




SCALA	SEDE PROGETTO		FORMATO	
N.A.	CAGLIARI		A4	
REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	Novembre 2023	Ing. S. Matta	Innova Service S.r.l.	SKI 40 S.r.l.
DATA	TIPO DI EMISSIONE			
Novembre 2023	Prima Emissione			
Proponente - Sviluppo progetto FV: SKI 40 S.r.l. Via Caradosso n. 9 - Milano (MI) P.IVA 11584400961 			Studio di progettazione LA SIA S.p.a. Viale L. Schiavonetti, 28600173-Roma (RM) P.IVA 08207411003 	
PROGETTO Progetto Definitivo per la realizzazione di un impianto agrivoltaico denominato “Mogoro Agrisolare” della potenza di picco di 65’902,20 kW + BESS, ubicato nel Comune di Mogoro (OR), e relative opere di connessione alla RTN				
TITOLO ELABORATO RELAZIONE TECNICA IMPIANTI ELETTRICI				
Coordinamento Progettisti INNOVA SERVICE S.r.l. Via Santa Margherita, 4 - 09124 Cagliari (CA) P.IVA 03379940921, PEC: innovaserviceca@pec.it 				
GRUPPO DI LAVORO: per INNOVA SERVICE S.r.l. Giorgio Roberto Porpiglia – Architetto Silvio Matta - Ingegnere Elettrico Aurora Melis – Geometra			per La SIA S.p.A. Riccardo Sacconi – Ingegnere Civile Antonio Dedoni – Ingegnere Idraulico Alberto Mossa – Archeologo Simone Manconi – Geologo Franco Milito - Agronomo Francesco Paolo Pinchera - Biologo Rita Bosi – Agronomo	
NOME ELABORATO REL_TC_EL				REV 00

SOMMARIO

1)	<u>PREMESSA</u>	5
2)	<u>UBICAZIONE DELL'IMPIANTO</u>	6
	INQUADRAMENTO TERRITORIALE	6
	INQUADRAMENTO CATASTALE	7
3)	<u>DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO</u>	8
4)	<u>IMPIANTO DI CONNESSIONE ALLA RTN:</u>	9
5)	<u>IMPIANTO DI ACCUMULO:</u>	11
6)	<u>IMPIANTO FOTOVOLTAICO:</u>	13
	CARATTERISTICHE PROGETTUALI	13
	COMPONENTI PRINCIPALI DELL'IMPIANTO	16
	MODULI FOTOVOLTAICI	16
	STRUTTURE DI SOSTEGNO PER I PANNELLI FV (TRACKER)	17
	SISTEMA DI PUNTAMENTO DEI TRACKER	19
	SISTEMA DI CONVERSIONE DC/AC (INVERTER)	19
	VERIFICHE SUI SISTEMI DI CONVERSIONE DC/AC (INVERTER)	20
	TRASFORMATORI DI POTENZA	21
	CABINE DI RACCOLTA DI AREA	21
	CABINA DI RACCOLTA GENERALE	22
	SISTEMI DI MISURA	23
	QUADRI ELETTRICI IN BT	23
	QUADRI ELETTRICI IN MT	23
	CAVI IN CORRENTE ALTERNATA – MT	24
	CAVI IN CORRENTE ALTERNATA – BT	25
	CAVI IN CORRENTE CONTINUA – BT	25
	CAVIDOTTI	25
	DISPOSITIVI DI PROTEZIONE	26
	DISPOSITIVO GENERALE [DG]	27
	DISPOSITIVO DI INTERFACCIA [DDI]	27
	DISPOSITIVI DEI GENERATORI [DDG]	27
	CONTRIBUTO ALLA CORRENTE DI CORTO CIRCUITO	28
	SERVIZI AUSILIARI	28
	IMPIANTO DI CONTROLLO E SUPERVISIONE	28

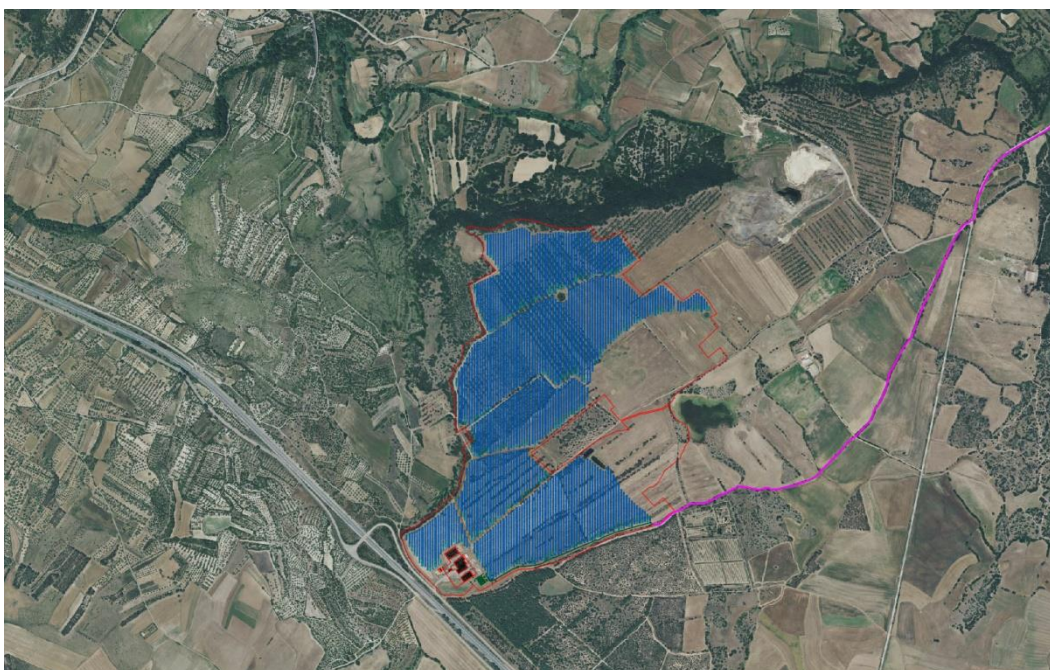
7)	SICUREZZA DELL'IMPIANTO	29
	SICUREZZA ELETTRICA	29
	PROTEZIONE DA SOVRACORRENTI SUL LATO CC	29
	PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI LATO CC	29
	PROTEZIONE DAI SOVRACORRENTI SUL LATO CA	30
	PROTEZIONE DAI CONTATTI ACCIDENTALI SUL LATO CA	30
	RETE DI TERRA	30
	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE	31
	PREVENZIONE INCENDI	31
	PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI	31
	IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE E DI VIDEOSORVEGLIANZA	32
8)	IRRAGGIAMENTO SOLARE E STIMA DI PRODUCIBILITA'	33
9)	DIMENSIONAMENTI	38
10)	COLLAUDO, GESTIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO	38
11)	ASPETTI REALIZZATIVI - CRONOPROGRAMMA	39
12)	DISMISSIONE IMPIANTO	39
13)	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	40

1) PREMESSA

Il presente documento costituisce la Relazione Tecnico-descrittiva per gli IMPIANTI ELETTRICI del Progetto Definitivo per la realizzazione di un impianto **Fotovoltaico Agrisolare**, con potenza complessiva installata di **65'902.20 kWp**, potenza in Immissione su RTN pari a **62'400 kW**, e con un sistema di Accumulo dell'energia elettrica in forma elettrochimica (BESS) della potenza di **22.75 MW** ed energia pari a **182.00 MWh**, che sarà ubicato *in località 'Perdiana'*, nel territorio del Comune di Mogoro (OR).

L'impianto fotovoltaico è a tutti gli effetti una centrale per la produzione di energia elettrica in cui, a parte il lentissimo movimento delle strutture ad inseguimento (in questo caso particolare) su cui saranno montati i pannelli fotovoltaici, **non vi sono parti in movimento e non vi è necessità alcuna di approvvigionare l'impianto con materie prime** da trasformare in energia elettrica in quanto la stessa viene prodotta sfruttando la fonte inesauribile di energia che quotidianamente viene irraggiata dal sole. Questo fa sì che l'impianto abbia un impatto davvero minimo sull'ambiente in cui verrà installato, e permette inoltre, in questo caso e per questa tipologia, la coesistenza dello stesso con alcune attività di produzione agricola.

L'impianto sarà esercito in parallelo alla rete elettrica di distribuzione (RTN) in Alta Tensione di TERNA, poiché ad essa verrà collegato tramite apposito cavidotto, e l'energia prodotta sarà immessa in rete nel rispetto delle condizioni per la connessione definite nella soluzione tecnica minima generale (preventivo STMG).

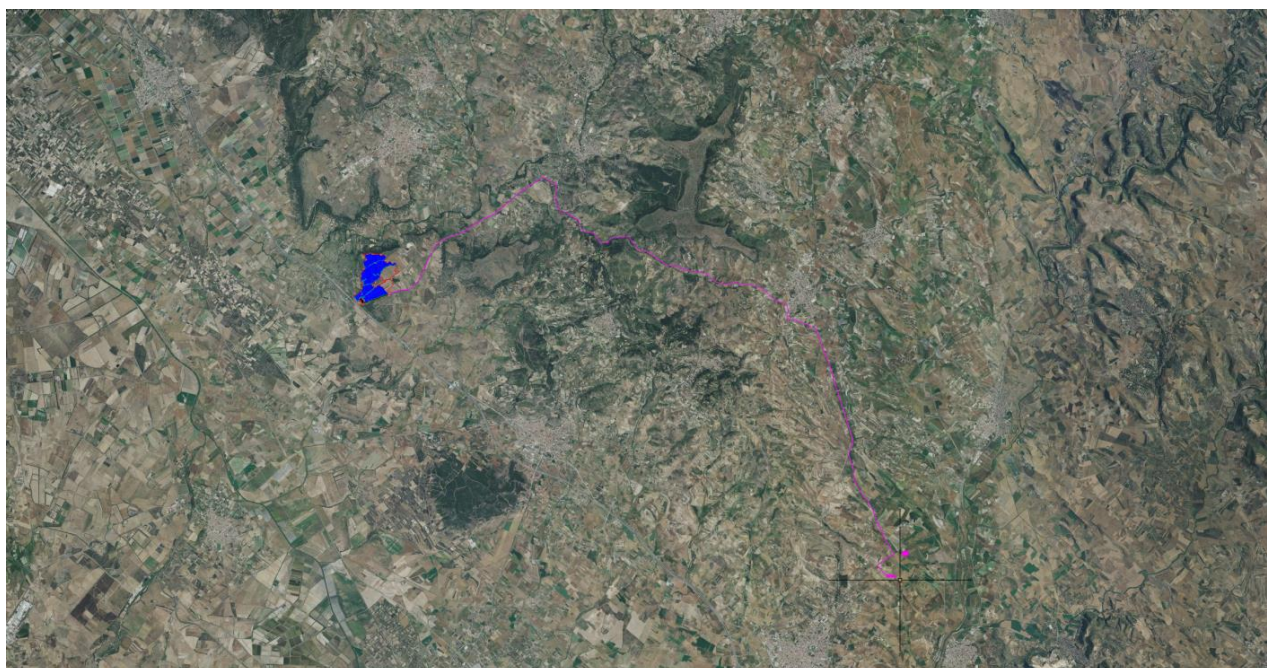
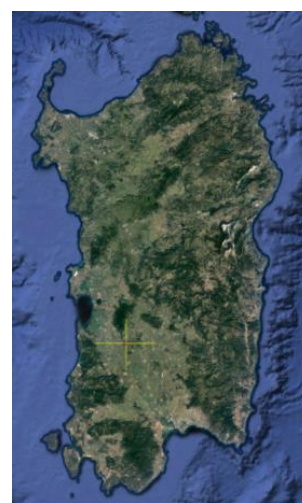


2) UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

INQUADRAMENTO TERRITORIALE

La posizione individuata per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico agrivoltaico in oggetto ricade presso una vasta area agricola nei pressi del Comune di Mogoro (OR), in località 'Perdiana', non distante dal centro abitato (circa 2,5 km); l'area dell'impianto ricopre una superficie complessiva di circa 449'968 metri quadrati, di cui una quota parte viene utilizzata anche per il posizionamento dei pannelli fotovoltaici e relative opere funzionali all'impianto di produzione dell'energia elettrica, e presenta le seguenti caratteristiche di identificazione geografica e tecniche:

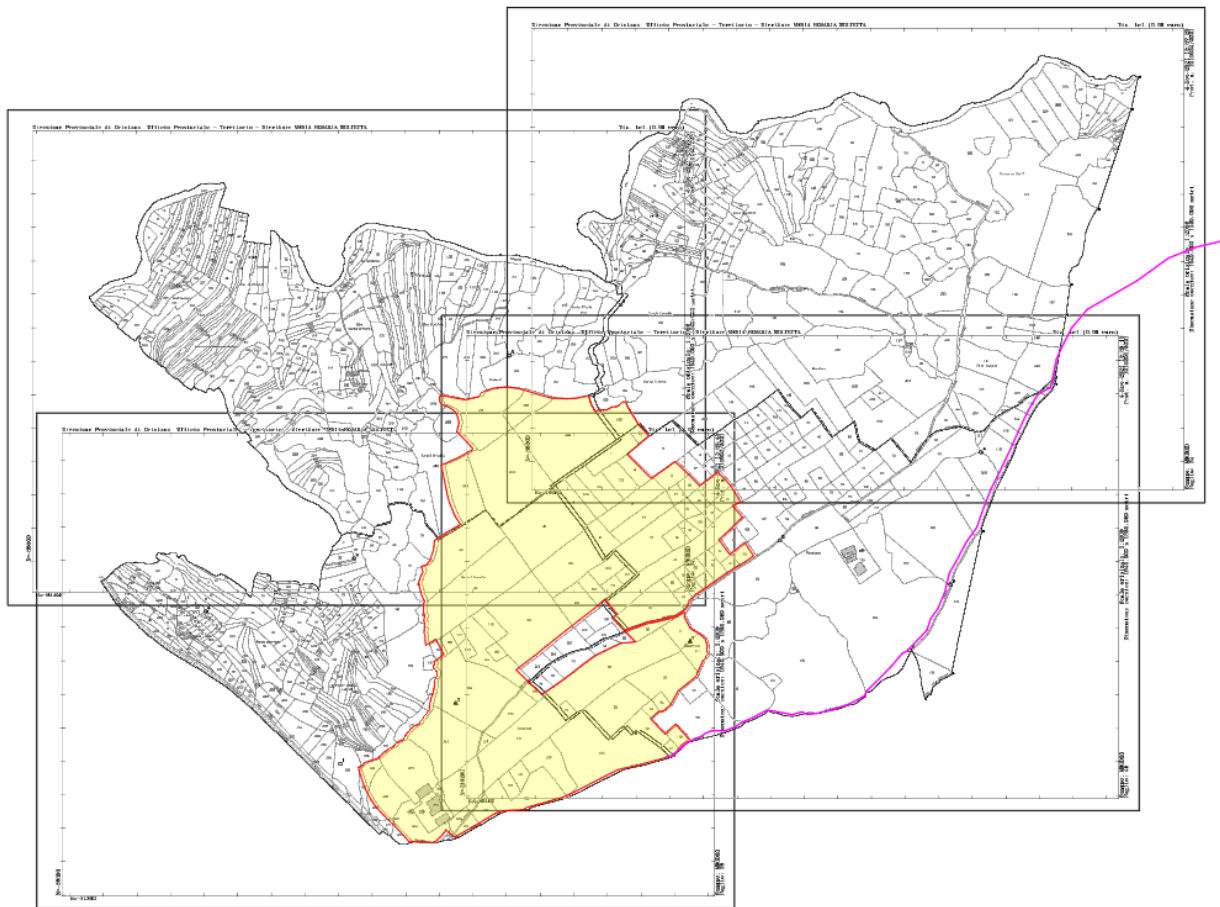
COORDINATE GEOGRAFICHE DEL SITO	
Latitudine (N):	39.6530859
Longitudine (E):	8.7691069
Quota s.l.m. (m):	124



DESCRIZIONE:	VALORE:	U.M.
Potenza complessiva installata:	65'902.20	kWp
Potenza in immissione alla RTN:	62'400.00	kW
Potenza in uscita dagli inverter (ac):	62'400.00	kW
Singolo pannello FV	710	Wp
Numero di pannelli FV installati:	92'820	
Numero di pannelli FV per stringa:	28	
Numero di Inverter utilizzati:	195	
Tipo/Potenza degli inverter utilizzati:	320, 0	kW
Tipologie di strutture utilizzate:	2x28P, 2x14P, 2x7P, 2x7P	
Distanza di Pitch:	9.5	m
Numero di Cabine di Raccolta interne:	23	
Numero di linee in MT interne:	5	
Sistema di Accumulo – Potenza:	22'750	kW
Sistema di Accumulo – Energia:	182'000	kWh
Tensione in uscita dagli inverter:	800	V
Tensione in uscita dalla Cabina di Consegna	30	V
Corrente in uscita dalla Cabina di Consegna	1'264.09	A
Lunghezza della linea di connessione stimata:	22'000	m

INQUADRAMENTO CATASTALE

L'area interessata dall'intervento è situata nella zona a sud del centro abitato di Mogoro (OR), su un insieme di terreni adiacenti e appartenenti ai fogli del Catasto Terreni del Comune di Mogoro (OR), come meglio illustrato anche nella relativa tavola di "Inquadramento Catastale – Piano Particellare" allegata al presente progetto. L'insieme dei terreni coinvolti va a delineare il perimetro dell'impianto fotovoltaico, così come qui sotto rappresentato.



3) DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO

L'impianto Fotovoltaico in progetto si compone di 3 parti principali, tra loro interconnesse elettricamente, ciascuna delle quali assolve a un compito ben specifico ed essenziale per il funzionamento complessivo dell'impianto, e ciascuna ha le sue specifiche caratteristiche:

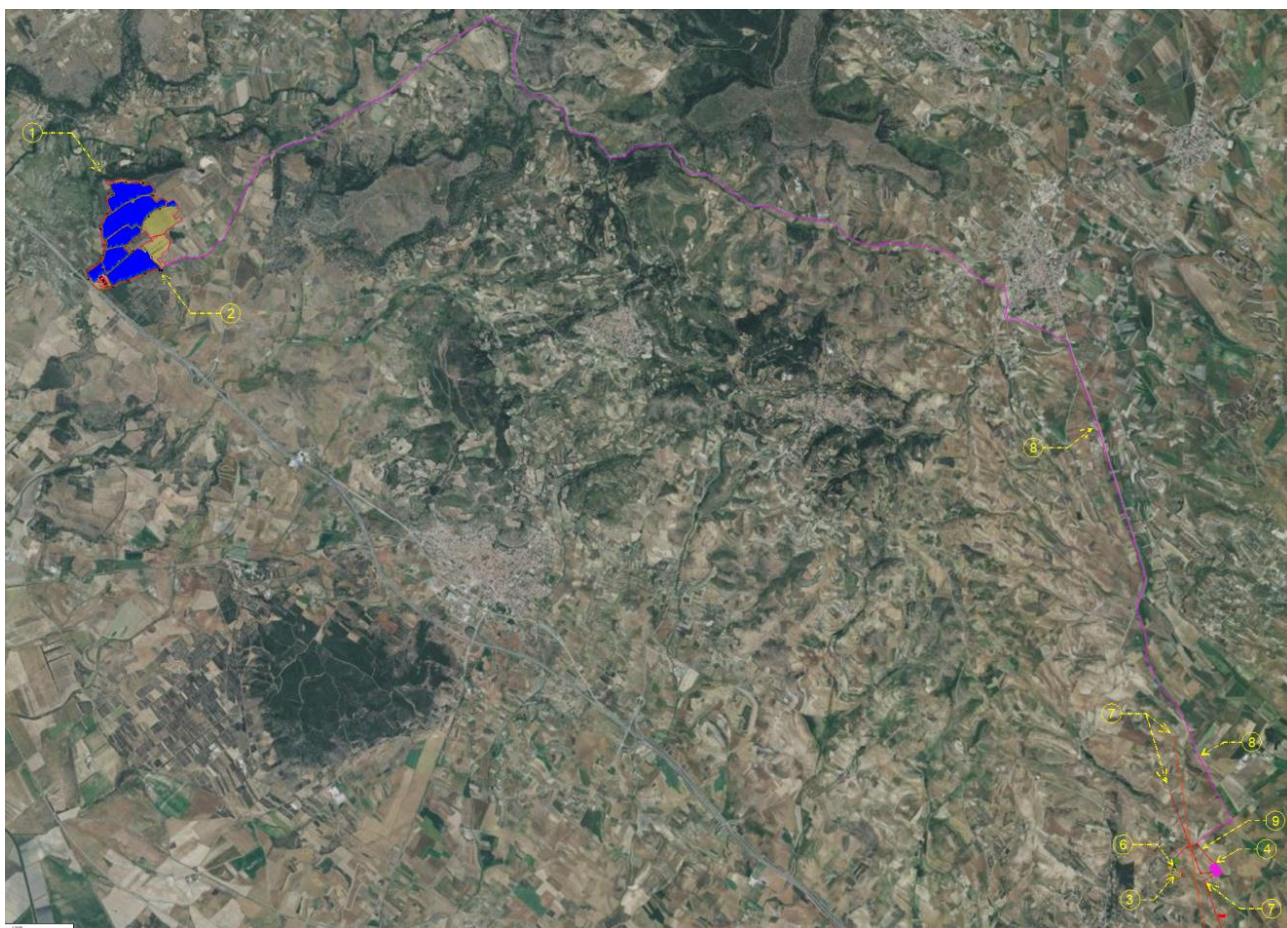
- IMPIANTO FOTOVOLTAICO (PANNELLI E CATENA DI TRASFORMAZIONE dc -> ac)
- IMPIANTO DI CONNESSIONE ALLA RTN (LINEA IN MT)
- IMPIANTO DI IMMAGAZZINAMENTO DI ENERGIA ELETTRICA (STORAGE / BESS)
















Andremo ora ad illustrare, in ordine inverso, ciascuna di queste sezioni.

4) IMPIANTO DI CONNESSIONE ALLA RTN:

L'energia elettrica prodotta dai pannelli FV viene veicolata e convogliata alla RTN tramite apposita linea di connessione in AT, della lunghezza di circa 22'000 metri, capace di **veicolare una potenza complessiva di 62'400 kW** ad una tensione di **30 kV**. La distanza stimata per il percorso di connessione, e dunque per il nuovo cavidotto di collegamento, è di circa 22 km.

