152	119	BRINDISI	152	274
BRINDISI	152	272	BRINDISI	153	79
BRINDISI	152	122	BRINDISI	153	169

Tabella 1

Aree della disponibilità del prononente				Aree della disponibilità del prononente			
COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	SUPERFICIE (mq)	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	SUPERFICIE (mq)
BRINDISI	153	127	8 592,69	BRINDISI	152	131	6 220,30
BRINDISI	153	350	3 269,64	BRINDISI	153	447	11 089,42
BRINDISI	153	74	8 199,64	BRINDISI	152	324	5 393,47
BRINDISI	152	116	3 481,07	BRINDISI	153	142	28 738,86
BRINDISI	152	321	3 146,49	BRINDISI	152	117	3 484,74
BRINDISI	153	80	5 484,70	BRINDISI	153	213	49 067,49
BRINDISI	153	76	8 287,11	BRINDISI	153	498	14 456,50
BRINDISI	153	77	13 851,79	BRINDISI	153	495	9 420,89
BRINDISI	153	499	108,43	BRINDISI	153	75	8 148,99
BRINDISI	152	136	6 120,62	BRINDISI	153	78	10 780,30
BRINDISI	152	121	2 934,26	BRINDISI	153	460	4 836,58
BRINDISI	152	120	1 319,48	BRINDISI	153	461	3 643,09
BRINDISI	152	273	1 314,08	BRINDISI	153	446	10 344,81
BRINDISI	152	652	2 556,42	BRINDISI	152	323	5 380,26
BRINDISI	152	650	1 819,39	BRINDISI	152	322	2 840,48
BRINDISI	152	112	3 632,49	BRINDISI	152	135	5 987,17
BRINDISI	152	126	4 386,91	BRINDISI	152	134	2 969,19
BRINDISI	152	127	5 210,48	BRINDISI	153	82	3 172,05
BRINDISI	152	113	3 786,17	BRINDISI	153	349	3 514,00
BRINDISI	152	130	5 561,65	BRINDISI	152	274	1 380,97
BRINDISI	152	119	9 204,93	BRINDISI	153	79	8 759,11
BRINDISI	152	272	1 373,27	BRINDISI	153	169	3 144,15
BRINDISI	152	122	2 855,70	BRINDISI	153	81	8 069,63
				BRINDISI	153	496	15,74
<b>SUPERFICIE TOTALE</b>				<b>317.355,60 MQ</b>			

Tabella 2

Per completezza di argomentazione nella tabella 2 sono state riportate le aree nella disponibilità del proponente su

<p style="text-align: center;"><b>INGENIUM</b></p> <p>Studio di Ingegneria di Ciraci Francesco</p>	<p style="text-align: center;">PROGETTO “FV35” Comune di BRINDISI (BR) Relazione Campi Elettromagnetiti ed Elettrici</p>	<p style="text-align: center;">TUTURANO SOLAR PARK SRL</p>
--	--	--

base catastale. Dal confronto delle due tabelle si osserva che alcune particelle o parti di esse non sono state utilizzate, in quanto condizionate dai limiti sulle distanze previste dal codice della strada e/o dal PRG di Brindisi, inoltre parte delle particelle 121/122 del foglio 152, non sono state utilizzate in quanto escluse dai risultati dello studio idraulico allegato alla presente.

## 6. Scopo del Progetto

L'impianto Agrivoltaico con la relativa linea di connessione, data la loro specificità, sono da intendersi come opere di interesse pubblico, quindi indifferibili ed urgenti, ai sensi di quanto affermato dall'art. 1 comma 4 della legge 10/91 e ribadito dall'art. 12 comma 1 del Decreto Legislativo 387/2003, nonché urbanisticamente compatibili con la destinazione agricola dei suoli (in quanto ricadenti completamente in zone agricole) come sancito dal comma 7 dello stesso articolo del decreto legislativo.

La scelta di progettare un impianto che integra due tipi di attività produttive così diverse tra loro come la produzione di energia e la produzione agricola, nasce dall'esigenza di rendere compatibile la produzione di energia con il rispetto dell'ambiente e la valorizzazione delle risorse naturali che offre il territorio in un'ottica più "green" e sostenibile del mondo della imprenditoria. Il progetto, si ritiene che risulti pertanto in linea con l'obiettivo nazionale ed internazionale di rendere Carbon free i processi di produzione dell'energia, tale cioè da azzerare le emissioni nette di CO2 conseguenti all'utilizzo ai fini energetici dei combustibili fossili, oltre ad armonizzarsi con i principi di sostenibilità e circolarità contenuti nell'Agenda 2030 e i Sustainable Development Goals (SDG) che lo stesso progetto mira a raggiungere. In particolare, questo progetto risulta essere perfettamente in linea con la strategia energetica nazionale inserendosi nel percorso che vede l'Italia impegnata a raggiungere una potenza fotovoltaica installata complessiva pari a 30 GW entro il 2030, considerando sia impianti a terra che sugli edifici.

Grazie alla progettazione integrata, infatti, questo progetto mira a conseguire risultati in termini di performance energetiche, che contribuiscono al conseguimento dell'obiettivo sopra citato combinandosi sinergicamente con la valorizzazione in termini di produzione agricola del territorio, oggetto dell'intervento, all'interno di un processo più sostenibile della tradizionale produzione di energia da fonti rinnovabili in quanto mitiga l'impatto ambientale che questa genererebbe sul suolo in assenza del progetto agricolo e degli accorgimenti ingegneristici che ne conseguono.

**La sinergia progettuale sopra menzionata consente di portare a valori pressoché trascurabili la percentuale di terreno sottratta all'attività agricola e, al contempo, permette all'attività agricola stessa di beneficiare della disponibilità di terreni attrezzati e predisposti con servizi ed utilities a costo zero, all'interno di un ambiente protetto e continuamente monitorato.** Quanto sopra rende il terreno interessato dall'intervento, come candidato ideale per l'insediamento di colture ad alto valore economico, in quanto oltre ad assicurare protezione contro probabili atti di vandalismo ed episodi di furto a cui sono solitamente soggette tali colture, offre una serie di strumenti e servizi all'avanguardia per la conduzione dell'attività, tutti alimentabili elettricamente dall'energia autoprodotta dall'impianto in modo da limitarne l'impatto sull'ambiente; si specifica inoltre che nella conduzione del terreno si ricorrerà all'utilizzo di mezzi elettrici al posto dei convenzionali mezzi alimentati da carburanti fossili inquinanti.

<p style="text-align: center;"><b>INGENIUM</b>  Studio di Ingegneria di Ciraci Francesco</p>	<p style="text-align: center;">PROGETTO “FV35” Comune di BRINDISI (BR) Relazione Campi Elettromagnetiti ed Elettrici</p>	<p style="text-align: center;">TUTURANO SOLAR PARK SRL</p>
--	--	--

## 7. Opere di rete e opere di utenza

Vedi relazione specialistica PTO allegata alla presente

## 8. Architettura dell'impianto Agrivoltaico

Il parco Agrivoltaico in progetto è composto da 29834 moduli fotovoltaici di potenza di picco pari a 670 W ed, in conformità al preventivo di connessione di Terna, codice pratica n. 202201484, ha una potenza in corrente continua pari a 19,99 MW, una potenza massima, in corrente alternata, di immissione in uscita dalla cabina di raccolta pari a 18,714 MW, e un sistema di accumulo di potenza 15 MW. Esso si articola in 5 sub campi fotovoltaici ognuno dei quali fa capo a specifiche postazione di conversione e trasformazione (schelther), (si specifica che il campo agrivoltaico è composta da 6 sub campi, uno dei quali è sproffisto di moduli fotovoltaici e di opere/componenti di accumulo). La composizione dei layout delle aree di impianto è stata organizzata considerando le esigenze funzionali e strutturali che entrambi gli impianti di produzione (energia elettrica e produzione agricola) richiedono in termini costruttivi, manutentivi e operativi. Le parti strutturali dei fabbricati e dei tracker sono progettate e saranno realizzate nel rispetto delle Norme Tecniche per le Costruzioni del 2018 e della relativa circolare del 2019.

L'accesso al campo agrivoltaico è facilmente fruibile da tutti i tipi di mezzi necessari alla realizzazione, al mantenimento, alla manutenzione ed alla sicurezza dell'impianto, nonché alle macchine agricole che verranno impiegate al suo interno. La viabilità interna al campo permette l'ingresso e l'avvicinamento agli schelther di conversione e trasformazione, alla cabina di raccolta e alle cabine ausiliarie per le operazioni di installazione e manutenzione.

Le strutture di sostegno (tracker) sono state disposte rispettando sia le esigenze ambientali (rispetto della conformazione del terreno) che quelle produttive (la posizione dei tracker è tale da non produce ombreggiamento sui pannelli, che andrebbe a ridurre l'efficienza e la produttività dell'impianto agrivoltaico), la loro struttura è tale da ridurre l'impatto visivo nelle immediate vicinanze. L'altezza minima dal terreno dei moduli al bordo inferiore risulta di 210 cm in modalità di massima inclinazione (vedi immagine 12.1); l'altezza massima da terra del bordo superiore risulta variabile durante l'arco della giornata.

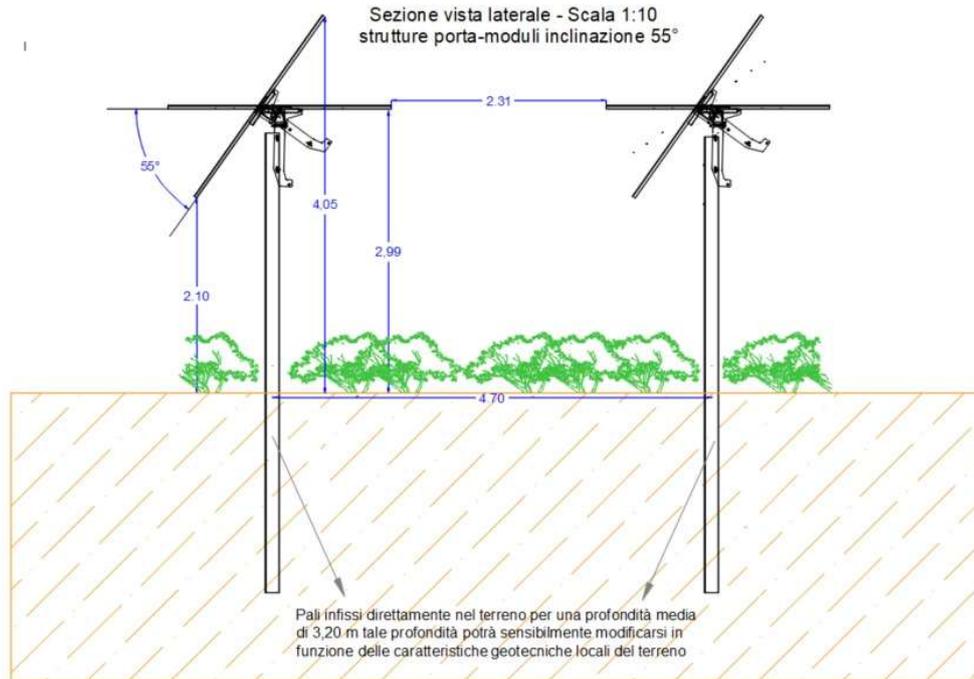


Figure 12.1

La distanza interassiale dei tracker è stata ricavata studiando debitamente i coni d'ombra e tenendo in considerazione le esigenze derivanti dalla presenza delle colture interfilari. **Inquadramento geologico e geotecnico**

## 9. Interferenze delle opere di impianto con strade, reti aeree e reti interrato

Le interferenze tra le opere previste dal progetto Agrivoltaico sono state totalmente risolte in quanto le aree condizionate dai vincoli non sono state oggetto di proposta di trasformazione.

## 10. Interferenze delle opere di connessione con strade, reti aeree e reti interrato,

Le opere di connessione dell'impianto Agrivoltaico, saranno sottoposte – assoggettate (decorsi trenta giorni naturali e consecutivi dal deposito della PAS di cui trattasi) a specifica autorizzazione per la gestione di linee ed impianti elettrici ai sensi della Legge regionale n.25/08 Pubblicata nel Bollettino ufficiale regionale n. 162 suppl. del 16 ottobre 2008 contenente norme di disciplina in materia di costruzione ed esercizio delle linee e impianti per il trasporto, la trasformazione e la distribuzione di energia elettrica, comunque prodotta, con tensione non superiore a 150.000 volt.

Con questa legge la Regione Puglia esercita la sua funzione di indirizzo e di controllo rispetto alle funzioni amministrative attribuite in materia agli enti comunali e provinciali, stabilendo gli ambiti di applicazione e le modalità per il conseguimento dell'autorizzazione per la gestione degli impianti elettrici, al fine di garantire la salute pubblica ed il rispetto delle norme di sicurezza e di salvaguardia del territorio.

Le opere di connessione saranno inoltre sottoposte ad iter autorizzativo secondo le Linee Guida Nazionale per la semplificazione per i procedimenti autorizzativi riguardanti la costruzione e l'esercizio delle infrastrutture appartenenti alla rete di Distribuzione, D.M. del 20 ottobre 2022.

## 11. Progettazione Impiantistica e Meccanica della centrale Agrivoltaica

L'impianto dovrà essere connesso alla rete elettrica di distribuzione nazionale per il tramite della stazione elettrica SE 380/150 kV, mediazione cavidotto in alta tensione a 150 kV di connessione tra detta stazione elettrica e la sotto stazione di utenza (di elevazione da 30 kV a 150 kV); dalle cabina di raccolta fino alla sotto stazione di utenza la potenza verrà trasportata tramite un cavidotto a 30 kV in MT con frequenza 50 Hz. L'architettura di connessione proposta in progetto, prevede l'interconnessione dei sub campi in due gruppi distinti e separati fino alla sottostazione elettrica.