Per tale impianto, secondo la STMG ricevuta e accettata (codice Terna: 202200330), per poter connettere il nuovo impianto FV alla RTN dovrà essere realizzata una linea di collegamento elettrico alla rete di distribuzione di TERNA tramite <<**collegamento in antenna a 36 kV di una futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione RTN 380/150/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN 380 kV "Ittiri - Selargius"**>>



	IMPIANTO FV		IMPIANTO FV		STAZIONE DI STEP-UP 30/150 kV
	Area Nuova S.E. TERNA		CABINA DI RACCOLTA GENERALE IMPIANTO FV		LINEA AEREA IN AT ESISTENTE
	Linea Aerea in AT esistente		AREA STORAGE		NUOVO PERCORSO DI CONNESSIONE - 30 kV (INTERRATO)
	Traliccio Linea Aerea in AT esistente		PUNTO DI CONNESSIONE ALLA RTN (S.E. TERNA)		NUOVO PERCORSO DI CONNESSIONE - 150 kV (INTERRATO)
	Percorso di Connessione		IPOTESI CONNESSIONE DELLA S.E. TERNA ALLA RTN ESISTENTE		
	Percorso di Connessione (Nuova Linea di connessione a 150 kV)				

Tuttavia, visto che ad oggi non risulta ancora essere ben definita la nuova S.E. di cui si parla nella STMG e a cui ci si dovrebbe collegare, al fine di poter comunque allacciare l'impianto che si presume potrebbe essere completato in tempi sensibilmente inferiori, la Società Proponente decide di presentare una soluzione alternativa per la linea di connessione di questo impianto fv alla RTN.

Pertanto la Società Proponente **sta predisponendo una richiesta di Modifica della STMG accettata**, al fine di **ottenere un allaccio a 150 kV** su una S.E. esistente, e realizzare la connessione del nuovo impianto fv alla RTN tramite una prima parte di linea interrata a 30 kV, una stazione di step-up , e un ultimo breve tratto di linea interrata a 150 kV per il collegamento alla S.E. TERNA esistente.

La cabina di step-up, con il compito di elevare la tensione della nuova linea da 30 a 150 kV, sarà ubicata in un'area distante circa 770 m (circa 450 in linea d'aria) dalla S.E. TERNA ipotizzata per la connessione alla RTN a 150 kV. Nell'area dedicata alla stazione di step-up sarà inoltre ubicato anche il sistema di storage.



Per ulteriori dettagli relativi all'esatto percorso dell'elettrodotto, alla stazione di step-up, all'area dell'impianto di storage e alle relative caratteristiche tecniche specifiche si rimanda ai rispettivi elaborati di progetto.

Per quanto appena illustrato, il livello di tensione previsto in uscita dall'impianto fotovoltaico in oggetto così come il livello di tensione previsto per la nuova linea interrata per la connessione alla RTN (almeno quello prima della stazione di step-up), è pari a **30 kV**.

Nello schema unifilare dell'impianto fotovoltaico in oggetto, per la sezione in MT, sono stati indicati tutti i dispositivi necessari -secondo quanto indicato dall'allegato A.02 del codice di rete - che sono stati previsti nella presente ipotesi di connessione iniziando da quelli che, dentro la Cabina di Raccolta Generale, ricevono le linee a 30 kV (MT) dalle diverse Cabine di Raccolta di Area, fino all'interruttore generale dell'impianto fv (e relativa protezione di interfaccia).

5) IMPIANTO DI ACCUMULO:

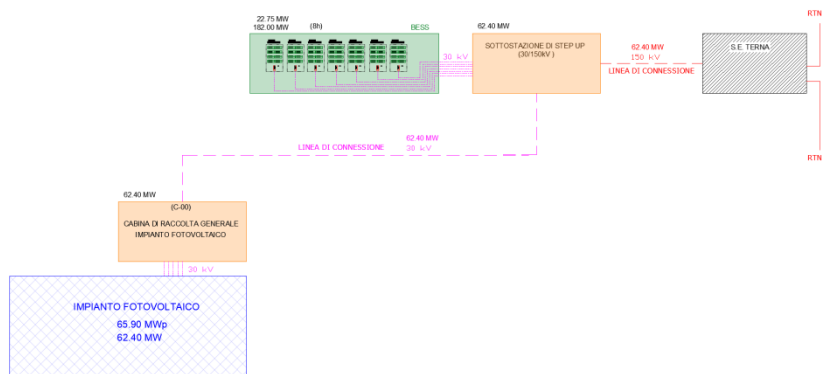
Il presente progetto prevede anche la realizzazione di un impianto di **accumulo di energia elettrica su batterie** (BESS – Battery Energy Storage System) **agli ioni litio**, con una potenza totale pari a **22.75 MW** e una capacità di immagazzinamento di **182.00 MWh**, che equivalgono alla capacità di erogare la massima potenza di accumulo per **8 ore**, o alla capacità di accumulare tale energia direttamente dall'impianto FV qualora la stessa non venisse convogliata in rete. Il sistema è di tipo modulare.

E' stata prevista una dislocazione delle apparecchiature di storage di tipo modulare per garantire la scalabilità/espansione e sfruttabilità dello stesso a seconda dei compiti che sarà chiamato a ricoprire: una prima parte dell'impianto sarà realizzato durante la realizzazione dell'impianto fotovoltaico Agrisolare, per una potenza complessiva pari a 2 moduli, ossia **6.50 MW** ed energia accumulabile di **52.00 MWh** (8h), mentre la seconda parte dell'impianto viene prevista in base a successive evoluzioni nelle scelte della Proponente, sempre nell'area indicata in aderenza alla stazione di step-up, con una potenza di **16.25 MW** ed energia di **130.00 MWh** (8h). L'area dedicata al sistema di accumulo permette pertanto una realizzazione modulare come descritto, sino alla massima potenza indicata.

Le aree indicate contengono le unità di potenza (gruppi inverter-trafo) e i container batterie, oltre ovviamente ai dispositivi ausiliari e ai cavidotti e connessioni necessarie per il corretto funzionamento dell'impianto stesso. I container batterie sono connessi ai relativi gruppi di potenza (PCS) tramite cavi in BT ove si ha tensione continua.

Lo storage si connette invece al resto dell'impianto tramite linee in MT a 30 kV su cavidotto interrato, facenti capo alle cabine indicate nei rispettivi elaborati di progetto.

Le aree individuate sono gestite con separazione dal resto dell'impianto fotovoltaico tramite recinzioni / barriere e, se necessario, potranno essere utilizzate delle tecniche di mitigazione visiva e di schermatura; la prima area viene separata tramite recinzione e distanziamento, mentre la seconda area in realtà dista circa 22 km dall'impianto fotovoltaico stesso, essendo in prossimità del punto di connessione alla RTN.



Il sistema viene concepito in maniera modulare per poter essere implementato in più tempi, in base alle reali esigenze di accumulo e alle politiche commerciali del Proponente, e la modularità può essere applicata in ciascuna delle due aree previste in progetto. Inizialmente si prevede di installare una potenza e una capacità di immagazzinamento di energia ridotte rispetto alla massima capacità indicata in progetto, con determinazione esatta dei parametri di potenza ed energia che sarà valutata in fase di progettazione esecutiva, ma mai superiore a quanto autorizzato.

Pertanto sono previste due unità modulari nell'area interna all'impianto fotovoltaico e **5 unità modulari** nell'area adiacente alla stazione di step-up secondo quanto indicato nella figura riportata sotto.



6) IMPIANTO FOTOVOLTAICO:

L'impianto Fotovoltaico del presente progetto è di tipo "grid-connected", con una potenza dei pannelli fotovoltaici installati pari a **65'902.20 kW_p**, una potenza in immissione alla RTN (P.O.I.) pari a a **62'400kW**, una producibilità di energia elettrica stimata in **85'975'391 kWh/anno** (vedi capitolo relativo alla producibilità) con una producibilità specifica di **1'304.59 kWh/KW_p**, e sarà dotato di un sistema di accumulo di tipo elettrochimico (BESS) della potenza di **22'750 kW** e con energia accumulata pari a **182'000 kWh**, che permette alla sezione di accumulo di erogare la piena potenza per 8 ore o di assorbire la massima potenza di produzione dell'impianto FV per circa 3 ore

CARATTERISTICHE PROGETTUALI

Date le notevoli dimensioni e la particolare conformazione dell'impianto, esso è stato elettricamente suddiviso in 23 aree, contenenti ciascuna una Cabina di Raccolta di Area (Power Station) e tra loro interconnesse tramite linee interrato con cavidotto in MT a 30 kV per il trasporto dell'energia verso la Cabina di Raccolta Generale, ubicata a nord dell'impianto. Sono previste 5 linee dorsali per il collegamento delle 23 Power Station tra loro e verso la Cabina di Raccolta Generale.

All'interno dell'area di impianto è prevista l'installazione di **92'820** pannelli fotovoltaici di tipo monocristallino bifacciale da **710 Wp**, montati su strutture di tipo mobile ad "Inseguitore Monoassiale" (Tracker), capaci di ruotare in modo da inseguire il movimento apparente del sole durante il trascorrere del tempo in ogni giornata, e garantendo pertanto un puntamento sempre ottimale dei pannelli verso il sole.

I Tracker saranno orientati con l'asse di rotazione della struttura lungo la direzione nord-sud, così da permettere ai pannelli stessi di inseguire la traiettoria del sole da est verso ovest, e vengono previsti in due diverse dimensioni che differiscono per il numero di pannelli fotovoltaici movimentati, e dunque per la sola lunghezza mentre restano identici per altezza da terra e angoli di rotazione.

I Tracker utilizzati sono in tre formati:

- Tracker 2x28 P, configurato per movimentare ciascuno n° 56 moduli fotovoltaici (2 stringhe);
- Tracker 2x14 P, configurato per movimentare ciascuno n° 28 moduli fotovoltaici (1 stringa);
- Tracker 2x7 P, configurato per movimentare ciascuno n° 14 moduli fotovoltaici (½ stringa);

I pannelli fotovoltaici saranno collegati elettricamente tra loro a formare le stringhe. In questo impianto, il particolare modello di inverter e il pannello fotovoltaico che sono stati scelti hanno delineato l'utilizzo di una stringa formata da 28 pannelli collegati in serie. Un numero elevato di pannelli ha inoltre il vantaggio di elevare la tensione di stringa e ridurre, di conseguenza, sia la corrente di stringa che le perdite sui relativi cavi in corrente continua.

Le stringhe saranno a loro volta connesse elettricamente agli ingressi degli inverter tramite cavi solari, appositi per corrente continua e per queste particolari installazioni. I collegamenti elettrici da ciascuna stringa al relativo inverter saranno posati su apposita canaletta a rete metallica, fissata alla struttura stessa in posizione appena sotto l'asse di rotazione del Tracker, così da essere anche protetta dall'irraggiamento

diretto. In alcuni tratti tuttavia, in cui si passa da una fila di tracker a quella successiva, i cavi andranno a passare su cavidotto interrato.

Gli inverter saranno disposti all'aperto, in posizione tale da ottimizzarne i collegamenti delle stringhe che vanno a raccogliere e dunque per quanto possibile saranno baricentrici rispetto alle aree servite.

A loro volta gli inverter saranno collegati al relativo quadro di raccolta BT, contenuto all'interno della Cabina di Raccolta di Area, tramite linee trifase (linea trifase pura) ad 800 V / 50 Hz che passeranno all'interno di cavidotti interrati, con profondità di posa di almeno 80 cm dal livello del suolo, secondo quanto indicato nelle relative tavole di progetto.

Le 23 "macro aree" in cui è stato suddiviso l'impianto sono "servite" ciascuna da una **Cabina di Raccolta di Area** di tipo compatto (Smart Transformer Station), prefabbricata e pre-assemblata, che al suo interno contiene tutti i dispositivi di sezionamento e protezione delle linee che gli arrivano dagli inverter di campo, i sistemi di controllo accessori e un trasformatore elevatore di tipo BT/MT da 0.8/30 kV necessario per adeguare i parametri di tensione e corrente in arrivo dagli inverter a valori più adatti per trasmettere su lunghe distanze la grande quantità di energia raccolta. La posizione di ciascuna cabina viene scelta, in analogia a quanto già detto per gli inverter di campo, in modo tale che risulti quanto più possibile baricentrica rispetto alle potenze elettriche da essa raccolte.

Infine le Cabine di Raccolta di Area saranno collegate tra loro tramite delle linee elettriche in MT a 30 kV, passanti su cavidotto interrato (dorsali interne all'impianto fv), e sono state raggruppate in modo da ottimizzare le potenze raccolte da ciascuna linea. Queste linee arriveranno alla **Cabina di Raccolta Generale** dell'impianto, nella quale saranno presenti i dispositivi di controllo e sezionamento generale dell'intero impianto fotovoltaico e dalla quale avrà origine la linea elettrica di connessione dell'impianto stesso alla RTN di TERNA.

A questa cabina giungeranno anche le linee che veicolano l'energia al sistema di accumulo.

La struttura dell'impianto fotovoltaico può essere riassunta dalla seguente tabella:

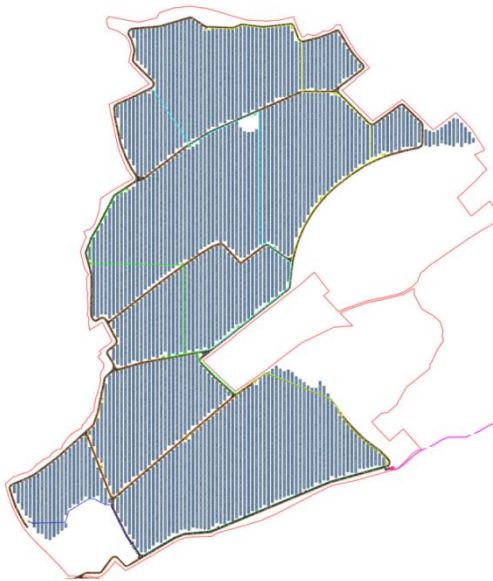
Impianto: MOGORO Agrivoltaico - Pann/stringa										Stringhe		Pannelli		Pot. Installata TOT		P Nominale (IN/OUT)		POI		Tensione OUT: Corrente OUT:		Storage: 22.75 MW		# Energia: 182.00 MWh		
Pitch = 9.5 m										710	28	3'315	92'820	65'902'200	65'902'200	5.61%	62'400'000	30'000	1'264.09							
Canadian Solar - BiHiKu 7-710 Wp 132 [2x(11x6)] cell-Bifacial Mono PERC										CABINA:										Stringhe	Pannelli	P IN	P OUT			
Tipo A	Pannello	Pann/string P-Str	Stringhe / INV	P IN Inverter	Tipo Inverter:	P OUT Inverter:	INV/TRAFO	P IN	Vin->Vout	P OUT	Cabine:															
	710	28	19'880	17	337'960 SG350HX	9	320'000	5.61%	9	3'041'640	1131.2 V _{in} ->800V _{out}	2'880'000	19	2'907	81'396	57'791'160	54'720'000									
Tipo B	Pannello	Pann/string P-Str	Stringhe / INV	P IN Inverter	Tipo Inverter:	P OUT Inverter:	INV/TRAFO	P IN	Vin->Vout	P OUT	Cabine:															
	710	28	19'880	17	337'960 SG350HX	9	320'000	5.61%	3	1'013'880	1131.2 V _{in} ->800V _{out}	960'000	4	204	5'712	4'055'520	3'840'000									
	710	28	19'880	17	337'960 SG350HX	9	320'000	5.61%	3	1'013'880	1131.2 V _{in} ->800V _{out}	960'000	4	204	5'712	4'055'520	3'840'000									
									6	2'027'760		1'920'000	4													
												23	3'315	92'820	65'902'200	62'400'000										

Le 23 cabine saranno tra loro collegate in gruppi, e servite da 5 linee in entra-esci che viaggiano su cavidotti interrati. Queste linee conferiranno l'energia raccolta alla Cabina di Raccolta Generale (C-00) ubicata a sud-est dell'impianto FV.

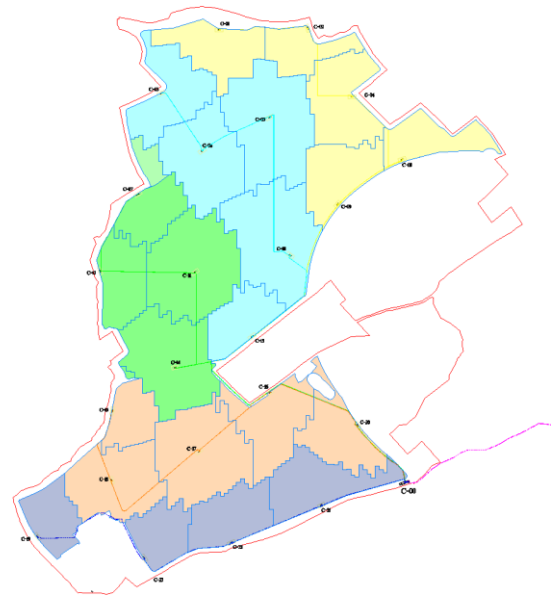
Da questa Cabina di Raccolta Generale avrà origine la linea di collegamento dell'impianto fv alla RTN, su uno stallo dedicato della S.E. TERNA, per i quali dettagli si rimanda ai relativi elaborati di progetto. Le planimetrie sottostanti illustrano, da sinistra a destra:

(1) il layout complessivo dell'impianto fotovoltaico in progetto;

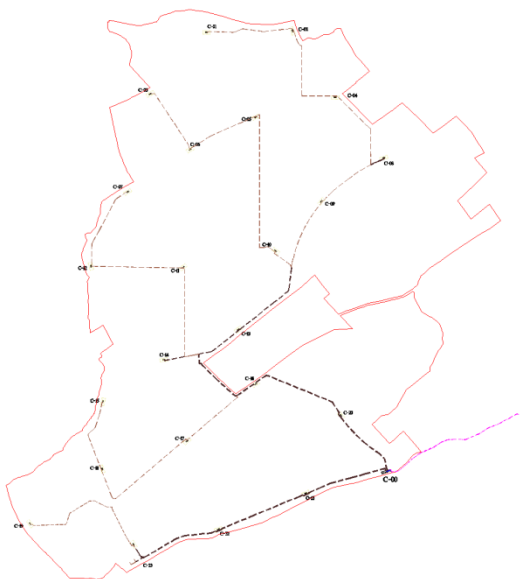
- (2) la suddivisione in 23 “Aree elettriche” (ciascuna delle quali è servita da una cabina di Area) e il raggruppamento di aree servite dalla stessa linea di trasporto in MT;
- (3) l’ubicazione delle cabine –ciascuna all’interno di una delle 23 aree in cui è stato suddiviso l’impianto - con i principali percorsi dei cavidotti (linee MT);
- (4) le 5 linee interne in MT, su cavidotto interrato, per il trasporto dell’energia verso la Cabina di Raccolta Generale (C-00).



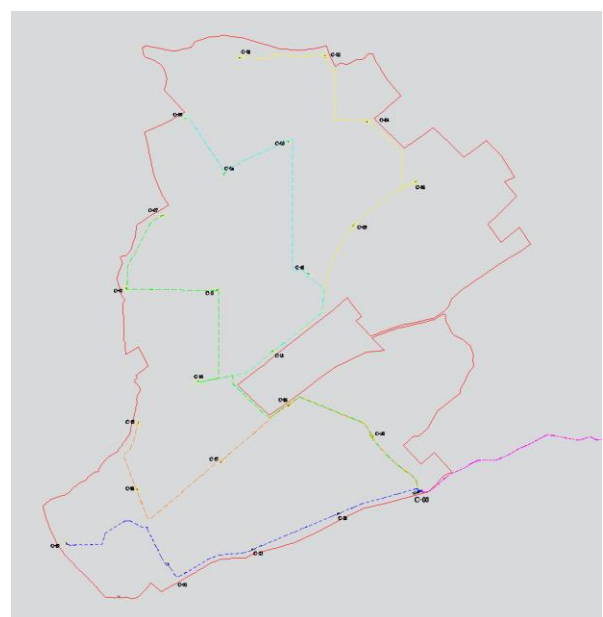
(1) LAYOUT IMPIANTO FV



(2) AREE ELETTRICHE



(3) CABINE E CAVIDOTTI MT



(4) LINEE MT

ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS7N-695TB-AG	695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%	
Bifacial Gain**	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	19.36 A	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	20.18 A	47.7 V	20.28 A	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	22.13 A	26.8%
CS7N-700TB-AG	700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%	
Bifacial Gain**	5%	735 W	40.0 V	18.39 A	47.9 V	19.41 A	23.7%
	10%	770 W	40.0 V	20.22 A	47.9 V	20.34 A	24.8%
	20%	840 W	40.0 V	21.01 A	47.9 V	22.19 A	27.0%
CS7N-705TB-AG	705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%	
Bifacial Gain**	5%	740 W	40.2 V	18.43 A	48.1 V	19.47 A	23.8%
	10%	776 W	40.2 V	20.27 A	48.1 V	20.39 A	25.0%
	20%	846 W	40.2 V	21.06 A	48.1 V	22.25 A	27.2%
CS7N-710TB-AG	710 W	40.4 V	17.59 A	48.3 V	18.59 A	22.9%	
Bifacial Gain**	5%	746 W	40.4 V	18.47 A	48.3 V	19.52 A	24.0%
	10%	781 W	40.4 V	20.32 A	48.3 V	20.45 A	25.1%
	20%	852 W	40.4 V	21.11 A	48.3 V	22.31 A	27.4%
CS7N-715TB-AG	715 W	40.6 V	17.63 A	48.5 V	18.64 A	23.0%	
Bifacial Gain**	5%	751 W	40.6 V	18.51 A	48.5 V	19.57 A	24.2%
	10%	787 W	40.6 V	20.36 A	48.5 V	20.50 A	25.3%
	20%	858 W	40.6 V	21.16 A	48.5 V	22.37 A	27.6%
CS7N-720TB-AG	720 W	40.8 V	17.67 A	48.7 V	18.69 A	23.2%	
Bifacial Gain**	5%	756 W	40.8 V	18.55 A	48.7 V	19.62 A	24.3%
	10%	792 W	40.8 V	20.41 A	48.7 V	20.56 A	25.5%
	20%	864 W	40.8 V	21.20 A	48.7 V	22.43 A	27.8%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C. Measurement uncertainty: ±3 % (Pmax).

** Bifacial Gain: The additional gain from the back 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

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +5 W
Power Bifaciality*	80 %

* Power Bifaciality = $P_{max_{rear}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{rear}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC. Bifaciality Tolerance: ± 5 %

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

Canadian Solar MSS (Australia) Pty Ltd.

333 Drummond Street, Carlton VIC 3053, Australia, sales.au@csisolar.com, www.csisolar.com/au

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-695TB-AG	525 W	37.6 V	13.97 A	45.1 V	14.87 A
CS7N-700TB-AG	528 W	37.8 V	14.00 A	45.3 V	14.91 A
CS7N-705TB-AG	532 W	37.9 V	14.03 A	45.5 V	14.95 A
CS7N-710TB-AG	536 W	38.1 V	14.06 A	45.7 V	14.99 A
CS7N-715TB-AG	540 W	38.3 V	14.09 A	45.8 V	15.03 A
CS7N-720TB-AG	544 W	38.5 V	14.12 A	46.0 V	15.07 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2/XY, PV-KBT4-EVO2/XY (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2A/xy, PV-KBT4-EVO2A/xy (IEC 1500V)
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	561 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.30 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



Strutture di sostegno per i pannelli FV (Tracker)

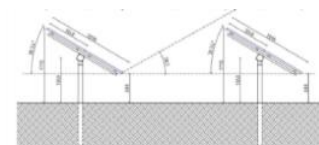
I pannelli fotovoltaici dell'impianto saranno montati su strutture di tipo "ad inseguimento monoassiale di Tilt", detti anche Tracker, capaci di modificare l'orientamento dei pannelli in base alla posizione istantanea del sole per ottimizzarne l'energia captata.