Gruppo 1: Sub campo 2; Sub campo 3, la cabina di raccolta è stata posizionata nel sub campo 3, la lunghezza del cavidotto in MT è pari a circa 7,3 chilometri. Il tipo di cavo è del tipo ARE4H5EX.

Gruppo 2: Sub campo 1; Sub campo 4, Sub campo 5, la cabina di raccolta è stata posizionata nel sub campo 4, la lunghezza del cavidotto in MT è pari a circa 6,6 chilometri. Il tipo di cavo è del tipo ARE4H5EX.

Al fine di salvaguardare la qualità del servizio ed evitare pericoli per le persone e danni per le cose, l'impianto comprenderà idonee protezioni di interfaccia per il collegamento alla rete, in conformità alle norme CEI 0-21, CEI 0-16, CEI 11-15, CEI 11-27. La scelta della tensione del generatore fotovoltaico è effettuata tenendo conto dei limiti di sicurezza nonché della disponibilità e dei costi dei dispositivi da collegare al generatore fotovoltaico senza però trascurare le correnti in gioco. L'impianto di terra è stato progettato secondo le normativa vigenti CEI EN 50522, e CEI EN 61936-1.

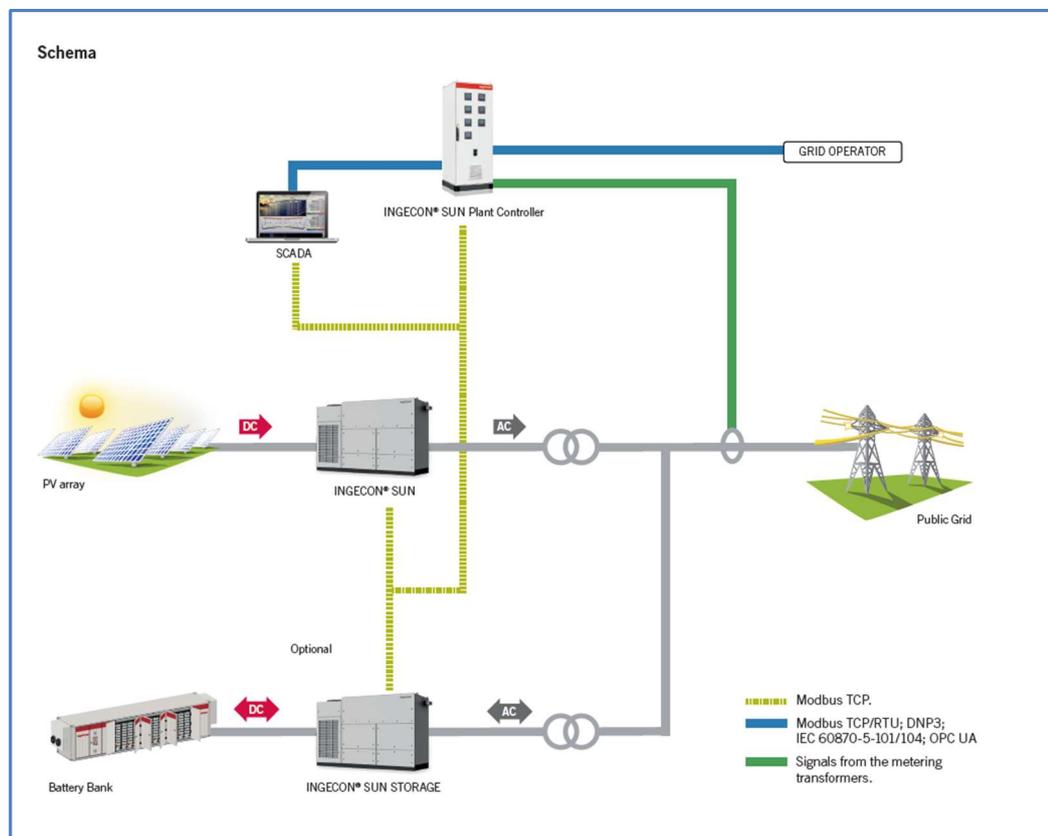


immagine 20

<p style="text-align: center;"><b>INGENIUM</b> Studio di Ingegneria di Ciraci Francesco</p>	<p style="text-align: center;">PROGETTO "FV35" Comune di BRINDISI (BR) Relazione Campi Elettromagnetiti ed Elettrici</p>	<p style="text-align: center;">TUTURANO SOLAR PARK SRL</p>
---	--	--

La parte elettrica e meccanica dell'impianto è distinguibile nei seguenti principali blocchi (vedi figura 20):

- Generatore fotovoltaico: insieme dei moduli fotovoltaici di norma collegati in serie ed in parallelo;
- Stringhe: insieme di moduli fotovoltaici collegati in serie in questo caso i moduli sono collegati in serie da 28 moduli;
- String box: quadri di parallelo stringhe, in questi quadri le stringhe vengono collegate in parallelo tra di esse in funzione dell'architettura di impianto;
- Inverter bidirezionali DC/DC, detti inverter costituiscono il tramite tra le batterie di accumulo e l'inverter AC;
- Strutture di sostegno dei moduli ad inseguitore solare: strutture in acciaio zincato o in cor-ten atte a sorreggere i moduli fotovoltaici e orientarne la superficie secondo la migliore esposizione giornaliera;
- Inverter: Gruppi di conversione, convertono la corrente elettrica continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata a bassa tensione;
- Trasformatori: elevano la potenza elettrica da bassa a media, prodotta dal generatore fotovoltaico e convertita dagli inverter;
- Inverter station schelter: stazioni prefabbricate Inverter – Trasformatori;
- Cabina di parallelo: è la cabina di raccolta delle potenze di da ogni trasformatore di campo;
- Sun Plant Controller (gestore di impianto, regola l'immissione di potenza attiva e reattiva come richiesto dal gestore di rete nazionale);
- Linea elettriche in corrente continua: sono le linee elettriche che convogliano la potenza dal modulo fotovoltaico all'ingresso dei gruppi di conversione passando tramite gli string box;
- Linee elettriche in corrente alternata in bassa tensione: sono le linee elettriche che convogliano la potenza all'uscita dei gruppi di conversione verso i trasformatori;
- Linee elettriche in Media Tensione: sono le linee elettriche che trasportano la potenza elettrica in media tensione dai trasformatori alla cabina di raccolta e da quest'ultima alla stazione di utenza;
- Batterie di accumulo in container;
- Stazione di utenza: stazione elettrica di elevazione della potenza prodotta dall'impianto Agrivoltaico da 30 kV a 150 KV;
- Linea alta tensione: linea elettrica che trasporta la potenza in alta tensione 150 KV alla stazione elettrica di Terna.

Di seguito si rappresentano e quantificano in forma tabellare i blocchi fondamentali che compongono l'impianto,

raggruppati per sub campo.

Lot Number	Power Station Number	Inverter Model: INGECON SUN 3825TL C630 Input Voltage Range: 983 V - 1300 V	Inverter Number	Container Number (8 racks)	Racks Inside Container / Inverter At Year 0	PV generator DC capacity / Inverter [kWp]	DC/DC Converters (Buck/Boost)
1	1	INGECON SUN 3825TL C630	1	0	0	1 163,12	0
2	2	INGECON SUN 3825TL C630	2	1	8	3 620,68	8
3	3	INGECON SUN 3825TL C630	3	2	8	3 057,88	8
		INGECON SUN 3825TL C630	4	3	8	3 039,12	8
4	4	INGECON SUN 3825TL C630	5	4	8	3 039,12	8
		INGECON SUN 3825TL C630	6	5	8	2 523,22	8
5	5	INGECON SUN 3825TL C630	7	6	8	2 513,84	8
		INGECON SUN 3825TL C630	8	0	0	1 031,80	0
			<b>8</b>	<b>6</b>	<b>48</b>	<b>19 988,78</b>	<b>48</b>

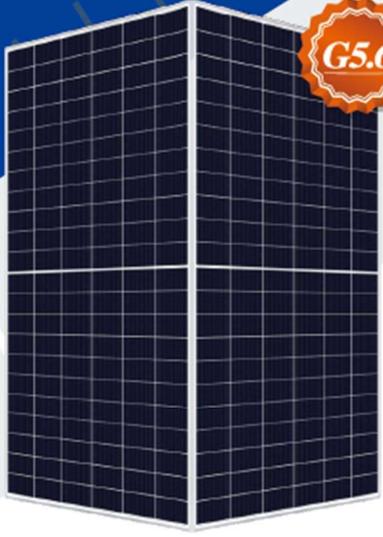
Tabella 3

Dalla tabella sopra riportata si evince che l'architettura dell'impianto Agrivoltaico prevede:

- 6 stazioni di conversione e trasformazione, delle quali 4 risultano equipaggiate con unico inverter e due risultano equipaggiate con due inverter. La tipologia con unico inverter è denominata INGECON SUN FSK 3495 C Series, mentre la tipologia con doppio inverter è denominata INGECON SUN FSK 6990 C Series;
- 48 inverter DC/DC da 432 kw
- 6 container dove alloggianno 48 Racks, ogni Rack è composto da 8 moduli (batterie), quindi le batterie (moduli) risultano in totale 348.

### 11.1 Modulo fotovoltaico

Saranno installati complessivamente 29834 moduli fotovoltaici del tipo TITAN in silicio monocristallino bifacciali, conformi alle norme IEC 61215 e IEC 61730; ogni modulo ha una potenza di 670 W e dimensioni 2.384 mm x 1.303 mm. I pannelli sono ripartiti per ogni sub campo come rappresentato nella tabella 4 che segue.



**TITAN**  
HIGH PERFORMANCE  
BIFACIAL PERC MONOCRYSTALLINE MODULE

**G5.6**

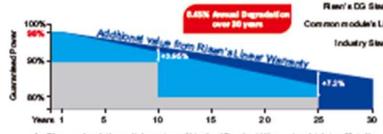
**RSM132-8-650BMDG-670BMDG**

<b>132 CELL</b> Mono PERC Module	<b>650-670Wp</b> Power Output Range
<b>1500VDC</b> Maximum System Voltage	<b>21.6%</b> Maximum Efficiency

**KEY SALIENT FEATURES**

- Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
- Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side (up to 30%)
- Industry leading lowest thermal co-efficient of power
- Industry leading 12 years product warranty
- Excellent low irradiance performance
- Excellent PID resistance
- Positive power tolerance of 0~+3%
- Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
- Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
- Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
- Comprehensive product and system certification
  - + IEC61215:2016; IEC61730-1/-2:2016;
  - + ISO 9001:2015 Quality Management System
  - + ISO 14001:2015 Environmental Management System
  - + ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System

**LINEAR PERFORMANCE WARRANTY**  
12 year Product Warranty / 30 year Linear Power Warranty



The graph shows the percentage of power output over 30 years for three standards: Risen's DG Standard (blue), Common module's Linear (orange), and Industry Standard (grey). Risen's DG Standard shows a 0.46% annual degradation, resulting in an additional value from its linear warranty. The Industry Standard shows a 0.72% annual degradation.

**RISEN ENERGY CO., LTD.**  
Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, competes value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Tashan Industry Zone, Mellin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC  
Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599  
E-mail: marketing@risenenery.com Website: www.risenenergy.com

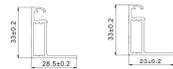
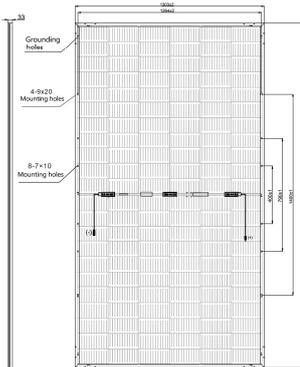


**risen**

THE POWER OF RISING VALUE



Dimensions of PV Module Unit: mm



RSM132-8-655BMDG  
I-V characteristics at different irradianations

**ELECTRICAL DATA (STC)**

Model Number	RSM132-8-650BMDG	RSM132-8-655BMDG	RSM132-8-660BMDG	RSM132-8-665BMDG	RSM132-8-670BMDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	<b>650</b>	<b>655</b>	<b>660</b>	<b>665</b>	<b>670</b>
Open Circuit Voltage-Voc(V)	45.49	45.69	45.89	46.09	46.29
Short Circuit Current-Isc(A)	18.18	18.23	18.28	18.33	18.38
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	37.87	38.05	38.23	38.41	38.59
Maximum Power Current-Impp(A)	17.17	17.22	17.27	17.32	17.37
Module Efficiency (%) *	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.  
Bifacial factor: 70±10(%) \* Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

**Electrical characteristics with 10% rear side power gain**

	715	721	726	732	737
Total Equivalent power -Pmax (Wp)	715	721	726	732	737
Open Circuit Voltage-Voc(V)	45.49	45.69	45.89	46.09	46.29
Short Circuit Current-Isc(A)	20.00	20.05	20.11	20.16	20.22
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	37.87	38.05	38.23	38.41	38.59
Maximum Power Current-Impp(A)	18.89	18.94	19.00	19.05	19.11

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

**ELECTRICAL DATA (NMOT)**

Model Number	RSM132-8-650BMDG	RSM132-8-655BMDG	RSM132-8-660BMDG	RSM132-8-665BMDG	RSM132-8-670BMDG
Maximum Power-Pmax (Wp)	492.4	496.2	500.0	503.8	507.6
Open Circuit Voltage-Voc (V)	42.31	42.49	42.68	42.86	43.05
Short Circuit Current-Isc (A)	14.91	14.95	14.99	15.03	15.07
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	35.14	35.31	35.48	35.64	35.81
Maximum Power Current-Impp (A)	14.01	14.05	14.09	14.13	14.17

NMOT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

immagine 22

ID Sottocampo	N. Tracker da 28	N. Tracker da 14	N. Moduli	kW
1	47	30	1736	1163,12
2	175	36	5404	3620,68
3	457	60	13636	9136,12
4	258	21	7518	5037,06
5	51	8	1540	1031,8
<b>Totali</b>	<b>988</b>	<b>155</b>	<b>29834</b>	<b>19988,78</b>

Tabella 4

## 11.2 String Box

Il progetto prevede n. 8 String box del tipo INGECON SUN StringBox (vedi immagine 23), essi sono sostanzialmente dei box combinatori di stringhe FV (fotovoltaiche) progettati per sistemi FV centralizzati basati su inverter. INGECON SUN StringBox è dotato di un efficiente cablaggio DC in ingresso e in uscita con sezionatori CC a piena potenza per una manutenzione sicura. Se utilizzato in combinazione con gli inverter centralizzati della serie INGECON SUN le uscite SUN StringBox possono essere monitorate tramite il kit opzionale di monitoraggio del gruppo di ingressi DC.