I Tracker sono composti da una parte fissa, ancorata al terreno mediante infissione di pali verticali (o altre soluzioni staticamente valide e adeguate al contesto e al terreno in cui dovranno essere ubicate) e una parte mobile ad essa ancorata sulla quale sono posizionati i pannelli fotovoltaici.

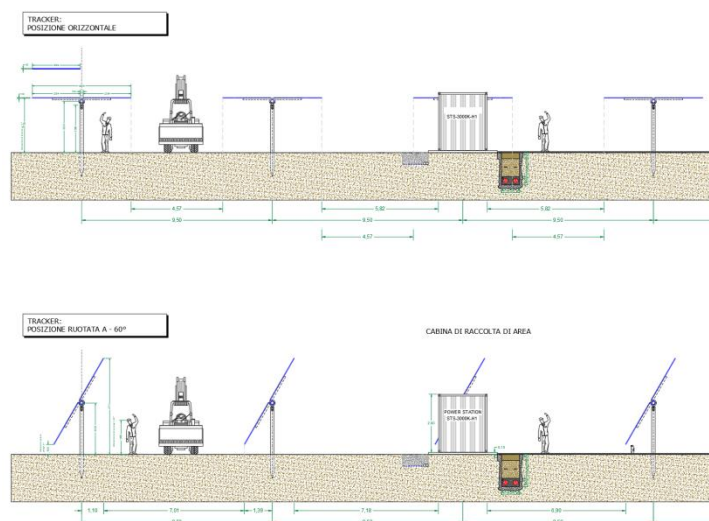
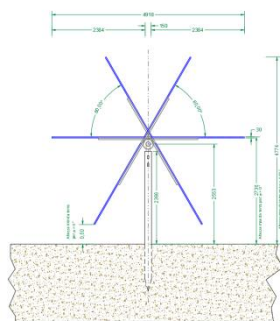
La struttura mobile ruota lungo un asse parallelo al terreno e orientato in direzione Nord-Sud (Azimut = 0°), mentre il Tilt è variabile (fino a $\pm 60^\circ$) poiché la struttura è appunto ad inseguimento. Questa soluzione tecnologica consente un incremento della capacità di captazione dell'energia solare del $+5\div 10\%$ a fronte di una carpenteria solo leggermente più complessa rispetto agli impianti a struttura fissa.

Ciascun Tracker sarà dotato di un sistema di movimentazione motorizzato e alimentato in bassa tensione, che imprime una rotazione ai pannelli secondo un algoritmo di inseguimento solare.



Il movimento di rotazione è gestito complessivamente da apposita centralina che valuta continuamente l'angolo ottimale per orientare i pannelli; sono implementati inoltre anche gli algoritmi di backtracking (nelle prime ore del giorno e nelle tarde ore serali) così da evitare quanto più possibile le interferenze da mutuo ombreggiamento e migliorare ulteriormente la capacità di captare energia. Le strutture saranno montate posizionando i pali di sostegno tramite macchina battipalo.

Struttura D	(2x7)	72	715'680
Struttura C	(2x7)	72	715'680
Struttura Media	(2x14)	153	3'041'640
Struttura Grande	(2x28)	1'545	61'429'200
Strutture Totali:		1'842	65'902'200



All'interno dell'impianto si prevede di utilizzare 92'820 pannelli fotovoltaici da 710 Wp che saranno alloggiati su 1'842 strutture di tipologia 2x28P, 2x14P e 2x14P, la cui descrizione è dettagliata nei successivi paragrafi della presente.

Per il posizionamento delle strutture (Tracker) si procederà ad attuare l'infissione dei pali nel terreno con metodologia che dipende dal tipo e dalla consistenza del terreno che si riscontra nelle diverse aree dell'impianto. Infatti, nei casi in cui il terreno sia relativamente morbido i pali potranno essere posizionati ed infissi con una macchina "battipalo" che provvederà ad affondare i pali verticali alla giusta profondità di infissione.

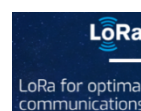
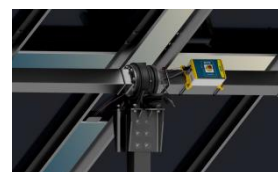
Invece, nelle aree in cui la consistenza del terreno e/o la presenza di rocce (o anche di pietrame o simili) dovesse rendere inefficace tale procedura, si dovranno necessariamente realizzare delle “pre-forature” sul terreno tramite apposito macchinario.



Una volta posizionati i pali di supporto, verrà poi eseguito il loro corretto allineamento e si potrà procedere al montaggio delle parti mobili dei Tracker e successivamente al montaggio e collegamento dei pannelli fotovoltaici da essi movimentati.

Sistema di puntamento dei Tracker

La rotazione dei Tracker avviene tramite un azionamento montato direttamente su uno dei pali di fissaggio al terreno della struttura, alimentato da un sistema indipendente di alimentazione che prende energia dalla stringa, e dotato di sistema di comunicazione ad un controllo centrale tramite rete a lungo raggio tipo “LoRaWan”, che permette a ciascun azionamento di comunicare e ricevere i dati di puntamento e di attuare gli algoritmi di efficientamento quali il backtracking 3D adattivo, il *machine learning* o l'ottimizzazione della produzione con irraggiamento diffuso, che permettono di ottenere il massimo dall'impianto fotovoltaico.



La tecnologia LoRaWan garantisce comunicazioni a lungo raggio in tutto l'impianto FV, senza punti ciechi o interferenze e, tramite appositi nodi adeguatamente ubicati nell'impianto, crea una rete stabile, sicura ed efficiente dal punto di vista energetico, indipendentemente dalle dimensioni dell'impianto FV o dal terreno.

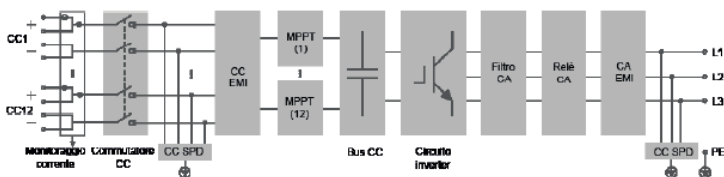
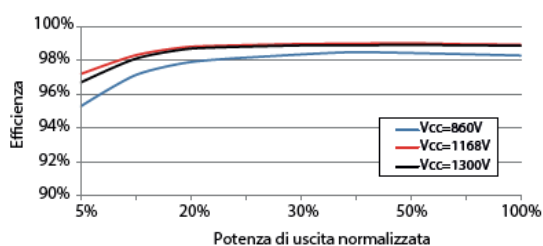
Sistema di conversione dc/ac (Inverter)

Saranno utilizzati complessivamente 195 Inverter con una potenza nominale di 320 kW alla tensione di 800 V ac su linea trifase, posizionati all'esterno delle cabine di Area in posizione baricentrica rispetto ai carichi elettrici che andranno a raccogliere..

Il dispositivo scelto possiede diversi circuiti MPPT per le linee in ingresso, con possibile parallelo di stringhe, con tensioni in ingresso fino a 1'500 Vdc e con una tensione in uscita ad 800 V ac trifase / 50 Hz, ed è dotato di sistemi di protezione (anti isola, sovracorrenti in ingresso e uscita, inversione della polarità in ingresso, controlli su guasto delle stringhe in ingresso, blocco di emergenza lato DC e lato AC, controllore dell'isolamento sui circuiti DC, etc), diagnosi e controllo remoto.

L'efficienza di conversione del dispositivo è indicata > del 99% (Efficienza Europea > 98.6%).

L'efficienza di conversione del dispositivo è indicata > del 99% (Efficienza Europea > 98.6%). Di seguito sono riportati i diagrammi circuitali dell'inverter e la curva di efficienza, ricavate dalle relative schede tecniche.



Verifiche sui sistemi di conversione dc/ac (Inverter)

- Verifica con Voc (-6°C): 1468 V

Selezionare modulo FV

Disponibili adesso: Filtro: Tutti i moduli FV Modulo bifacciale Sistema a moduli bifacc.

CSI Solar Co., Ltd. | 710 Wp 34V Si-mono CS7N-710TB-AG 1500V Dal 2020 Preliminary 2021 TL

Usare ottimizzatore

Dimens. tensioni : Vmpp (60°C) 35.3 V
Vca (-6°C) 52.4 V

Selezionare inverter

Tutti gli inverter | Voltaggio di uscita 800 V Tri 50Hz 50 Hz 60 Hz

Sungrow | 320 kW 500 - 1500 V TL 50/60Hz SG350HX Fino a 2013

N. di inverter: 9 Voltaggio di funzionamento: 500-1500 V Potenza globale inv. 2880 kWac
Tensione massima entrata: 1500 V **inverter con 12 MPPT**

Usare multi-MPPT

Disegnare campo

Numero di moduli e di stringhe

Mod. in serie: 28 tra 15 e 28

N. di stringhe: 153

Perdita sovracc. 0.0 %

Rapporto Pnom 1.06

N. di moduli 4284 Superficie 13308 m²

Cond. di funzionamento

Vmpp (60°C) 988 V
Vmpp (20°C) 1149 V
Vca (-6°C) 1468 V

Irragg. piano 1000 W/m²
Imp (STC) 2709 A
Isc (STC) 2844 A

Il valore Isc del campo è maggiore della corrente di ingresso massima dell'inverter (ovvero (i.e. 254.0 A/entrata)). (Info, non significativi)

Max. dati STC

Potenza max. in funzionamento 2784 kW (a 1000 W/m² e 50°C)

Isc (a STC) 2844 A **Potenza nom. campo (STC) 3042 kW**

- Verifica con Voc (-10°C): 1482 V

Selezionare modulo FV
 Disponibili adesso: Filtro: Tutti i moduli FV Modulo bifacciale Sistema a moduli bifacc
 CSI Solar Co., Ltd. 710 Wp 34V Si-mono CS7N-710TB-AG 1500V Dal 2020 Preliminary 2021 TL
 Usare ottimizzatore
 Dimens. tensioni : Vmpp (60°C) 35.3 V
 Vca (-10°C) 52.9 V

Selezionare inverter
 Tutti gli inverter Voltaggio di uscita 800 V Tri 50Hz 50 Hz 60 Hz
 Sungrow 320 kW 500 - 1500 V TL 50/60Hz SG350HX Fino a 2013
 N. di inverter: 9 Voltaggio di funzionamento: 500-1500 V Potenza globale inv. 2880 kWac
 Usare multi-MPPT Tensione massima entrata: 1500 V inverter con 12 MPPT

Disegnare campo

Numero di moduli e di stringhe Mod. in serie: 28 <input type="checkbox"/> tra 15 e 28 N. di stringhe: 153 Perdita sovracc. 0.0 % Rapporto Pnom 1.06 <input type="button" value="Condizioni"/> N. di moduli 4284 Superficie 13308 m²	Cond. di funzionamento Vmpp (60°C) 988 V Vmpp (20°C) 1149 V Vca (-10°C) 1482 V Irraggi. piano 1000 W/m² Impp (STC) 2709 A Isc (STC) 2844 A Isc (a STC) 2844 A	Il valore Isc del campo è maggiore della corrente di ingresso massima dell'inverter (ovvero (i.e. 254.0 A/entrata)). (Info, non significativi) <input type="radio"/> Max. dati <input checked="" type="radio"/> STC Potenza max. in funzionamento 2784 kW (a 1000 W/m² e 50°C) Potenza nom. campo (STC) 3042 kWc
--	---	--

Trasformatori di potenza

Il trasformatore elevatore BT/MT necessario per innalzare la tensione in uscita dagli inverter potrà essere sia di tipo "a secco" in resina (privo di olio), sia di tipo con isolamento in olio, ad alta efficienza e ridotta manutenzione; nell'impianto saranno utilizzati trasformatori da 3'000 kVA e da 2'000 kVA, di tipo Dyn11 0.8/30 kV /50 Hz -3f e del peso di circa 4/8 tonnellate. Il trasformatore sarà alloggiato in apposito locale segregato ed adeguatamente aerato all'interno di ciascuna delle Cabine di Raccolta di Area previste per l'impianto fotovoltaico.



Elettricamente il trafo sarà protetto da apposito interruttore automatico in MT ubicato a ridosso del trafo stesso e sempre all'interno della cabina di Area relativa, e sarà equipaggiato almeno con le seguenti protezioni: Massima corrente (relè 51S1 AT, 51S2 AT), Allarme/scatto Bucholz, Allarme scatto massima temperatura, Allarme minimo livello olio (se in olio). Svolge funzione di protezione anche l'interruttore automatico mt in BT a monte del trafo stesso, posizionato all'interno del quadro di raccolta, che potrà essere coordinato con l'interruttore MT a valle del trafo per garantire una migliore protezione.

Cabine di Raccolta di Area

La cabina di Area sarà una cabina di tipo prefabbricato, compatto (dimensioni tipiche di 6'058x2'896x2'438h mm), e sarà posizionata su adeguato basamento di sostegno a terra; al suo interno saranno installati il trasformatore BT/MT, i dispositivi di sezionamento e protezione delle linee MT a 30 kV in ingresso e in uscita dalla cabina, il quadro di raccolta BT delle linee elettriche in arrivo dagli inverter di campo, un dispositivo di misura dell'energia prodotta, il Quadro Servizi Ausiliari alimentato dal relativo trafo Aux, le apparecchiature di telecontrollo e monitoraggio e quant'altro necessario per il suo corretto funzionamento (sistemi di allarme, illuminazione di emergenza, etc.).



Cabina di Raccolta Generale

La cabina di raccolta è stata ipotizzata ubicata a bordo lotto (intendendo per lotto l'intera superficie dell'impianto fv), dimensioni: 20'300x4'000x2'760h mm, in posizione facilmente accessibile anche dai mezzi, nella parte a nord dell'impianto fotovoltaico in prossimità di una strada pubblica.

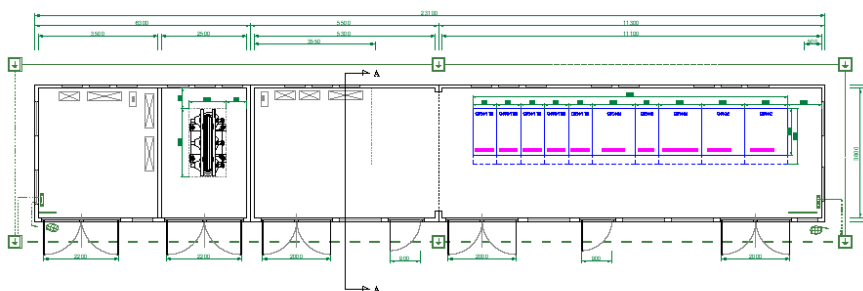


Essa ha la funzione di "raccolgere" le linee in MT in arrivo dalle 23 aree in cui è stato suddiviso l'impianto fotovoltaico dal punto di vista elettrico più quelle in arrivo dal sistema di storage posto nelle immediate vicinanze della cabina stessa. Ciascuna contiene una Cabina di Area al cui interno vi è il trasformatore BT/MT che eleva la tensione di 800 V ac uscente dagli inverter ad un livello di 30 kV, ben più adatto per il trasporto dell'energia.

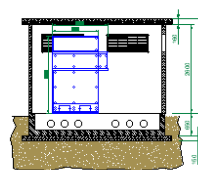
La cabina sarà realizzata tramite blocchi prefabbricati di tipo modulare, trasportabili con mezzi standard, e sarà assemblata in cantiere direttamente nella sua posizione finale, previo posizionamento della vasca di fondazione prefabbricata con fori per il passaggio dei cavidotti interrati in arrivo, e passanti stagni per la sigillatura degli stessi.

Al suo interno conterrà tutti i dispositivi di sezionamento e protezione delle linee in essa entranti e uscenti, i dispositivi e le protezioni dell'intero impianto (sistema di protezione generale e sistema di protezione di interfaccia) dell'intero impianto fotovoltaico verso la linea elettrica di connessione alla RTN. Vi sarà inoltre un trafo BT/MT di piccola potenza per l'alimentazione in BT dei circuiti ausiliari e un ups per il backup dei circuiti ausiliari al servizio delle protezioni dell'impianto. Ulteriori dettagli sono riportati nella relativa tavola di progetto.

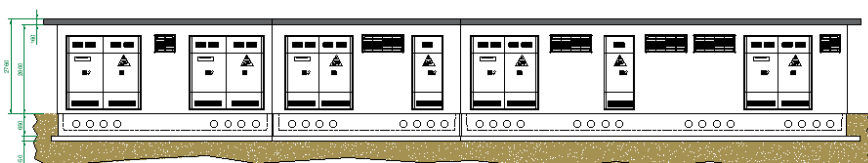
PIANTA



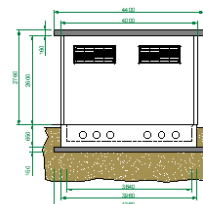
SEZIONE A-A



PROSPETTO ANTERIORE



PROSPETTO LATERALE



Sistemi di Misura

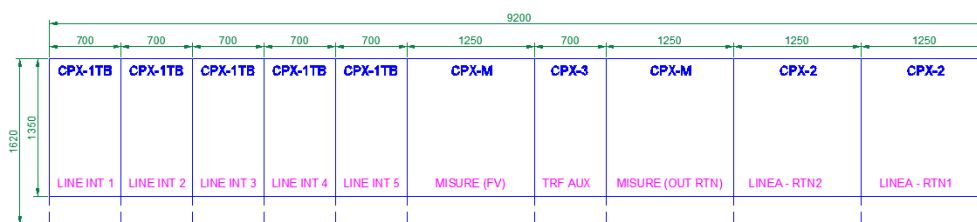
Saranno presenti dei gruppi di misura, fiscale e non, distribuiti all'interno dell'impianto in differenti punti in base alla loro funzione e agli schemi funzionali del progetto esecutivo, e scelti di comune accordo con l'Ente Gestore. In particolare l'impianto sarà dotato di un punto di misura fiscale a valle del Dispositivo Generale per la misura bidirezionale dell'energia scambiata con la rete MT dell'Ente Gestore, ubicato in apposito locale della cabina di raccolta a bordo lotto. Inoltre, saranno installati dei dispositivi di misura dell'energia prodotta per ogni ramo/area in cui l'impianto è stato suddiviso, alloggiati all'interno delle rispettive cabine di Area e con lettura in BT subito prima del trafo elevatore BT/MT (tra gli inverter e i trasformatori BT/MT).

Quadri elettrici in BT

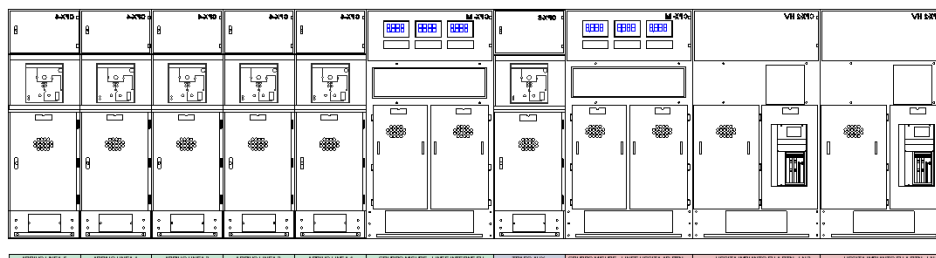
I quadri di bassa tensione saranno presenti, già cablati e certificati, all'interno delle 23 Power Station ubicate nelle rispettive aree. Inoltre sarà presente un Quadro Generale BT e alcuni sottoquadri, all'interno della Cabina di Raccolta Generale, per l'alimentazione, il sezionamento e la protezione delle linee in BT che avranno origine dalla cabina stessa, nonché per i sottoquadri dei servizi interni. I quadri saranno meglio dettagliati negli elaborati progettuali del progetto esecutivo.

Quadri elettrici in MT

Il Quadro Generale in MT di tutto l'impianto FV sarà ubicato in apposito locale della Cabina di Raccolta Generale; conterrà al suo interno tutti i dispositivi di sezionamento e protezione delle linee in MT che entrano ed escono dalla cabina stessa. Tutti i dettagli sono contenuti nella relativa tavola di progetto, a cui si rimanda per ulteriori dettagli.



FRONTE QUADRO MT



Cavi in corrente alternata – MT

Per i collegamenti in Media Tensione (MT), sostanzialmente tra tutte le cabine, il sistema di Storage e la linea di collegamento dell'impianto FV alla RTN, è previsto l'utilizzo di cavi del tipo ARP1H5(AR)EX 18/30 kV ad elica visibile, in alluminio o equivalenti, adatti per posa interrata (art. 4.3.11 della CEI 11-17), di sezione adeguata alla portata di corrente in transito.

Questa tipologia di cavo ha il vantaggio di ridurre notevolmente l'emissione di campi elettromagnetici, tanto che, secondo quanto riportato nella norma CEI 106-11 e nella norma CEI 11-17 e CEI 106-11, la ridotta distanza tra le fasi e la loro continua trasposizione, dovuta alla cordatura, fa sì che l'obiettivo di qualità di $3\mu\text{T}$, anche in condizioni limite con conduttori di sezione elevata, venga raggiunto già a brevissima distanza dall'asse del cavo stesso. E, considerando quindi il decreto del 29/05/2008 sulla determinazione delle fasce di rispetto (DPA), questa tipologia di conduttore è addirittura esentato dalla procedura di calcolo le linee MT in cavo interrato e/o aereo (cavi elicordati), pertanto a tali fini si ritiene valido quanto riportato nella norma richiamata e ne consegue che in tutti i tratti realizzati mediante l'uso di questi cavi si può considerare che l'ampiezza della semi-fascia di rispetto sia pari a **1 m**, a cavallo dell'asse del cavidotto, pertanto **uguale alla fascia di asservimento della linea**.

Per il dimensionamento si rimanda al relativo elaborato di progetto.