Disponibili in modelli da 8 a 24 ingressi e 1500 V di tensione DC massima (vedi tabella 5), gli INGECON SUN StringBox offrono la massima flessibilità ed espandibilità nella progettazione del sistema. L'involucro IP65 compatto e robusto è progettato per l'installazione in ambienti esterni, come sistemi montati su tetto e parchi solari di grandi dimensioni.

La serie INGECON SUN StringBox è un combinatori di stringhe passivo dotato di portafusibili DC a prova di contatto, fusibili DC, scaricatori di sovratensione DC indotti da fulmini e sezionatore di carico.



*immagine 23*

## INGECON SUN StringBox 16B - Data Sheet

STRING COMBINER BOX	
Model	INGECON SUN StringBox 16B
Number of PV strings per input	1
Max. number of connectable PV inputs	16
PV module short circuit current (Isc)	17 A
PV module operating current (Imp)	16 A
Number of protection fuses	32
Maximum total short circuit current	272 A
Maximum DC voltage	1500 Vdc
Operating temperature without derating	-20°C to 45°C
Relative humidity (non-condensing)	15 to 100%
Altitude	2000 m a.s.l.

<b>DESCRIPTION</b>	The INGECON SUN StringBox is designed to minimize system costs by providing the maximum flexibility. Compact and rugged enclosure designed for installation in outdoor environments. Simple and safe connection of the photovoltaic strings on the internal fuse holders.
<b>PROTECTIONS</b>	
Protection rating for outdoor installation	IP65
Mechanical impact resistance	IK08
Fuse protection	For each PV input on positive and negative poles
Surge protective device (SPD)	Type I+II
Fault protection	Total insulation (Class II)
Anti-condensation device	Installed on enclosure
<b>TECHNICAL DATA</b>	
Enclosure type	Outdoor use, polyester reinforced with fiberglass, UV resistant
Fuses type	gPV fuses, 10 x 85, 20 kA
Selected fuses	30 A
Available fuses	15 A, 20 A, 25 A, 30 A
DC switch-disconnector rating	400 A, 2 Poles
DC switch-disconnector handle	External handle, padlockable
Enclosure dimensions	width 930 mm, height 730 mm, depth 260 mm
Weight	40 kg

<b>CONNECTIONS</b>	
<b>PV inputs</b>	
Cable maximum diameter	9 mm
Cable maximum cross-sectional area	16 mm <sup>2</sup>
PV cables entrance type	8 x cable glands with 4 holes
Connection of the PV input cables	Cable directly connected on fuse-holder terminal
<b>PCE</b>	
Cable diameter range	23..38 mm
Cable maximum cross-sectional area	1 x 400 mm <sup>2</sup> per pole
Cable glands	2 x M50 cable glands
Connection of the PCE cables	Cable connected on bars, one bar per pole
<b>SPD grounding</b>	
Cable diameter range	7..13 mm
Cable maximum cross-sectional area	1 x 35 mm <sup>2</sup>
Cable glands	1 x M20 cable gland
Connection of the SPD grounding cable	Cable directly connected on SPD terminal
<b>STANDARD AND DIRECTIVES</b>	
Directives	2014/35/EU
Standards	IEC 61439-2, IEC 60364-7-712

Tabella 5

La tabella 6 riporta il numero di stringhe per sub - campo, la tabella 7, riporta il numero di stringhe collegate ad ogni string box. I sub – campi 2, 3, 4 e 5 non prevedono string box in quanto le stringhe dei moduli fotovoltaici sono connesse all’inverter centralizzato tramite convertitori DC/DC.

Inverter Station Number	Inverter Model (1,500 V) INGECON SUN 3Power C series IP65 Protection Rating Closed loop Liquid Cooling System (LCS)	ID Subcampo	PV Module Rated Power (Wp)	Number of PV Modules in Series	PV String Rated Power (kWp)	Number of Strings	Number of PV modules	Rated DC Power (kWp)
1	INGECON SUN 3825TL C630	1	670	28	18,76	62	1 736	1 163,120
	INGECON SUN 3825TL C630	2	670	28	18,76	193	5 404	3 620,680
2	INGECON SUN 3825TL C630	3	670	28	18,76	325	9 100	6 097,000
	INGECON SUN 3825TL C630	4	670	28	18,76	162	4 536	3 039,120
3	INGECON SUN 3825TL C630	5	670	28	18,76	269	7 518	5 037,060
	INGECON SUN 3825TL C630	6	670	28	18,76	55	1 540	1 031,800
<b>Totali Parziali</b>						<b>1 066</b>	<b>29 834</b>	<b>19 988,780</b>

Tabella 6

ID Subcampo	Number of Strings	Number of String Combiner Boxes 16	Number of String Combiner Boxes 15	Number of String Combiner Boxes 14	Number of String Combiner Boxes 11
1	62	2	2	0	0
2	193	-	-	-	-
3	325	-	-	-	-
4	162	-	-	-	-
5	269	-	-	-	-
6	55	0	2	1	1

Tabella 7

### 11.3 Struttura di sostegno dei moduli

Il progetto Agrivoltaico AEPV 35 prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici alloggiati su apposite strutture di sostegno denominate “tracker”. Le strutture sono di tipo ad inseguimento solare monoassiale: ciò significa che lo scheletro strutturale porta moduli ruota lungo il suo asse di disposizione (nel caso in progetto, i tracker sono disposti lungo l'asse N-S) permettendo ai moduli di trovarsi sempre in posizione perpendicolare alla direzione di incidenza del raggio solare, determinando un rendimento maggiore confrontato con il rendimento di impianti realizzato con strutture di sostegno fisse convenzionali. L'angolo massimo di tilt di progetto delle strutture è di 55°.

I tracker sono stati modellati appositamente per i moduli fotovoltaici impiegati in progetto; nella campata centrale della struttura di sostegno, delle dimensioni tali da consentire l'alloggiamento di 28 e 14 moduli fotovoltaici, trova posto il motore elettrico che permette la rotazione dell'asse centrale. Ciò permette ad ogni tracker di muoversi in maniera indipendente l'uno dall'altro. Ogni struttura indipendente ha le seguenti dimensioni: 38,05 metri di lunghezza x 2,39 metri di larghezza.

La struttura dei tracker è realizzata in acciaio da costruzione in conformità all' Eurocodice, i componenti esposti agli agenti ambientali sono zincati a caldo onde evitare fenomeni di corrosione che qualora innescati ridurrebbero la sicurezza di dette strutture. Le strutture portanti di cui sono composti possono resistere alle sollecitazioni provocate da raffiche di vento fino alla velocità limite di 55 km/h; per evitare danni alle persone e alle strutture, prima del verificarsi di dette condizioni limite e cioè in condizioni di ventosità pari a 50 Km/h, si avviano in automatico le procedure di sicurezza che attivano la rotazione dell'asse fino a posizionare le vele, formate dai moduli fotovoltaici, parallelamente al suolo, tale quindi da ridurre al minimo le sollecitazioni dovuti al vento.

I tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente “battuti”; non richiedendo quindi l'utilizzo di basamenti in cemento o altri materiali, tale quindi da minimizzare le opere di fondazione e non ridurre e/o inficiare

le arre coltivabili. La profondità standard di infissione è di circa 3,2 m, tuttavia in fase costruttiva tale valore potrebbe subire modifiche anche non trascurabili in base ai risultati dei calcoli strutturali effettuati tenendo conto delle caratteristiche geotecniche del terreno che l'estensione notevole non permette di discretizzare completamente in questa fase. L'altezza minima dal terreno raggiunta dai pannelli in corrispondenza del maggior angolo di rotazione è di 2,1 m. La durabilità di dette strutture di sostegno è di 30/35 anni, tale da garantire la loro efficienza in tutto il periodo di funzionamento stimato per il progetto.

La configurazione del generatore fotovoltaico sarà a file parallele con inclinazione dei moduli variabile tra +/- 55° e distanza tra le file (pitch) pari a 4,70 mt. Tale distanza interfilare deriva dall'esecuzione di uno studio preliminare sull'ombreggiamento (si evita che l'ombra prodotta da un tracker infici la produttività e l'efficienza del tracker successivo) condotto parallelamente ad uno studio di tipo agronomico, con lo scopo di incrementare l'uso del suolo a fini agricoli lasciando inalterata la produttività dei lotti di impianto.

Al progetto meccanico è stato chiesto di adeguare la struttura porta moduli alla dimensione della stringa formata dai moduli in serie, questo ha permesso che il numero delle strutture (indipendenti meccanicamente) coincida con il numero delle stringhe. Tale sforzo progettuale a livello meccanico ha consentito di semplificare la progettazione a livello elettrico e di conseguenza in questo modo è stato possibile diminuire la quantità di cavi in corrente continua ed eliminare quasi del tutto i relativi cavidotti interrati. Di fatti in questo modo è stato possibile evitare cavidotti interrati lungo i tracker.



*immagine 24*

#### 11.4 Inverter (gruppi di conversione)

L'architettura di impianto è stata ideata con un sistema di inverter centralizzato. Ad ogni inverter sono connesse in parallelo mediamente da 62 a 55 stringhe che a loro volta sono composte da 28 moduli in serie tra loro (vedi schema elettrico unifilare). Il progetto dell'impianto Agrivoltaico prevede l'utilizzo di 8 inverter tipo INGECON SUN 3825 (vedi tabella 8)

Lot Number	Power Station Number	Inverter Model: INGECON SUN 3825TL C630 Input Voltage Range: 983 V - 1300 V	Inverter Number	Stringhe x Inverter	PV generator DC capacity x Inverter [kWp]
1	1	INGECON SUN 3825TL C630	1	62,0	1 163,12
2	2	INGECON SUN 3825TL C630	2	193,0	3 620,68
3	3	INGECON SUN 3825TL C630	3	163,0	3 057,88
		INGECON SUN 3825TL C630	4	162,0	3 039,12
4	4	INGECON SUN 3825TL C630	5	162,0	3 039,12
		INGECON SUN 3825TL C630	6	134,5	2 523,22
5	5	INGECON SUN 3825TL C630	7	134,0	2 513,84
		INGECON SUN 3825TL C630	8	55,0	1 031,80
			<b>8</b>	<b>1 065,5</b>	<b>19 988,78</b>

Tabella 8

L'immagine 25 rappresenta l'inverter utilizzato in progetto.



immagine 25

Gli inverter hanno la funzione di raccogliere la potenza in corrente continua fornita dai moduli fotovoltaici e invertirla in corrente alternata. Gli inverter sono ripartiti per ogni sub campo come rappresentato nelle tabelle che precedono. Gli inverter utilizzati per la progettazione dell'impianto hanno un grado di protezione IP66, protetto quindi contro forti getti d'acqua da qualsiasi direzione e protetto completamente da polveri e fumi. Con questo tipo di inverter è stato quindi possibile optare per una soluzione progettuale più contenuta in termini di scavi e di occupazione di suolo agricolo, in quanto tale soluzione prevede l'utilizzo di circa il 90% in meno di quantità di cavi elettrici in c.a. rispetto alla soluzione con inverter di stringa. Inoltre con la soluzione impiantistica a inverter

centralizzati risultano semplificate le operazioni di montaggio e di manutenzione. Di seguito si riporta uno stralcio della scheda tecnica dell'inverter previsto (immagine 26)

INGECON SUN		3Power C Series 1,500 Vdc						
		INGECON® SUN 3825TL						
		C600	C615	C630	C645	C660	C675	C690
<b>Input (DC)</b>								
Recommended PV array power range <sup>(1)</sup>		3,144 - 4,188 kWp	3,222 - 4,293 kWp	3,301 - 4,383 kWp	3,379 - 4,502 kWp	3,458 - 4,607 kWp	3,537 - 4,712 kWp	3,615 - 4,816 kWp
Voltage Range MPP <sup>(2)</sup>		853 - 1,300 V	874 - 1,300 V	895 - 1,300 V	916 - 1,300 V	937 - 1,300 V	958 - 1,300 V	979 - 1,300 V
Maximum voltage <sup>(3)</sup>		1,500 V						
Maximum current		3,965 A						
N° inputs with fuse-holders		Up to 24						
Fuse dimensions		Up to 630 A / 1,500 V / gPV / 100 kA (L/R 5mS) (optional)						
Type of connection		Connection to copper bars						
Power blocks		1						
MPPT		1						
<b>Input protections</b>								
Overvoltage protections		Type II surge arresters (type I+II optional)						
DC switch		Motorized DC load break disconnect						
Other protections		Up to 24 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection						
<b>Output (AC)</b>								
Power @35 °C / @50 °C		3,326 kVA / 2,858 kVA	3,409 kVA / 2,929 kVA	3,492 kVA / 3,001 kVA	3,575 kVA / 3,072 kVA	3,658 kVA / 3,144 kVA	3,741 kVA / 3,215 kVA	3,824 kVA / 3,287 kVA
Current @35 °C / @50 °C		3,200 A / 2,750 A						
Rated voltage <sup>(4)</sup>		600 V IT System	615 V IT System	630 V IT System	645 V IT System	660 V IT System	675 V IT System	690 V IT System
Frequency		50 / 60 Hz						
Power Factor <sup>(5)</sup>		1						
Power Factor adjustable		Yes, 0 - 1 (leading / lagging)						
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>(6)</sup>		<3%						
<b>Output protections</b>								
Overvoltage protections		Type II surge arresters (type I+II optional)						
AC breaker		Motorized AC circuit breaker						
Anti-islanding protection		Yes, with automatic disconnection						
Other protections		AC short-circuits and overloads						
<b>Features</b>								
Operating efficiency		98.9%						
CEC		98.5%						
Max. consumption aux. services		7,600 W						
Stand-by or night consumption <sup>(7)</sup>		185 W						
Average power consumption per day		2,500 W						
<b>General Information</b>								
Ambient temperature		-20 °C to +60 °C						
Relative humidity (non-condensing)		0-100% (Outdoor)						
Protection class		IP65 <sup>(8)</sup>						
Corrosion protection		External corrosion protection						
Maximum altitude		4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)						
Cooling system		Liquid cooling system and forced air cooling system with temperature control (400V 3 phase + neutral power supply, 50/60 Hz)						
Air flow range		0 - 18,000 m³/h						
Average air flow		12,000 m³/h						
Acoustic emission (100% / 50% load)		57 dB(A) at 10m / 49 dB(A) at 10m						
Marking		CE						
EMC and security standards		IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100						
Grid connection standards		IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code						

**Notes:** <sup>(1)</sup> Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions <sup>(2)</sup> Vmpp.min is for rated conditions (Vac=1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems <sup>(3)</sup> Consider the voltage increase of the "Voc" at low temperatures <sup>(4)</sup> Other AC voltages and powers available upon request <sup>(5)</sup> For P<sub>out</sub>>25% of the rated power <sup>(6)</sup> For P<sub>out</sub>>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 <sup>(7)</sup> Consumption from PV field when there is PV power available <sup>(8)</sup> Except for the LC filter and the air-water heat exchanger, that are IP54.

### 11.5 Trasformatori

Il progetto prevede l'utilizzo di trasformatori di elevazione in olio BT/MT 630/30.000 V, tutti avranno una tensione primaria pari alla tensione generata dai convertitori statici di 630 Vac ed una tensione secondaria (in elevazione) di 30 kVac. Di seguito una scheda tecnica tipo (immagine 27).

Medium Voltage Transformer	
Vector group	Dy11y11
Transformer type	Liquid filled hermetically sealed LV/MV transformer, Insulating fluid: mineral oil
Cooling system	ONAN
Power losses	Losses according to EU 548/2014 Tier 2 (as amended by EU 2019/1783)
Rated output power	6990 kVA @ 40°C, 6500 kVA @ 45°C
Rated voltage	Primary side: 30 kV, Secondary side: 2 x 630 V
Rated frequency	50 Hz
Primary voltage regulation	± 2 x 2.5%
Winding material	Aluminium / Aluminium
Accessories included:	DGPT2 / DMCR3.0 (oil level, gas discharge, overpressure, oil temperature alarm and trip)
	Pressure release valve, oil filling device, oil draining valve, oil sampling valve
	PT100 sensor for oil temperature, electrostatic shields
	Oil retention tank with filtering system for MV transformer integrated in the skid base frame

immagine 27

Al fine di salvaguardare l'ambiente il progetto ha previsto trasformatori che utilizzano all'interno dei circuiti di raffreddamento fluidi esteri naturali (vedi immagine 28).

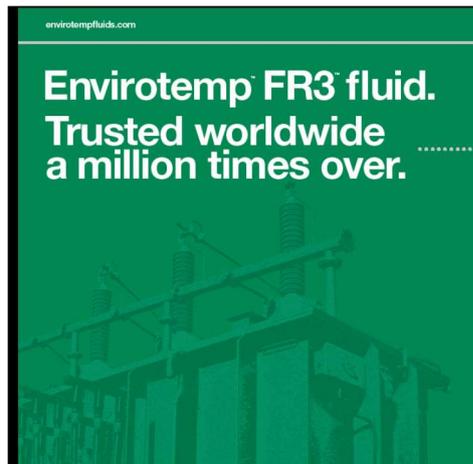


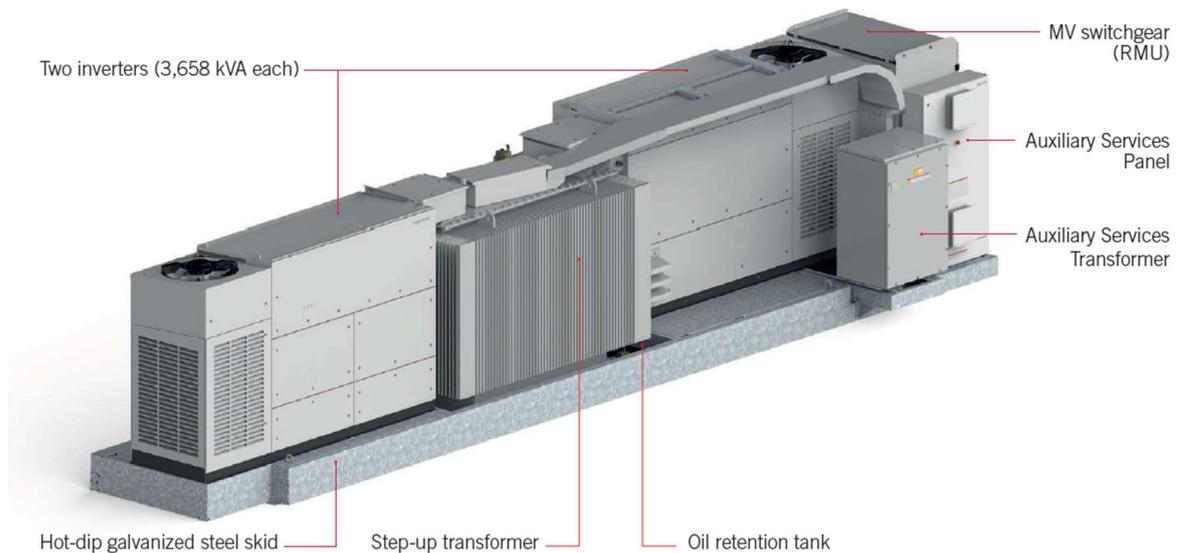
immagine 28

9. PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES		
9.1 Appearance		
Form/Physical state	Liquid Oil	
Color	Green	
Odor	Whiffet	
	Value	
Solidification point/range (°C)	Not available	
Boiling point/range (°C)	>360	
Vapour pressure Pa (<math>1.00 \times 10^{-10}</math> mmHg) @ 20°C	< 0.01	
Melting point (°C)	Not available	
Freezing point (°C)	Not available	
Flash Point (°C)	310 - 320	
Ignition temperature (°C)	Not available	
Flame Point (°C)	Not available	
Relative density (@20°C (g/ cm <sup>3</sup> ))	0.92	
Vapor density (Air = 1)	Not available	
Vaporization rate	Not available	
Solubility in water g/l @ 20°C	Insoluble	
Solubility in alcohol	Not available	
Viscosity (mPa.s) @20°C	33-35 mm <sup>2</sup> /s	
Partition coefficient n-Octanol/Water (log Po/w)	Not available	
Explosive Property	Not available	
Oxidation Property	Not available	
Water Reactivity	No	

immagine 29

## 11.6 Inverter station - Shelter

Al fine di minimizzare le opere necessarie alla raccolta delle potenze prodotte dai sub - campi, il progetto prevede l'installazione degli inverter e dei trasformatori congiuntamente in 6 stazioni, di queste 2 sono del tipo INGECON SUN FSK 6990 C Series, le quali hanno due inverter centralizzati connessi in parallelo su un unico trasformatore, e 4 sono del tipo INGECON SUN FSK 3495 C Series le quali hanno un unico inverter collegato al trasformatore. Tutti i componenti che compongono le stazioni di cui trattasi hanno un grado di protezione IP54/IP66, pertanto saranno installati all'aperto senza la necessità di realizzare opere murarie a meno delle fondazioni. Tutte le stazioni sono allestite inoltre con trasformatore 630/400 V adibiti all'alimentazione dei servizi ausiliari. Di seguito si riporta un'immagine rappresentativa della stazione in progetto INGECON SUN FSK 6990 C Series (immagine 30).



*immagine 30*

L'immagine 31 rappresenta lo schema elettrico sinottico della stazione INGECON SUN FSK 6990 C Series.

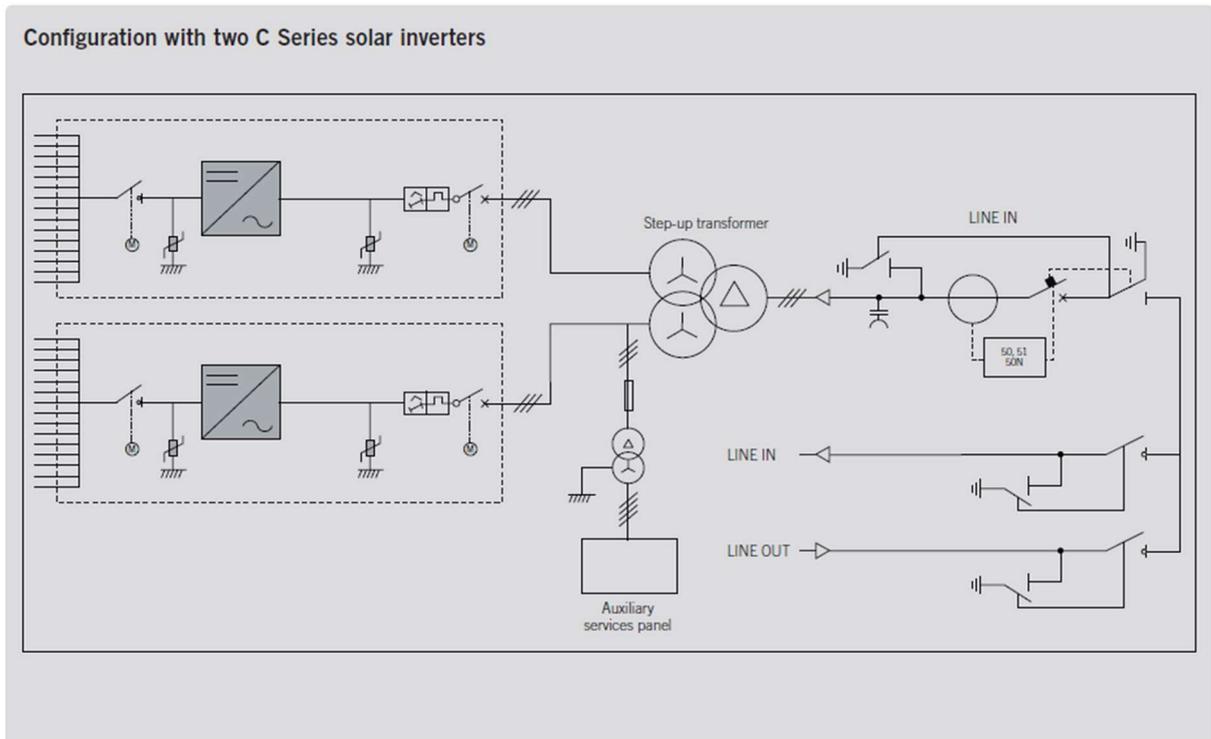


immagine 31

I componenti della stazione di conversione/trasformazione sono montati su un telaio di base, realizzato in acciaio zincato a caldo. Tutti i componenti inclusi gli inverter sono integrati nel telaio di base, completamente cablati e testati in fabbrica. Lo skid MV viene consegnato preassemblato per un rapido collegamento in loco.

Di seguito si descrive la configurazione della stazione.

- Inverter centrali:

INGECON SUN 3825TL C630 (grado di protezione IP65, sistema di raffreddamento a liquido)

- Trasformatore MT:

Estere biodegradabile, sigillato ermeticamente, 30 kV, design ECO (per Unione Europea)

- Quadro MT (RMU):

Isolato in gas, configurazione 1L1A1L, 36 kV, 630 A, 20 kA 1s, grado di protezione IP54

- Trasformatore BT ausiliario:

Tipo a secco, 20 kVA, custodia di protezione IP54

- Quadro ausiliario BT:

Quadro servizi ausiliari completamente attrezzato, grado di protezione IP55

- Comunicazione:

Fibra ottica monomodale (switch Fast Ethernet, controller I/O remoto)

- UPS:

UPS (24 Vdc) per servizi ausiliari (interruttore quadro MT, comunicazione)

- Connessioni BT:

Connessioni CA dell'inverter (sbarre flessibili isolate con coperture di protezione)

- Connessioni MT:

Cavi MT tra trasformatore MT e RMU

- Vaschetta ritenzione olio:

Serbatoio di ritenzione olio con sistema di filtraggio dell'acqua piovana integrato nel telaio della base skid.