ARP1H5(AR)EX *P-Laser*

Elica visibile 12/20 kV e 18/30 kV
Triplex 12/20 kV and 18/30 kV

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE /
MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION



Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Standard
HD 620/IEC 60502-2

ARP1H5(AR)EX *P-Laser* AIR BAG™ CABLE SYSTEM

Elica visibile 12/20 kV e 18/30 kV
Triplex 12/20 kV and 18/30 kV

Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARP1H5(AR)EX

sezione nominale	diametro conduttore	diametro sull'isolante	diametro esterno nominale	peso del cavo	raggio minimo di curvatura
conductor cross-section	conductor diameter	diameter over insulation	nominal outer diameter	weight	minimum bending radius
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)

sezione nominale	posa in aria	posa interrata	
		p=1 °C m/W	p=2 °C m/W
conductor cross-section	open air installation	underground installation p=1 °C m/W	underground installation p=2 °C m/W
(mm ²)	(A)	(A)	(A)

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	8,2	24,8	38	3180	800
70	9,7	25,1	38	3340	800
95	11,4	26,0	39	3610	820
120	12,9	26,9	40	3900	840
150	14,0	27,6	41	4180	870
185	15,8	29,0	42	4620	890
240	18,2	31,4	45	5380	950
300	20,8	34,6	49	6500	1030

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	194	173	133
70	240	212	163
95	293	254	195
120	338	290	223
150	382	325	250
185	439	369	283
240	519	429	325
300	599	486	373

Cavi in corrente alternata – bt

Per il collegamento dei dispositivi in corrente alternata in bassa tensione, monofase o trifase, è previsto l'utilizzo dei cavi unipolari/multipolari resistenti ai raggi UV e operanti ad elevate temperature, del tipo FG7(O)R 0.6/1 kV oppure FG7(O)M1 0.6/1 kV oppure del tipo FG16(O)R16 0.6/1 kV, in base alla tipologia e alle condizioni di posa. Per il collegamento degli inverter con i dispositivi di monitoraggio e controllo degli impianti (String Monitor), o altre connessioni "di segnale" saranno utilizzati cavi multipolari di varia tipologia, con livello di isolamento e sezione dei conduttori adeguato ai segnali trasportati e alle condizioni di posa e di sicurezza richiesti da ciascun circuito considerato. I cavi saranno generalmente posati entro tubazioni protettive e a loro volta protette. Per il dimensionamento si rimanda al relativo elaborato di progetto.



Cavi in corrente continua – bt

Per connettere elettricamente i pannelli FV tra loro a formare le stringhe, e per collegare le stringhe fino all'ingresso degli inverter, con tensioni di stringa compatibili con il range di valori consentiti dagli inverter stessi (tipicamente tensioni tra i 600 e i 1'500 V dc), è previsto l'utilizzo di "cavi solari" del tipo FG21M21 o FG7M2 (non CPR) o del tipo H1Z2Z2-K (CPR), in base alla tipologia e alle condizioni di posa.



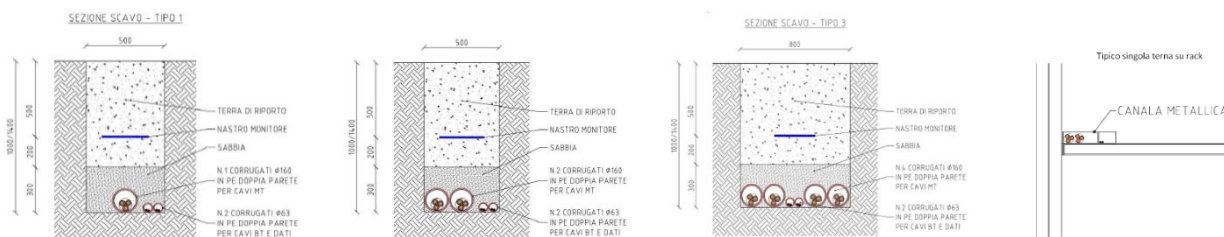
Per il dimensionamento si rimanda al relativo elaborato di progetto.

Cavidotti

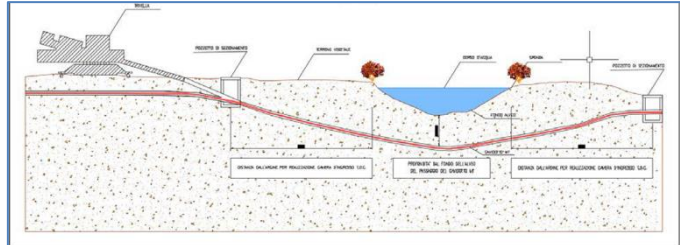
I collegamenti tra dispositivi dei diversi impianti ausiliari eventualmente presenti (ad esempio impianti di videosorveglianza che eventualmente potranno essere installati, impianti di illuminazione di servizio etc..), quelli tra stringhe fotovoltaiche e relativi inverter, tra inverter e relativi quadri di raccolta nelle cabine di Area, e tra le cabine di Area e la cabina di consegna saranno realizzati tramite linee elettriche in cavo con tipologia del cavo dipendente dalla funzione, livello di tensione e dalla potenza da veicolare; le linee avranno percorsi in esterno prevalentemente interrati in cui i cavi viaggeranno all'interno di cavidotti, mentre all'interno delle cabine saranno su canale metallica, ed eventualmente entro tubazioni rk per le sole linee in bt.

I cavidotti interrati saranno realizzati con scavo a profondità e modalità differenti in base al livello di tensione delle linee che vi transiteranno.

In alcuni tratti del percorso dei cavidotti, a causa delle problematiche riscontrate già in sede progettuale, è

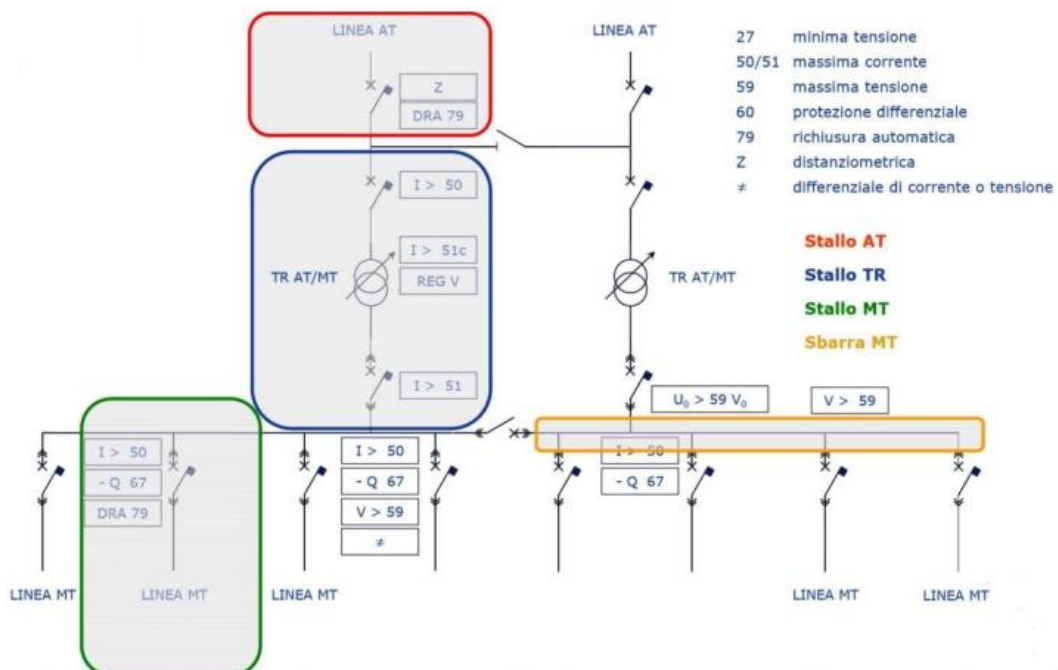


stato previsto l'utilizzo della Trivellazione Orizzontale Controllata (o teleguidata) per evitare tagli stradali, disservizi e altre situazioni problematiche di passaggio dei cavi. Questa tecnica permetterà di effettuare il passaggio dei cavi in maniera invisibile e senza creare interruzioni al traffico (caso di tagli stradali) o disservizi.



DISPOSITIVI DI PROTEZIONE

La protezione del sistema di generazione fotovoltaico nei confronti sia della rete interna che della rete di distribuzione è realizzata in conformità alla norma CEI 11-20, con riferimento a quanto contenuto nella norma CEI 0-16 e dal codice di rete del Ente Gestore di Rete. Eventuali modifiche all'architettura finale del sistema di connessione, protezione e regolazione saranno concordate con il Gestore di Rete. L'impianto sarà equipaggiato con un sistema di protezione che si articola indicativamente secondo il seguente schema:



All'interno del quale saranno presenti i seguenti dispositivi:

- dispositivo generale (DG)
- dispositivo di interfaccia (DI)
- dispositivi dei generatori (DDG)
- dispositivo di Rincalzo (eventualmente richiesti)

Dispositivo Generale [DG]

Il dispositivo generale (DG) avrà la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti dei guasti nel sistema di generazione elettrica: dovrà assicurare le funzioni di sezionamento, comando e interruzione. Sarà dotato di sganciatore di apertura e sezionatore equipaggiato con protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra. La soluzione ottimale per la protezione del collegamento verrà comunque concordata con il gestore di rete in riferimento alle caratteristiche della RTN cui l'impianto sarà collegato.



Nell'impianto in oggetto è stata prevista la soluzione in cui il Dispositivo di Interfaccia (DDI) coincide con il Dispositivo Generale (DG), e pertanto la protezione avverrà tramite utilizzo di un unico relè che accorpa entrambe le funzioni (PG + PI). Sarà eventualmente implementabile anche il rincalzo riportando il segnale di comando di intervento della Protezione di Interfaccia ad un altro dispositivo di interruzione a monte (ad esempio l'interruttore MT presente in ciascuna cabina di Area).

Dispositivo di interfaccia [DDI]

Il dispositivo di interfaccia (DDI) determina la disconnessione dell'impianto in caso di anomalie rilevate nella rete di connessione (variazioni di frequenza e tensione oltre i parametri di qualità stabiliti), che potrebbero derivare da guasti provenienti dalla rete di distribuzione stessa o dall'impianto di produzione. Tale dispositivo avrà inoltre la funzione di impedire il funzionamento in isola dell'impianto fotovoltaico.

Il DI sarà costituito da un interruttore in MT le cui caratteristiche sono illustrate nello schema unifilare di progetto. La protezione di interfaccia (PI) che comanda il dispositivo di interfaccia sarà costituita da relè di massima e minima frequenza, relè di massima e minima tensione, relè di massima/minima tensione omopolare, e sarà conforme alle norme specifiche di settore nonché al codice di rete dell'Ente Distributore. Ogni inverter sarà dotato di dispositivo/protezione di interfaccia che ne impedirà il funzionamento in isola.

Dispositivi dei generatori [DDG]

Ciascuna Cabina di area sarà protetta da un interruttore automatico/sezionatore MT a 30 kV in SF6 subito a valle del trafo BT/MT 0.8/30 kV, e sarà altresì presente un altro interruttore MT, sempre in SF6, a fine linea nel quadro MT di parallelo ubicato in cabina di raccolta e delegato al sezionamento e protezione del cavo di interconnessione tra cabina di raccolta e cabina di Area. Tutti gli interruttori saranno dotati di relè per la

protezione dalle sovracorrenti e dalle correnti di guasto a terra, ed eventuali protezioni distanziometriche selettive.

CONTRIBUTO ALLA CORRENTE DI CORTO CIRCUITO

La corrente di corto circuito dovuta al contributo degli inverter sulla sezione bt del fotovoltaico, riportata alla MT è trascurabile rispetto al valore a monte della rete MT ed ai valori di dimensionamento adottati per i componenti della media e alta tensione. I dispositivi di protezione previsti nei quadri MT e BT saranno dimensionati comunque con un potere d'interruzione congruente con la corrente di corto circuito nel punto specifico dell'impianto in cui sono installati, ed eventualmente anche secondo quanto i valori di corrente di corto circuito nel punto di consegna che saranno comunicati dall'ente gestore.

SERVIZI AUSILIARI

I servizi ausiliari dell'impianto fotovoltaico saranno alimentati tramite trasformatori MT/BT 30/0,4 kV in derivazione dai quadri generali MT ed eventualmente da analoghi trasformatori presenti in ciascuna delle cabine di area all'interno dell'impianto fotovoltaico. Tra i servizi ausiliari sono annoverati tutti gli impianti accessori quali ad esempio eventuali sistemi di allarme, di monitoraggio remoto, i circuiti in BT per l'illuminazione delle cabine di area, ed eventuali altre utenze minori, nonché i sistemi necessari per il corretto funzionamento dei dispositivi di sezionamento e protezione nei quadri AT, MT e BT dell'impianto fotovoltaico.