## 11.7 Convertitori DC/DC

Come previsto dalla STMG di Tema n. 202201484, in possesso del proponente, l'impianto di generazione di cui trattasi ha una potenza di picco pari a 19,99 MW ed è integrato con un sistema di accumulo da 15 MW. La soluzione tecnica sviluppata dal presente progetto prevede l'installazione di n. 48 convertitori DC/DC, tale da rendere "Ibrido" il sistema: Inverter Centralizzato – Bes di accumulo – Convertitori DC/DC (immagine 32). L'immagine 33 rappresenta lo schema elettrico dei convertitori DC/DC, mentre l'immagine 34 rappresenta il convertitore.



immagine 32

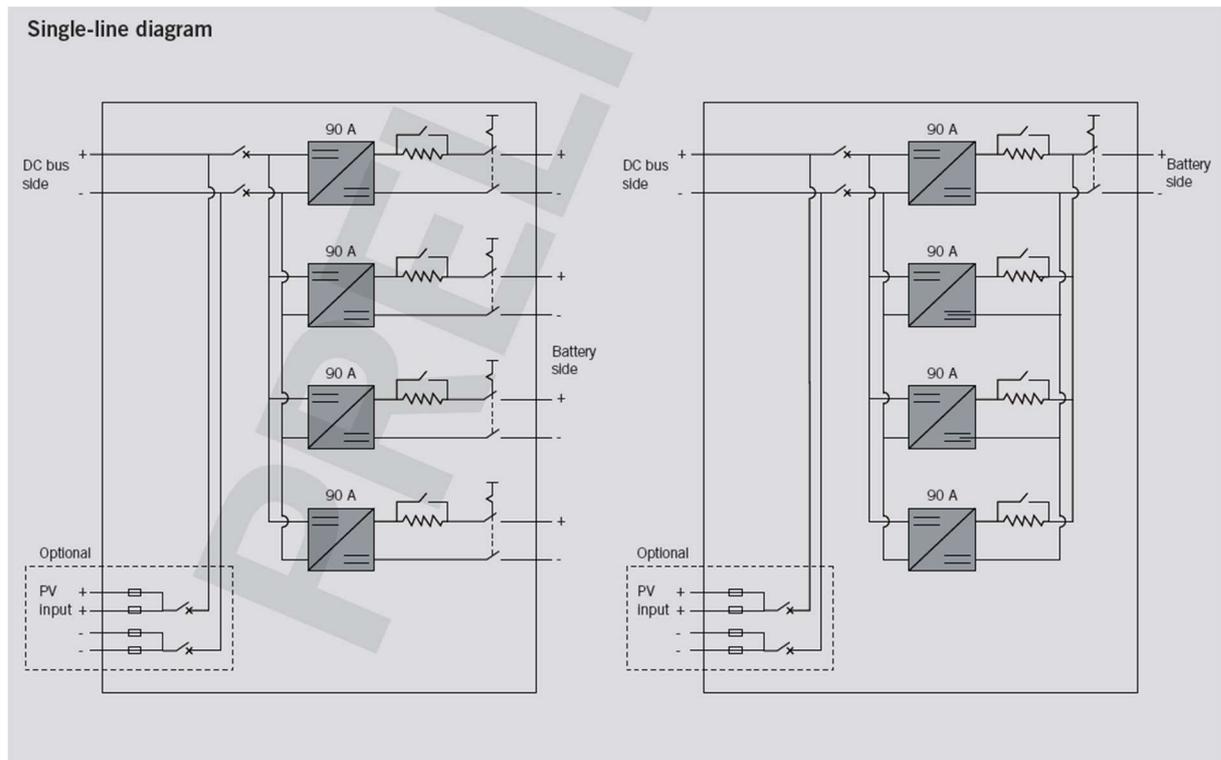


immagine 33

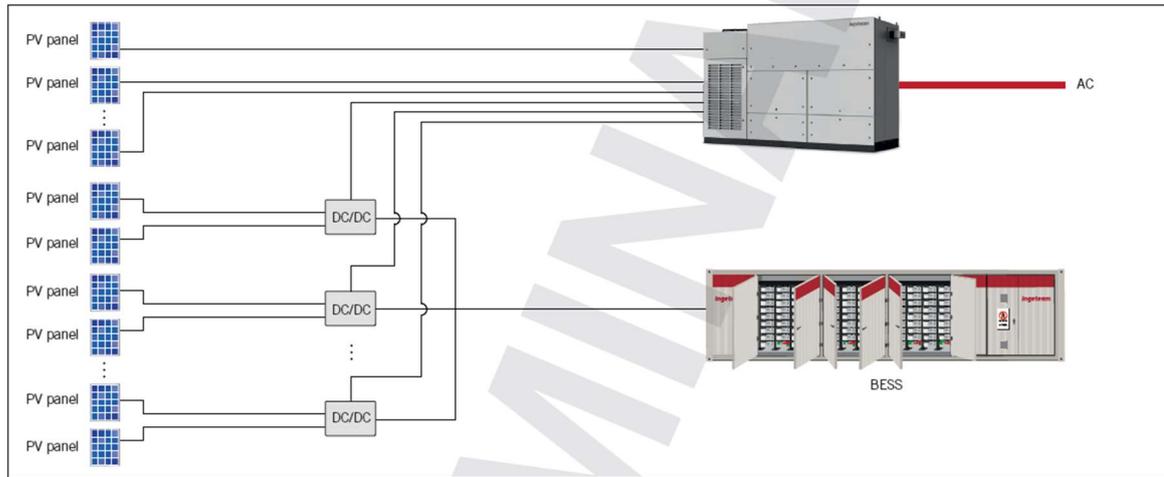


immagine 34

Lot Number	Power Station Number	Inverter Model: INGECON SUN 3825TL C630 Input Voltage Range: 983 V - 1300 V	Inverter Number	Container Number (8 racks)	Racks Inside Container / Inverter At Year 0	PV generator DC capacity / Inverter [kWp]	DC/DC Converters (Buck/Boost)
1	1	INGECON SUN 3825TL C630	1	0	0	1 163,12	0
2	2	INGECON SUN 3825TL C630	2	1	8	3 620,68	8
3	3	INGECON SUN 3825TL C630	3	2	8	3 057,88	8
	4	INGECON SUN 3825TL C630	4	3	8	3 039,12	8
4	5	INGECON SUN 3825TL C630	5	4	8	3 039,12	8
		INGECON SUN 3825TL C630	6	5	8	2 523,22	8
5	6	INGECON SUN 3825TL C630	7	6	8	2 513,84	8
		INGECON SUN 3825TL C630	8	0	0	1 031,80	0
			<b>8</b>	<b>6</b>	<b>48</b>	<b>19 988,78</b>	<b>48</b>

Tabella 9

La tabella 9 rappresenta il numero dei convertitori DC/DC da installare in ogni sub – campo.

11.8 Batterie di accumulo

Il progetto prevede l’installazione di 384 moduli di batterie tipo 166.4NESP280, accorpati in 48 Racks.

I moduli sono composti da celle al litio ferro fosfato di capacità pari a 280 Ah (vedi immagine 35)

Item	Unit	Specification	Rendering
Battery Chemistry	-	LFP	 <p>(For reference)</p>
Nominal Capacity	Ah	280Ah	
Nominal Energy	Wh	896	
Nominal Voltage	V	3.2	
Operating Voltage	V	2.50 ~ 3.65	
Dimension (W×D×H)	mm	174 × 72 × 207	
Weight	kg	~5.5	
Recommended C-Rate	-	1C	
Certificate	-	UL9540A, IEC62619, UN38.3	

immagine 35

Il progetto prevede l’installazione di 6 containers (20 piedi), da installare nei sub – campi 2, 3 e 4. In ogni container saranno alloggiati 8 Racks, la figura 20.16 rappresenta i container previsti in progetto.

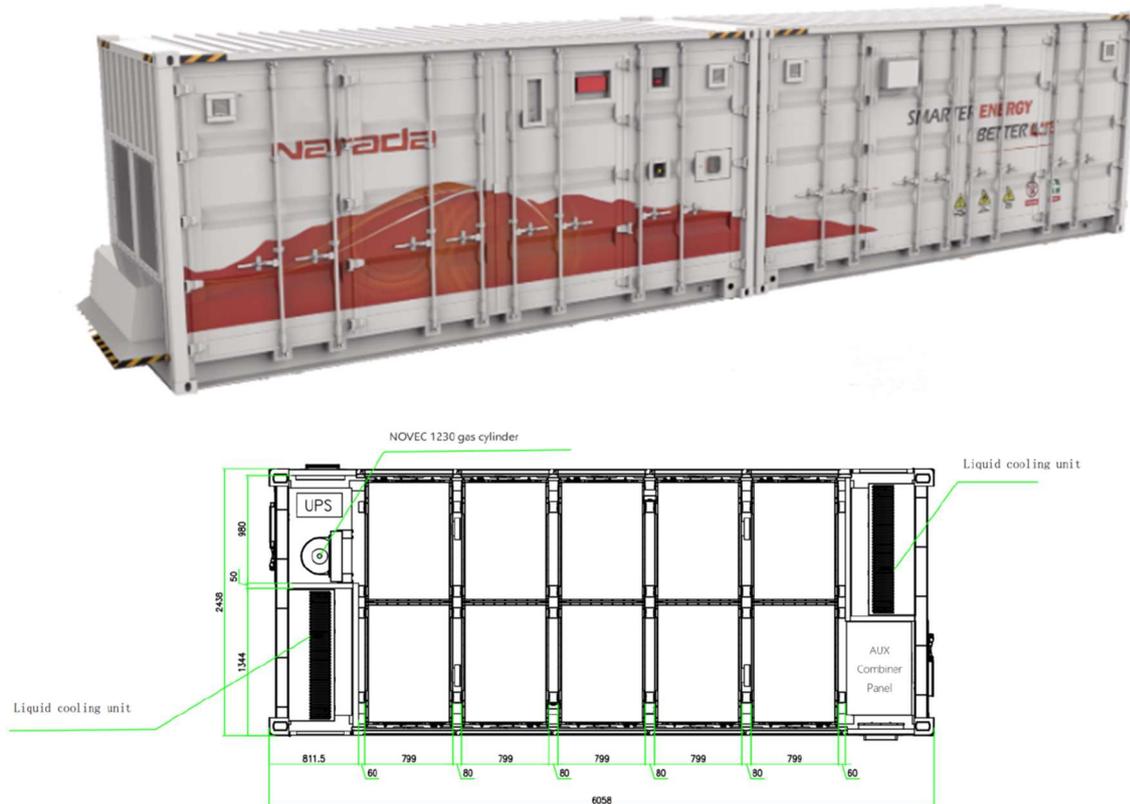


immagine 36

## 11.9 Cabine prefabbricate in cls

L'energia prodotta dai generatori fotovoltaici sarà raccolta, convertita e trasformata come descritto nei paragrafi precedenti. Le 6 stazioni conversione e trasformazione, colleteranno l'energia in due cabine prefabbricate. Le dimensioni di detti prefabbricati sono state desunte in modo tale da essere idonee all'alloggiamento delle apparecchiature necessarie per il corretto funzionamento della centrale Agrifotovoltaica e alla sicurezza elettrica e statica delle stesse cabine. I quadri di protezione, previsti al loro interno, comprenderanno, scomparti tipo IM di linea motorizzati, scomparti tipo UM per derivazione dei servizi ausiliari, trasformatori di tensione (TV) e di corrente (TA), cordoni per collegamento dei trasformatori, gruppi di misura, apparecchi per telecomando, e quant'altro occorra per garantire il corretto funzionamento della centrale fotovoltaica e del cavidotto di connessione. Essi saranno certificati secondo le Norme CEI specifiche e secondo le relative regole di sicurezza: CEI 0-16, CEI 0-21, CEI 0-16, CEI 11-15, CEI 11-27, CEI EN 50522, CEI EN 61936-1.

L'impianto di terra delle cabine e delle stazioni di conversione saranno realizzati tramite anello interrato esterno (posto ad 1 m dal perimetro della cabina) in treccia di rame nudo 1x35/50 mm<sup>2</sup> e n. 4/8 picchetti di terra in profilato di acciaio, sezione a T, di lunghezza 1600 mm. All'interno delle cabine tutte le masse metalliche sono collegate all'impianto di terra generale.

Le cabine elettriche saranno del tipo prefabbricato in cemento armato vibrato, anche le vasche di fondazione saranno del tipo prefabbricato in c.a.v.. Le porta di accesso e griglie di areazione, saranno realizzate in vetroresina. Dette cabine saranno fornite in cantiere già con impianto elettrico di illuminazione interna, copertura impermeabilizzata con guaina bitumosa e rete di messa a terra interna ed esterna. Le pareti esterne saranno trattate con un rivestimento murale plastico idrorepellente costituito da resine sintetiche pregiate, polvere di quarzo, ossidi coloranti ed additivi che garantiranno il loro perfetto ancoraggio sul manufatto e l'inalterabilità del colore e stabilità agli sbalzi di temperatura. Le dimensioni di detta cabina sono 7,52 x 2,52 x 2,60 (h) metri.

La tabella 10 quantifica e qualifica le cabine prefabbricate previste in progetto per ogni sub – campo.

ID Sub - Campo	Cabina di Raccolta e Parallelo (2,5*7,5*2,62) (LxBXH)	Stazione conversione e trasformazione Tipo 1 (basamento 9,5x2,6)	Stazione conversione e trasformazione Tipo 2 (basamento 12x2,8)	Container celle di Accumulo
<b>1</b>	1	1		-
<b>2</b>	1	1	-	1
<b>3</b>	1	1	1	3
<b>4</b>	1		1	2
<b>5</b>	1	1	-	
<b>Tot. Parziale</b>	5	4	2	6

Tabella 10

## 12. Generalità sui campi elettrici ed elettromagnetici

Il campo elettrico è la porzione di spazio in cui agiscono le forze elettriche su altre cariche eventualmente presenti. Come per il campo gravitazionale, si dice che una carica elettrica, o una distribuzione di cariche elettriche, genera attorno a sé un campo elettrico, questo fenomeno fisico modifica le proprietà dello spazio circostante in modo che una qualunque altra carica posta nelle vicinanze viene sollecitata da una forza di natura elettrica. Il campo elettrico si rappresenta in fisica classica come un campo vettoriale, in quanto caratterizzato da una forza elettrica che compie un lavoro conservativo, difatti il lavoro che occorre per passare da un punto a un altro del campo è indipendente dal percorso, ma è funzione solo della posizione nello spazio dei punti iniziale e finale.

Per verificare, empiricamente, l'esistenza del campo elettrico generato da una carica  $Q$  si introduce una carica di prova  $q$ , di intensità molto più piccola, nella regione di spazio occupata da  $Q$ . La forza esercitata da  $Q$  su  $q$ , divisa per il valore di  $q$ , si definisce vettore campo elettrico, e si indica con  $E$ . Per definizione quindi:

$$E = F/q \text{ (nel Sistema Internazionale si misura in newton/coulomb (N/C)).}$$

Il campo magnetico è invece una regione dello spazio soggetta ad una forza di tipo magnetico, causata da un magnete o dal passaggio di una corrente elettrica in un conduttore; all'interno di un campo magnetico, un dipolo magnetico è soggetto a una forza di rotazione (momento) che tende a modificarne l'orientamento nello spazio. Un campo elettromagnetico è il risultato della concatenazione di un campo elettrico e di un campo magnetico generati da un campo (elettrico o magnetico) variabile nel tempo; i campi elettromagnetici hanno la proprietà di diffondersi nello spazio e di trasportare energia e sono usualmente rappresentati sotto forma di onde con determinata frequenza (numero di oscillazioni al secondo). I campi elettromagnetici sono usualmente classificati secondo la frequenza in:

- Campi a Frequenza Estremamente Bassa, detti ELF (Extremely Low Frequency), da 30 a 300 Hz;
- Campi a Radiofrequenza, detti RF, da 300 kHz a 300 MHz;
- Microonde, da 300 MHz a 300 GHz.

I campi generati dagli elettrodotti sono caratterizzati dalla cosiddetta frequenza industriale (50Hz) e pertanto appartengono alla prima categoria (ELF). Per essi non si parla usualmente di campi elettromagnetici ma, separatamente, di campi elettrici e campi magnetici. Ciò è dovuto al fatto che a frequenze così basse le principali proprietà dei campi elettromagnetici, cioè la concatenazione dei campi e la capacità di irradiarsi nello spazio, vengono a mancare. Il campo elettrico e quello magnetico hanno pertanto proprietà, e assumono valori, indipendenti l'uno dall'altro e inoltre esauriscono in massima parte i loro effetti a distanza limitata dalla sorgente.

L'intensità del campo elettrico, generalmente indicata con la lettera  $E$ , si esprime in Volt per metro (V/m), generato dagli elettrodotti, mantiene livelli stabili nel tempo in una data posizione spaziale e dipende dai seguenti fattori:

- tensione della linea (cresce al crescere della tensione);
- distanza dalla linea (decresce allontanandosi dalla linea);
- dall'altezza dei conduttori da terra (decresce all'aumentare dell'altezza).

L'intensità del campo magnetico è indicata con la lettera  $H$  ed è espressa in Ampere per metro (A/m); oltre a tale unità di misura è frequentemente utilizzata la grandezza induzione elettromagnetica, indicata con la lettera  $B$  ed

<p style="text-align: center;"><b>INGENIUM</b>  Studio di Ingegneria di Ciraci Francesco</p>	<p style="text-align: center;">PROGETTO "FV35" Comune di BRINDISI (BR) Relazione Campi Elettromagnetiti ed Elettrici</p>	<p style="text-align: center;">TUTURANO SOLAR PARK SRL</p>
--	--	--

espressa usualmente in Tesla (T) o microTesla ( $\mu\text{T}$ ).

Tale grandezza è correlata alla permeabilità magnetica del mezzo attraversato. Nei mezzi isotropi B e H assumono lo stesso valore: poiché la permeabilità magnetica dell'aria e del corpo umano sono uguali, nelle valutazioni che hanno attinenza con la salute umana i due termini sono usati indifferentemente. I livelli di campo magnetico variano nel tempo in funzione della variazione di corrente, infatti la sua intensità dipende:

- dalla corrente che scorre lungo i fili conduttori delle linee (aumenta con l'intensità di corrente sulla linea);
- dalla distanza dalla linea (decrece allontanandosi dalla linea);
- dall'altezza dei conduttori da terra (decrece all'aumentare dell'altezza).

### 13. Limiti secondo la Norma dei campi elettrici e magnetici.

La legge n.36 del 22 febbraio 2001 è indirizzata alla tutela e della salute della popolazione e dei lavoratori dai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati da qualsiasi impianto che operi nell'intervallo di frequenza 0 Hz – 300 GHz e che emette in ambiente esterno in ambiente interno.

La tutela della salute viene conseguita attraverso la definizione di tre differenti limiti: limiti di esposizione, valori di attenzione e obiettivi di qualità. Il DPCM 08/07/2003 disciplina, a livello nazionale, in materia di esposizione della popolazione ai campi elettrici e magnetici a bassa frequenza (50 Hz) generati dagli elettrodotti, fissando:

- i limiti per il campo elettrico (5 kV/m);
- i limiti per l'induzione magnetica (100  $\mu\text{T}$ );
- i valori di attenzione (10  $\mu\text{T}$ ) e gli obiettivi di qualità (3  $\mu\text{T}$ ) per l'induzione magnetica;

Il valore di attenzione si riferisce ai luoghi tutelati esistenti nei pressi di elettrodotti esistenti, l'obiettivo di qualità si riferisce, invece, alla progettazione di nuovi elettrodotti in prossimità di luoghi tutelati esistenti o alla progettazione di nuovi luoghi tutelati nei pressi di elettrodotti esistenti.

I valori limiti per il campo elettrico e per l'induzione magnetica sono valori massimi, il valore di attenzione 10  $\mu\text{T}$  si applica "nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenza non inferiori a quattro ore giornaliere".

Il decreto prevede, inoltre, la determinazione di distanze di rispetto dalle linee elettriche secondo metodologie da individuare. Tali distanze sono da intendersi sia al di sopra che al di sotto del livello del suolo.

Il DPCM 8 luglio 2003, all'art. 6, in attuazione della Legge 36/01 (art. 4 c. 1 lettera h), introduce la metodologia di calcolo delle fasce di rispetto, definita nell'allegato al Decreto 29 maggio 2008 (Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti). Detta fascia comprende tutti i punti nei quali, in normali condizioni di esercizio, il valore di induzione magnetica può essere maggiore o uguale all'obiettivo di qualità. La metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti prevede una procedura semplificata di valutazione con l'introduzione della Distanza di Prima approssimazione (DPA) nel rispetto dell'obiettivo di qualità di 3  $\mu\text{T}$  del campo magnetico (art. 4 del DPCM 8 luglio 2003), che si applica nel caso di realizzazione di nuovi elettrodotti in prossimità di luoghi tutelati.

Si riportano le seguenti definizioni:

<p style="text-align: center;"><b>INGENIUM</b> Studio di Ingegneria di Ciraci Francesco</p>	<p style="text-align: center;">PROGETTO "FV35" Comune di BRINDISI (BR) Relazione Campi Elettromagnetiti ed Elettrici</p>	<p style="text-align: center;">TUTURANO SOLAR PARK SRL</p>
---	--	--

- Distanza di prima approssimazione (D.P.A.): per le linee è la distanza, in pianta sul livello del suolo, dalla proiezione del centro linea che garantisce che ogni punto la cui proiezione al suolo disti dalla proiezione del centro linea più di D.P.A. si trovi all'esterno delle fasce di rispetto; per le cabine è la distanza, in pianta sul livello del suolo, da tutte le pareti della cabina stessa che garantisce i requisiti di cui sopra;
- Fascia di rispetto: spazio circostante un elettrodotto che comprende tutti i punti, al di sopra e al di sotto del livello del suolo, caratterizzati da una induzione magnetica di intensità maggiore o uguale all'obiettivo di qualità ( $3 \mu\text{T}$ ).

Il DM 29.05.08 fornisce in seguito le procedure per il calcolo delle fasce di rispetto delle linee elettriche, esistenti ed in progetto; in particolare, la tutela in merito alle fasce di rispetto di cui all'art. 6 del DPCM 8 luglio 2003 si applica alle linee elettriche aeree ed interrate, esistenti ed in progetto ad esclusione delle linee sotto riportate in quanto le relative fasce di rispetto hanno un'ampiezza ridotta, inferiore alle distanze previste dal DM 21 marzo 1988, n. 449 e s.m.i..

- linee esercite a frequenza diversa da quella di rete di 50 Hz (ad esempio linee in corrente continua);
- linee di classe zero ai sensi del DM 21 marzo 1988, n. 449 (come le linee di telecomunicazione);
- linee di prima classe ai sensi del DM 21 marzo 1988, n. 449 (quali le linee di bassa tensione);
- linee di Media Tensione in cavo cordato ad elica (interrate o aeree).

#### **14. Opere previste in progetto e assoggettate alle verifiche di cui al dm 29.05.2008**

I componenti dell'impianto agrivoltaico proposto in progetto che rilevano ai fini della valutazione dell'impatto elettromagnetico generato dai circuiti elettrici sono di seguito riportati:

1. moduli fotovoltaici;
2. batterie costituenti il sistema di accumulo BESS;
3. inverter;
4. trasformatori
5. cabine di raccolta e parallelo
6. circuiti BT;
7. elettrodotti in MT di connessione tra le unità di trasformazione dei sottocampi e la cabina di raccolta;
8. elettrodotti interrati in MT di connessione tra l'impianto agrivoltaico e la sottostazione di utenza;
9. elettrodotto interrato in AT a 150 kV di connessione la sottostazione di utenza e la stazione elettrica di TERNA.

##### **14.1 Moduli Fotovoltaici**

In merito all'installazione di moduli fotovoltaici e dei relativi cablaggi in corrente continua si può stabilire che i limiti di riferimento dei valori di campo Elettro Magnetico siano rispettati, in quanto:

- la frequenza dei circuiti in corrente continua è frequenza nulla;

<b>INGENIUM</b> Studio di Ingegneria di Ciraci Francesco	<b>PROGETTO</b> “FV35” Comune di BRINDISI (BR) Relazione Campi Elettromagnetici ed Elettrici	<b>TUTURANO SOLAR PARK SRL</b>
--	---	--------------------------------

- i moduli vengono collegati in serie connettendo il polo positivo del modulo che precede al polo negativo del modulo che segue, in questo modo si annullano di campi magnetici statici;
- le correnti delle stringhe sono relativamente basse 17 A.
- come previsto dalla norma per la frequenza 0-1 Hz il limite di riferimento per l'induzione magnetica che non deve essere superato è di 40.000  $\mu\text{T}$ , valore 400 volte più alto dell'equivalente per la corrente a 50 Hz (vedi immagine n.37).

Per quanto suddetto, considerate le correnti di bassa entità che percorrono i moduli, si può certamente escludere il superamento dei limiti di riferimento dei valori di campo magnetico statico dovuto ai circuiti in corrente continua in esame. In merito al campo elettrico, essendo quest'ultimo funzione della tensione e considerando che sarà comunque presente una schermatura dovuta alle guaine dei cavi e dagli altri elementi fisici presenti in impianto (suolo, recinzioni, alberature perimetrali ecc.), si può certamente affermare che i campi elettrici generati saranno abbondantemente inferiori ai limiti di legge.

<b>Livelli di riferimento per i campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici            (0 Hz-300 GHz, valori efficaci (rms) non perturbati)</b>				
Intervallo di frequenza	Intensità di campo E (V/m)	Intensità di campo H (A/m)	Campo B ( $\mu\text{T}$ )	Densità di potenza ad onda piana equivalente $S_{eq}$ ( $\text{W}/\text{m}^2$ )
0-1 Hz	—	$3,2 \times 10^4$	$4 \times 10^4$	—
1-8 Hz	10 000	$3,2 \times 10^4/f^2$	$4 \times 10^4/f^2$	—
8-25 Hz	10 000	$4\,000/f$	$5\,000/f$	—
0,025-0,8 kHz	$250/f$	$4/f$	$5/f$	—
0,8-3 kHz	$250/f$	5	6,25	—
3-150 kHz	87	5	6,25	—
0,15-1 MHz	87	$0,73/f$	$0,92/f$	—
1-10 MHz	$87/f^{1/2}$	$0,73/f$	$0,92/f$	—
10-400 MHz	28	0,073	0,092	2
400-2 000 MHz	$1,375 f^{1/2}$	$0,0037 f^{1/2}$	$0,0046 f^{1/2}$	$f/200$
2-300 GHz	61	0,16	0,20	10

*immagine 37*

## 14.2 Il sistema di accumulo

Il sistema di accumulo BESS (Battery Energy Storage System) è un impianto di accumulo elettrochimico di energia, costituito da sottosistemi, apparecchiature e dispositivi necessari all'immagazzinamento dell'energia elettrica.

Nel caso di specie l'accumulo è stato progettato esclusivamente sul lato corrente continua, pertanto sono valide le osservazioni riportate nel capitolo precedente.

### 14.3 Inverter

Gli inverter previsti dal progetto possiedono la certificazione di rispondenza alle normative di compatibilità elettromagnetica (EMC) ((CEI EN 50273 (CEI 95-9), CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65), CEI EN 61000-2-2 (CEI 110-10), CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31), CEI EN 61000-3-3 (CEI 110-28), CEI EN 55022 (CEI 110-5), CEI EN 55011 (CEI 110-6). Le norme di cui trattasi garantiscono:

- i livelli armonici;
- i disturbi alle trasmissioni di segnale operate dal gestore di rete in sovrapposizione alla trasmissione di energia sulle sue linee;
- le variazioni di tensione e frequenza: la propagazione in rete di queste ultime è limitata dai relè di controllo della protezione di interfaccia asservita al dispositivo di interfaccia. Le fluttuazioni di tensione e frequenze sono causate per lo più dalla rete stessa;

Per quanto sopra si può affermare che i limiti relativi ai campi elettrici ed elettromagnetici sono garantiti e certificati dal costruttore dell'inverter.

### 14.4 Trasformatori

Il progetto prevede l'alloggiamento dei trasformatori BT/MT in scheltes, tali strutture sono sprovviste di pareti in cls (vedi capitolo 11.6), Il calcolo della fascia di rispetto per le varie unità di trasformazione si basa sulla metodologia semplificata indicata nel calcolo del DM 29/05/2008. La Distanza di Prima Approssimazione (D.P.A.) viene calcolata tramite la seguente formula:

$$DPA = 0,40942 \cdot \sqrt{I} \cdot x^{0,5241}$$

Nella quale:

- "I" è la corrente nominale al circuito secondario (BT) del trasformatore espressa in Ampère [A];
- "x" è il diametro reale dei cavi in uscita dal trasformatore espresso in metri [m].

Considerando a vantaggio di sicurezza la stazione di conversione e trasformazione nella quale si genera la potenza maggiore che risulta pari a 6097 MW (vedi tabella 6), la distanza di prima approssimazione risulta pari a 2,803 in quanto:

$$I = 5010 \text{ Amper}$$

$$x = 0,0114 \text{ m (11,4 mm)}$$

DPA di Calcolo 2,803 metri

DPA assunta 3 metri, in quanto in accordo con il paragrafo 5.1.2 della guida allegata al DM 29/05/08, la DPA assume il valore dell'intero immediatamente superiore rispetto alla distanza di prima approssimazione ottenuta dalla formula sopra riportata. Sarà pertanto previsto il mantenimento di tale fascia di rispetto dalle varie unità di trasformazione.

### 14.5 Cabine di Raccolta e parallelo

<p style="text-align: center;"><b>INGENIUM</b>  Studio di Ingegneria di Ciraci Francesco</p>	<p style="text-align: center;">PROGETTO “FV35” Comune di BRINDISI (BR) Relazione Campi Elettromagnetiti ed Elettrici</p>	<p style="text-align: center;">TUTURANO SOLAR PARK SRL</p>
--	--	--

A vantaggio di sicurezza si farà riferimento alla cabina di raccolta installata sul sub – campo 5, in quanto è la cabina che raccoglie la potenza maggiore (vedi capitolo 20.10.2 della relazione tecnica generale e descrittiva).

$I = 8116$  Amper

$x = 0,0114$  m (16 mm)

DPA di Calcolo 4,22 metri

DPA assunta 5 metri, in quanto in accordo con il paragrafo 5.1.2 della guida allegata al DM 29/05/08, la DPA assume il valore dell'intero immediatamente superiore rispetto alla distanza di prima approssimazione ottenuta dalla formula sopra riportata. Sarà pertanto previsto il mantenimento di tale fascia di rispetto dalle varie unità di trasformazione.

## 14.6 Circuiti BT

I circuiti di potenza in bassa tensione collegano le string box agli inverter e i DC/DC agli inverter o al sistema di accumulo. La buona esecuzione vuole che i cavi di diversa polarizzazione (positivo e negativo) viaggino sempre a contatto. In tal modo, il campo magnetico statico prodotto dal conduttore in un punto esterno viene annullato reciprocamente.

Di seguito viene comunque riportata la metodologia per il calcolo del campo magnetico, a vantaggio di sicurezza si farà riferimento al circuito con corrente massima, che è pari a 360 A.

Il campo magnetico generato dal cavo percorso da corrente può essere calcolato tramite la legge di Biot-Savart, trattasi di una formulazione ideale applicabile per tratti nei quali la distanza  $d$  è molto inferiore alla lunghezza complessiva del cavidotto, coerentemente con il caso in esame.

$$B(d) = \frac{\mu_0 I}{2\pi d}$$

Dove:

- $B(d)$  è l'intensità del campo magnetico espressa in Tesla;
- $d$  è la distanza dal conduttore espressa in metri = 1 metro;
- $I$  è la portata di corrente che percorre il conduttore espressa in Ampere = 360 A;
- $\mu$  è la permeabilità magnetica del vuoto =  $1,26 \mu$

Il campo calcolato a livello del piano campagna, considerando una profondità di posa del cavidotto pari ad almeno 1 cm, risulta pari a  $72 \mu\text{T}$  largamente inferiore al limite normativo pari a  $40.000 \mu\text{T}$ .

## 14.7 Elettrodotti in MT di connessione tra le unità di trasformazione dei sottocampi e la cabina di raccolta

Considerando a vantaggio di sicurezza la stazione di conversione e trasformazione nella quale si genera la potenza maggiore che risulta pari a 6097 MW, si calcola la distanza di prima approssimazione per il cavidotto più sfavorito.

<p style="text-align: center;"><b>INGENIUM</b>  Studio di Ingegneria di Ciraci Francesco</p>	<p style="text-align: center;">PROGETTO "FV35" Comune di BRINDISI (BR) Relazione Campi Elettromagnetiti ed Elettrici</p>	<p style="text-align: center;">TUTURANO SOLAR PARK SRL</p>
--	--	--

Ai sensi della norma CEI 106-11 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (art. 6). Parte I", il campo magnetico indotto da tre conduttori unipolari può essere stimato sulla base della formula semplificata:

$$B = 0,1 \cdot \sqrt{6} \cdot \frac{S \cdot I}{D^2}$$

dove:

"I" è la corrente circolante nel conduttore espressa in ampere [A] = 134;

- "S" è la distanza tra le fasi che, in analogia a quanto previsto dal DM 29/05/2008, può essere considerata pari al diametro esterno dei cavi (conduttore + isolante) [m] = 0,0428;

- "D" è la distanza del punto nel quale si desidera valutare il valore di campo magnetico indotto [m] = 1.

In queste condizioni B è pari a 1,4  $\mu$ T.

#### **14.8 Elettrodotti interrati in MT di connessione tra l'impianto agrivoltaico e la sottostazione di utenza**

Il tratto di cavidotto che collega le cabine di raccolta alla sottostazione MT/AT (30/150 kV) è realizzato con una doppia terna di cavi intrecciati ad elica tipo ARE4H5EX con sezione pari a 185 mm<sup>2</sup> ciascuno. Il tracciato ha una distanza ridotta pari a 6600 e 7300, rispettivamente per il gruppo 1 e 2 (Vedi paragrafo 20.12.2 della relazione generale). Al fine della determinazione del campo elettromagnetico, per cavidotti così fatti, si richiama il paragrafo 3.2 dell'allegato al DM 29/05/2008, nel quale viene riportato che per le linee in MT in cavo cordato ad elica (interrate o aeree) non si applica la metodologia di calcolo prevista, in quanto le fasce di rispetto associabili hanno ampiezza ridotta e inferiori alle distanze previste dal Decreto Interministeriale n.449/88 e dal decreto del Ministero dei Lavori Pubblici del 16 gennaio 1991. Difatti una terna di cavi avvolti sfasati di 120°, come nel caso di specie, percorsi da corrente alternata generano un campo elettromagnetico complessivo pressoché nullo in quanto il campo generato dal singolo conduttore si somma con quello degli altri due annullandosi, in quanto grandezze vettoriali.

Per determinare le fasce di rispetto degli elettrodotti e della cabina elettriche previste nel progetto è stato preso come riferimento il documento pubblicato da Enel Distribuzione "Linee guida per il calcolo della distanza di prima approssimazione (DPA) da linee e cabine elettriche".

#### **14.9 Elettrodotto interrato in AT a 150 kV di connessione la sottostazione di utenza e la stazione elettrica di TERNA.**

Di seguito si riporta la determinazione della portata del conduttore di fase dell'elettrodotto interrato in AT 150 kV. La potenza in campo alternato massima dell'impianto Agrivoltaico della proponente è pari a 18,74 Mw, la corrente di esercizio deve essere però calcolata considerando la potenza complessiva degli impianti delle società di cui all'accordo di condivisione pari a 252,763 Mw, se ne desume pertanto la corrente Ib di esercizio

<p style="text-align: center;"><b>INGENIUM</b> Studio di Ingegneria di Ciraci Francesco</p>	<p style="text-align: center;">PROGETTO "FV35" Comune di BRINDISI (BR) Relazione Campi Elettromagnetiti ed Elettrici</p>	<p style="text-align: center;">TUTURANO SOLAR PARK SRL</p>
---	--	--

$$I_b = P_n / (V_n \times 1,73 \times \cos\varphi) = 252.763.000 / (150.000 \times 1,73 \times 1) = 973 \text{ A}$$

Dove:

- $I_b$  = corrente che attraversa il cavo;
- $P_n$  = Potenza nominale degli impianti (252,763 MW)
- $V_n$  = Tensione nominale di impianto (150.000 V)
- $\cos\varphi = 1$

La caduta di tensione risulta pari a  $\sqrt{3} \times \text{Corrente} \times (\text{Lunghezza del filo} \times \text{Resistenza} / 1000)$  Caduta di tensione DV = 24 Volt, pari al 0,07 % (trascurabile)

L'elettrodotto proposto sarà realizzato tramite cavi in alta tensione per posa interrata di ultima generazione con tipologia di isolamento realizzato in XLPE (polietilene reticolato). Questa tipologia di cavi risulta particolarmente compatta, permette elevate capacità di trasporto ed infine non presenta problemi di carattere ambientale.

Infatti, a differenza dei cavi in alta tensione di prima generazione il cui isolamento avveniva a mezzo di olio fluido, questa nuova tecnologia presenta il vantaggio di non richiedere apparecchiature idrauliche ausiliarie necessarie per l'espansione e il rabbocco del fluido dielettrico, con semplificazione dell'esercizio e l'annullamento di perdite di fluidi nei terreni circostanti, da cui la garanzia della massima compatibilità ambientale.

La tipologia di cavo in questione è inoltre caratterizzata da un isolante a basse perdite dielettriche.

La figura che segue mostra uno schema di sezione tipo per questa tipologia di cavi.

La protezione dai campi elettromagnetici indotti dal collegamento in alta tensione tra la sottostazione di utenza e la stazione elettrica di Terna, è stata verificata secondo l'approccio e le disposizioni del D.P.C.M. dell'8 luglio 2003, "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti", nonché della "Metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti", approvata con DM 29 maggio 2008.

Per "fasce di rispetto" si intendono quelle definite dalla Legge 22 febbraio 2001 n° 36, ovvero il volume racchiuso dalla curva isolivello a 3 microtesla, all'interno delle quali non è consentita alcuna destinazione di edifici ad uso residenziale, scolastico, sanitario, ovvero un uso che comporti una permanenza superiore a 4 ore della popolazione, da determinare in conformità alla metodologia di cui al D.P.C.M. 08/07/2003. Tale DPCM prevede (art. 6 comma 2) che l'APAT (ora ISPRA), sentite le ARPA, definisca la metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto con l'approvazione del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Con Decreto 29 maggio 2008 il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha approvato la metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti.

Al fine di semplificare la gestione territoriale e il calcolo delle fasce di rispetto, il Decreto 29 Maggio 2008 sopra citato prevede che il gestore debba calcolare la distanza di prima approssimazione, definita come "la distanza in pianta sul livello del suolo, dalla proiezione del centro linea, che garantisce che ogni punto la cui proiezione al suolo disti dalla proiezione del centro linea più di  $D_{pa}$  si trovi all'esterno delle fasce di rispetto".

Tale decreto prevede per il calcolo della  $D_{pa}$  l'utilizzo della configurazione spaziale dei conduttori, geometrica e di fase che forniscono il risultato più cautelativo; a tal proposito si riporta di seguito il calcolo della Distanza di prima approssimazione dell'elettrodotto proposto in progetto:

<b>INGENIUM</b> Studio di Ingegneria di Ciraci Francesco	<b>PROGETTO</b> “FV35” Comune di BRINDISI (BR) Relazione Campi Elettromagnetiti ed Elettrici	<b>TUTURANO SOLAR PARK SRL</b>
--	---	--------------------------------

Lo schema di posa in progetto è di tipo a trifoglio come rappresentato nella figura n.18 seguente:

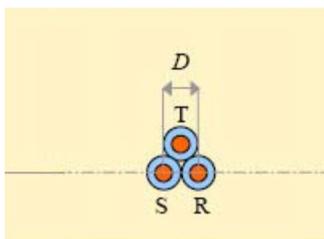


Immagine 38

Di seguito si riportano i limiti dell'intensità di campo elettrico e di induzione magnetica previsti per legge:

Frequenza 50 Hz	Intensità di campo elettrico E (kV/m)	Induzione Magnetica B (μT)
<b>Limite di esposizione *</b> (da non superare mai)	<b>5</b>	<b>100</b>
<b>Valore di attenzione **</b> (da non superare in ambienti abitativi già esistenti e comunque nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a 4 ore)	-	<b>10</b>
<b>Obiettivo di qualità **</b> (da non superare per i nuovi elettrodotti o le nuove abitazioni in prossimità di elettrodotti esistenti)	-	<b>3</b>

\* Valori efficaci

\*\*Mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio

Tabella 11

Si riporta di seguito l'andamento della fascia di rispetto e della relativa Distanza di Prima Approssimazione relativa all'opera proposta in progetto, quindi elettrodotto a una singola terna di cavi a 150 kV posati a trifoglio (tab. 12):

<b>SINGOLA TERNA CON CAVI POSATI A TRIFOGLIO</b>	
<b>PROFONDITA' DI POSA</b>	<b>1,4 METRI</b>
<b>CORRENTE</b>	<b>973 A</b>
<b>DIAMETRO ESTERNO</b>	<b>106,4 mm</b>
<b>SEZIONE CONDUTTORE</b>	<b>1600 mm<sup>2</sup></b>

Tabella 12

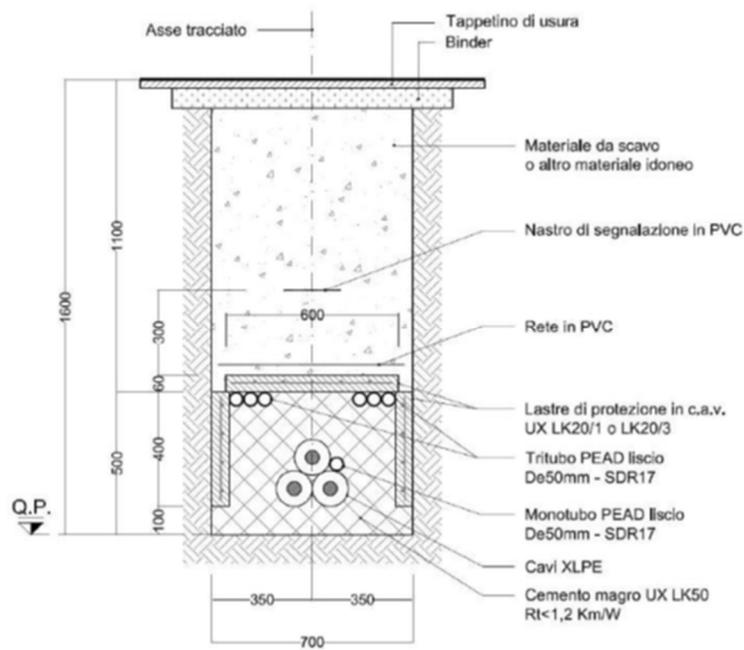


Immagine 39

Il calcolo che segue è stato implementato secondo la guida CEI 106-11 che propone una serie di formule analitiche approssimate, applicabili senza l'uso di software, che permettono il calcolo immediato dell'induzione magnetica ad una data distanza dal baricentro dei conduttori della linea elettrica. Dette formule sono molto utili per effettuare analisi piuttosto precise e soprattutto immediate delle fasce di rispetto.

La formula da applicare per linea in cavo interrato con cavi unipolari posati a trifoglio è la stessa utilizzata per le linee aeree con conduttori a triangolo:

$$B = \frac{P \cdot I}{R^2} \cdot 0,1 \cdot \sqrt{6} \quad [\mu\text{T}]$$

dove P [m] è la distanza fra i conduttori disposti ai vertici di un triangolo (in caso di distanze differenti, P diventa la media delle distanze fra i tre conduttori), I [A] è la corrente, simmetrica ed equilibrata, che attraversa i conduttori, R [m] è la distanza dal baricentro dei conduttori alla quale calcolare l'induzione magnetica B (la formula è valida per  $R \gg P$ ). Rovesciando la logica, è anche possibile calcolare la distanza R' dal baricentro dei conduttori, alla quale l'induzione magnetica si riduce al valore dell'obiettivo di qualità di  $3 \mu\text{T}$ :

$$R' = 0,286 \cdot \sqrt{P \cdot I} \quad [\text{m}]$$

Invece della distanza dal baricentro è fondamentale conoscere la distanza dall'asse della linea a livello del suolo ( $h=0$ )  $R_0$  (figura), oltre la quale l'induzione magnetica scende al di sotto dell'obiettivo di qualità di  $3 \mu\text{T}$  (d è la profondità di posa):

$$R_0 = \sqrt{0,082 \cdot P \cdot I - d^2} \quad [\text{m}]$$

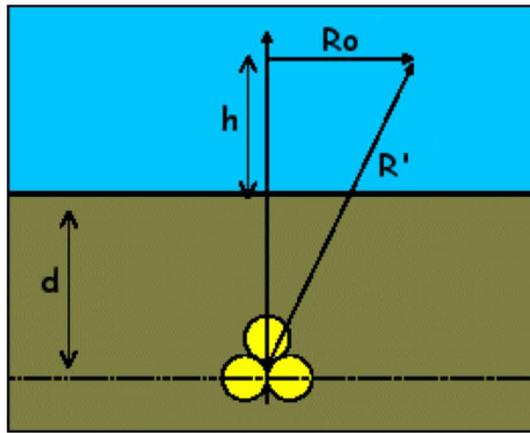


Immagine 40

Il calcolo analitico è stato eseguito con l'ausilio di un foglio di calcolo appositamente implementato.

K	P (m)	I (A)	R' (m)	
0,286	0,106	199,64	1,32	
k	P (m)	I (A)	d (m)	Ro (m)
0,082	0,106	973	1,4	2,55

Tabella 13

Di seguito si riporta la rappresentazione grafica di R' pari a 2,90 metri e R0 pari a 2,55 metri, che ne prova la correttezza dell'analisi.

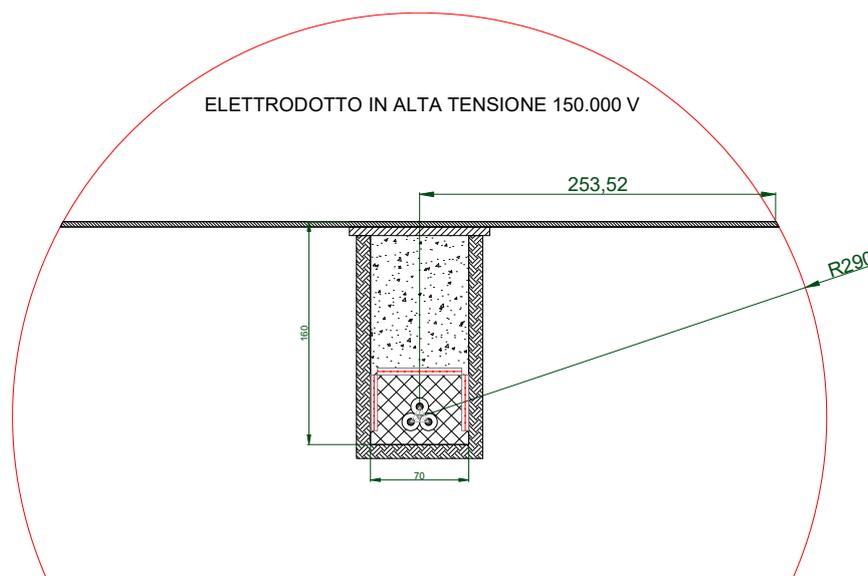


Immagine 41

Quanto sopra esaurisce la verifica in merito al campo magnetico, in merito alla verifica relativa al campo elettrico, si premette che la linea elettrica durante il suo normale funzionamento genera un campo elettrico ed un campo

<p style="text-align: center;"><b>INGENIUM</b>  Studio di Ingegneria di Ciraci Francesco</p>	<p style="text-align: center;">PROGETTO “FV35” Comune di BRINDISI (BR) Relazione Campi Elettromagnetiti ed Elettrici</p>	<p style="text-align: center;">TUTURANO SOLAR PARK SRL</p>
--	--	--

magnetico. Il primo è proporzionale alla tensione della linea stessa, mentre il secondo (come abbiamo rappresentato dalle analisi e dai calcoli sopra riportati) è proporzionale alla corrente che vi circola. Entrambi decrescono molto rapidamente con la distanza. Nel caso di cavi interrati, la presenza dello schermo e la relativa vicinanza dei conduttori delle tre fasi elettriche rende di fatto il campo elettrico nullo ovunque. Pertanto il rispetto della normativa vigente in relazione al campo elettrico in corrispondenza dei recettori sensibili è sempre garantito indipendentemente dalla distanza degli stessi dall'elettrodotto.

#### **14.10 Conclusioni sulla valutazione del campo magnetico e del capo elettrico**

I risultati ottenuti del calcolo delle fasce di rispetto sono i seguenti:

Per i moduli fotovoltaici non è necessario assumere alcuna DPA in quanto gli elettrodotti sono percorsi da corrente continua di bassa entità;

Per le batterie costituenti il sistema BESS e la distribuzione di collegamento non è necessario assumere alcuna DPA in quanto gli elettrodotti sono percorsi da corrente continua, accoppiati per poli opposti e interrati alla profondità adeguata;

Nel caso delle unità di conversione CC/CA (inverter) non è necessario assumere alcuna DPA in quanto le apparecchiature scelte sono dotate delle opportune certificazioni di compatibilità elettromagnetica;

Nel caso delle unità di trasformazione BT/MT dei sottocampi, la DPA si può assumere pari a 3 m;

Per le linee MT relative alle connessioni tra le varie unità di trasformazione MT e le cabina di parallelo e raccolta la DPA si può assumere pari a 0 m;

Per le linee MT relative alla connessione tra le cabina di raccolta MT e la sottostazione MT/AT la DPA è pari a 0 in quanto la connessione è realizzata con conduttori ad elica continua;

Per la linea AT tra la sottostazione e la stazione Terna la DPA è pari a 3 metri;

Entro le distanze DPA sopra riportate non sono presenti recettori.

Per quanto analizzato, si può dunque concludere che non sono previsti impatti elettromagnetici significativi riconducibili al funzionamento dell'impianto.

In conclusione dalle valutazioni effettuate si conferma che i tracciati degli elettrodotti oggetto della seguente proposta progettuale sono stati studiati in modo da rispettare il limiti previsti dal DPCM 8 luglio 2003:

- il valore del campo elettrico è sempre inferiore al limite fissato in 5kV/m
- il valore del campo di induzione magnetica, in corrispondenza dei punti sensibili (abitazioni, aree in cui si prevede una permanenza di persone per più di 4 ore nella giornata) è sempre inferiore a 3  $\mu$ T.

#### **14.11 Presenza di persone nell'impianto**

L'impianto in progetto non richiede presenza costante di personale in prossimità delle cabine di conversione e trasformazione e ne in prossimità delle cabine di raccolta, durante il normale funzionamento, le funzioni elettromeccaniche saranno comandate a distanza. Gli impianti delle apparecchiature elettromeccaniche saranno conformi alle normative in vigore in termini di protezione ed emissione di campi elettromagnetici.

<p style="text-align: center;"><b>INGENIUM</b>  Studio di Ingegneria di Ciraci Francesco</p>	<p style="text-align: center;">PROGETTO “FV35” Comune di BRINDISI (BR) Relazione Campi Elettromagnetiti ed Elettrici</p>	<p style="text-align: center;">TUTURANO SOLAR PARK SRL</p>
--	--	--

Non saranno presenti apparecchiature che introducono problematiche particolari in termini di emissione di onde elettromagnetiche e/o radiazioni non ionizzanti. Il personale sarà presente solo saltuariamente per controlli e quindi con permanenze limitate. Non saranno previsti interventi che comportino una permanenza superiore alle 4 ore.

Le fasi di manutenzione si svolgeranno ad impianto fermo, pertanto in assenza di tensione e corrente e quindi anche in assenza di campi elettromagnetici, pertanto il personale non sarà esposto a rischi specifici.

#### **14.12 Aree impegnate**

In merito all'interessamento di aree da parte dell'elettrodotto, si possono individuare, con riferimento al Testo Unico sugli espropri, le Aree Impegnate, cioè le aree necessarie per la sicurezza dell'esercizio e manutenzione dell'elettrodotto.

Il vincolo preordinato all'asservimento coattivo sarà invece apposto sulle “aree potenzialmente impegnate” (previste dalla L. 239/04), che equivalgono alle “zone di rispetto” di cui all'articolo 52 quater, comma 6, del Decreto Legislativo 27 dicembre 2004, n. 330, all'interno delle quali poter inserire eventuali modeste varianti al tracciato dell'elettrodotto senza che le stesse comportino la necessità di nuove autorizzazioni.

L'ampiezza delle zone di rispetto (ovvero aree potenzialmente impegnate) sarà in funzione del progetto e del livello di tensione dell'elettrodotto. In considerazione di motivazioni derivanti da aspetti di carattere tecnico realizzativi, l'estensione delle fasce di rispetto sarà di circa 4 m lungo l'asse ortogonale all'elettrodotto; ai fini dell'apposizione del vincolo preordinato all'asservimento coattivo si faccia riferimento alle planimetrie allegate alla presente dove è riportata la posizione dell'elettrodotto in progetto con evidenziata l'Area Potenzialmente Impegnata.

Pertanto, ai fini dell'apposizione del vincolo preordinato all'asservimento coattivo, le “aree potenzialmente impegnate” coincidono con le “zone di rispetto”; di conseguenza i terreni ricadenti all'interno di dette zone risulteranno soggetti al suddetto vincolo.

In fase di progetto esecutivo dell'opera si procederà alla delimitazione delle aree effettivamente impegnate dalla stessa con conseguente riduzione delle porzioni di territorio soggette a vincolo preordinato all'asservimento coattivo.

Per le opere ricadenti in “legge obiettivo” (procedura ai sensi del D. Lgs.190/02) le aree impegnate si intendono estendersi al concetto di aree potenzialmente impegnate, alla luce delle successive norme sopra richiamate.

Ceglie Messapica

20/06/2024

Ing. Ciraci Francesco