Per questi ultimi, al fine di garantire la massima continuità di servizio e il riarmo delle apparecchiature dopo eventuali interruzioni e conseguente messa fuori tensione dell'impianto, è prevista l'installazione di un adeguato sistema di backup tramite ups e/o generatore ausiliario. Complessivamente è stata stimata una potenza di 100 kW per i servizi ausiliari dell'intero impianto.

IMPIANTO DI CONTROLLO E SUPERVISIONE

L'impianto fotovoltaico nel suo insieme (e dunque anche il sistema di storage) sarà dotato di un sistema di monitoraggio, controllo e gestione sia in locale (all'interno di apposito vano nella Cabina di Raccolta Generale a bordo impianto) sia in remoto, tramite apposito software.

Il controllo locale prevede la possibilità di monitoraggio con PC tramite software apposito in grado di vedere e controllare i parametri funzionali degli inverter, delle cabine di campo e di tutti i più importanti dispositivi dell'impianto stesso.

Grazie al sistema di controllo sarà inoltre possibile posizionare i Tracker in una posizione ben precisa, ad esempio per manutenzione e/o per altre esigenze di gestione del campo fotovoltaico. Inoltre, i tracker avranno autonomamente la possibilità di controllare le condizioni climatiche e in particolare il vento, e portarsi in posizione di sicurezza qualora la velocità del vento dovesse raggiungere valori pericolosi per l'integrità e la stabilità delle strutture stesse.

Infine, il sistema di controllo potrà essere integrato anche con il sistema di allarme e rilevazione presenze, così da ottimizzare gli impianti e le connessioni ad internet., e aumentare la sicurezza totale del sistema.

7) SICUREZZA DELL'IMPIANTO

Un aspetto importante, se non essenziale, è quello legato alla sicurezza dell'impianto fotovoltaico sia dal punto di vista "tecnologico" (e dunque della protezione funzionale delle apparecchiature installate al suo interno), sia dal punto di vista della salvaguardia delle persone che a vario titolo possono esservi presenti. Per garantire un adeguato livello di sicurezza ***dal punto di vista funzionale*** sono già stati descritti tutti i principali dispositivi di protezione contro i sovraccarichi e i cortocircuiti di cui sarà dotato l'impianto. Per poter garantire un adeguato livello di sicurezza anche nei confronti del rischio derivante dagli effetti della corrente elettrica sul corpo umano e da quelli che potrebbero derivare da guasti o malfunzionamenti delle apparecchiature elettriche, nell'impianto dovrà essere garantita la ***protezione delle persone*** contro i contatti diretti e indiretti o da tensioni di passo e di contatto pericolose per la vita umana.

SICUREZZA ELETTRICA

Protezione da sovracorrenti sul lato CC

Per la parte di impianto (circuiti) in corrente continua la protezione contro il corto circuito verrà assicurata dalla caratteristica tensione corrente dei moduli che limita la I_{cc} degli stessi pannelli a valori di poco superiori alla loro corrente nominale (l'unica sovracorrente che può manifestarsi). Negli impianti fotovoltaici la corrente di cortocircuito non può superare la somma delle correnti di cortocircuito delle singole stringhe. Pertanto sarà prevista l'installazione di fusibili opportunamente dimensionati sia nei quadri di campo (se presenti) che nei quadri di parallelo o direttamente nei circuiti di ingresso lato CC degli inverter. Per il rischio di contatti diretti la parte di impianto in cc (corrente continua), quello tra i pannelli fv e il relativo inverter, sarà progettato come sistema isolato da terra (sistema IT).

Protezione dai contatti diretti lato CC

Poiché il trafo AT/BT garantisce la protezione galvanica rispetto al lato in corrente alternata, dunque nella parte di impianto in cc affinché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorrerà che entri in contatto con entrambe le polarità del campo. Il contatto con una sola polarità non ha praticamente conseguenze a meno che una delle polarità non sia casualmente a contatto con la massa. Per prevenire questa eventualità sia i quadri di campo che gli inverter saranno dotati di opportuno dispositivo di ***rilevazione di perdita di isolamento verso terra*** che ne provocherà l'immediato spegnimento e l'emissione di un segnale di allarme.

Protezione dai sovracorrenti sul lato CA

Poiché la potenza a monte degli inverter dipende dai pannelli fv e dunque è limitata, anche la potenza e le correnti in uscita dagli inverter lato ac saranno limitate. Tuttavia gli eventuali cortocircuiti sul lato corrente alternata dell'impianto sono pericolosi in riferimento al contributo alla corrente di corto circuito dato dalla rete MT attraverso il trafo BT/MT che risulta una macchina bidirezionale ed è in grado di richiamare potenza dalla rete. Pertanto gli interruttori sul lato MT saranno equipaggiati con protezioni generali di massima corrente e contro i guasti a terra, opportunamente dimensionati e tarati per garantire un buon livello di selettività al corto circuito.

Protezione dai contatti accidentali sul lato CA

La protezione dai contatti diretti e indiretti o comunque da tensioni di passo e di contatto avverrà in accordo alla normativa vigente e in modo dedicato al sistema elettrico interessato. Dunque gli ausiliari di ogni cabina di Area saranno alimentati da un trasformatore MT/BT (o anche BT/BT qualora lo schema preveda il prelievo sul lato bassa tensione). In questo caso il sistema di distribuzione alle utenze ausiliarie sarà di tipo TN-S e la protezione dai contatti indiretti sarà assicurata dall'installazione degli interruttori differenziali, mentre la protezione da sovracorrenti sarà garantita da interruttori magnetotermici.

RETE DI TERRA

L'impianto fotovoltaico sarà dotato di impianto di terra generale composto da **una rete di terra primaria** da realizzarsi tramite un dispersore orizzontale interrato che circonda l'impianto e permette la connessione ad esso di tutte le strutture metalliche esistenti e a cui saranno collegati anche gli impianti di terra di ciascuna delle cabine di Area (impianti di terra specifici) previste in progetto all'interno dell'impianto fotovoltaico tutto. L'impianto di terra delle cabine, poiché contenenti il trafo BT/MT, sarà realizzato esternamente con dispersore perimetrale ad anello interrato (corda in rame) munito di 4 dispersori verticali (puntazze in acciaio zincato) mentre all'interno sarà stata realizzata una magliatura anch'essa interconnessa e collegati assieme sul nodo principale di terra. La realizzazione di una rete di terra primaria interconnessa con la rete di terra delle cabine permette di rendere equipotenziale il terreno e ridurre la tensione totale di terra, le tensioni di passo e di contatto. Questa soluzione inoltre, coordinata con l'utilizzo di relè di protezione attivi, garantisce l'intervento delle specifiche protezioni con tempi di intervento accettabili, a salvaguardia di cose e persone. Il collegamento fra la rete di terra e le apparecchiature di MT saranno effettuati in corda di rame nudo da 35 mm² o superiori.

Le connessioni fra i conduttori in rame avverranno mediante morsetti a compressione in rame, mentre il collegamento fra i conduttori e i sostegni metallici delle apparecchiature avverrà mediante capicorda e bulloni di fissaggio. Al fine di garantire il rispetto delle tensioni limite entro i valori individuati dalla norma, in sede di progettazione esecutiva verranno individuate le aree da integrare con sistemi di dispersione ausiliaria, o sulle quali adottare provvedimenti particolari. A seguito della realizzazione dell'opera, i valori di tensione saranno comunque oggetto di verifica strumentale. Al fine di garantire la compatibilità elettromagnetica dei sistemi, in corrispondenza delle apparecchiature MT verrà realizzato un infittimento della maglia del dispersore, così pure verranno installati conduttori di terra suppletivi per il collegamento delle apparecchiature.

I calcoli e le prescrizioni fatte dovranno comunque essere verificate puntualmente in fase realizzativa, al fine di integrare e migliorare la rete di terra e/o abbassare ulteriormente il valore della resistenza di terra qualora esso si riveli maggiore di quanto calcolato in fase progettuale.

MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE

Premesso che in letteratura l'impianto fotovoltaico, per le sue caratteristiche, non aumenta la probabilità di fulminazione diretta della struttura, tuttavia in caso di fulminazione indiretta le scariche atmosferiche possono provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti dell'impianto, e in particolare gli inverter e i sistemi elettronici in generale. Pertanto saranno previsti dispositivi scaricatori di sovratensione nelle linee elettriche che risultano "entranti o uscenti" dall'impianto stesso, come ad esempio le linee in ingresso agli inverter, quelle in bt in ingresso ai quadri ausiliari e sottoservizi, etc.

Gli inverter scelti sono dotati di scaricatori di sovratensione "on board" su ciascuno dei circuiti di ingresso di stringa (lato cc) a protezione degli inverter stessi e dei moduli fv ad essi collegati. Saranno inoltre installati ulteriori scaricatori di sovratensione anche in altri punti dell'impianto, in base alla effettiva dislocazione dei quadri, dei dispositivi da proteggere e della posizione (percorsi) delle linee elettriche afferenti all'impianto, nonché alla morfologia dell'impianto stesso. Almeno uno scaricatore verrà installato anche a monte della protezione generale dell'impianto fotovoltaico.

PREVENZIONE INCENDI

Per quanto riguarda l'antincendio si specifica che l'attività di costruzione ed esercizio dell'impianto fotovoltaico non è soggetta al controllo preventivo dei Vigili del Fuoco, in quanto non rientra fra le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi ai sensi del D.P.R. 1° agosto 2011 n. 151. Saranno svolte le normali procedure antincendio previste dalle normative di sicurezza sul lavoro vigenti (D. Lgs. 81/08): in particolare i locali tecnici saranno muniti di estintori ad anidride carbonica e a polvere. L'impianto sarà provvisto di sistema anti-intrusione costituito da un impianto di videosorveglianza, eventualmente integrato con sistemi di rilevamento ambientali. Il sistema di illuminazione del perimetro del lotto sarà collegato al sistema di anti-intrusione, collegato con gli organi di sicurezza locali e/o con agenzie private di vigilanza in modo tale che, qualsiasi forma di allerta interessi la recinzione perimetrale, provocherà l'accensione delle luci. Per ulteriori dettagli si rimanda al relativo elaborato di progetto (RELAZIONE IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA E ILLUMINAZIONE).

PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceraunico della località di montaggio, e quindi la probabilità di essere colpito da un fulmine. I moduli fotovoltaici sono in alto grado insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza. Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni i quadri di parallelo sottocampi sono muniti di varistori su entrambe le polarità dei cavi d'uscita. I varistori, per prevenire eventuali incendi, saranno segregati in appositi scomparti antideflagranti.

In caso di sovratensioni i varistori collegano una od entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale d'allarme.

Ulteriori dettagli in merito sono riportati nel relativo elaborato di progetto, a cui si rimanda per eventuali approfondimenti (RELAZIONE DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE DEI CAVI).

IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE E DI VIDEOSORVEGLIANZA

L'impianto fotovoltaico sarà munito di un sistema di videosorveglianza composto da telecamere da posizionarsi su pali dell'altezza di 5 metri, posti ad interdistanze non superiori ai 100 metri e nei cambi di direzione della recinzione perimetrale. Le telecamere saranno dotate di tecnologia wireless, e i flussi video saranno acquisiti da sistema di videoregistrazione e memorizzazione sia locale che remoto.



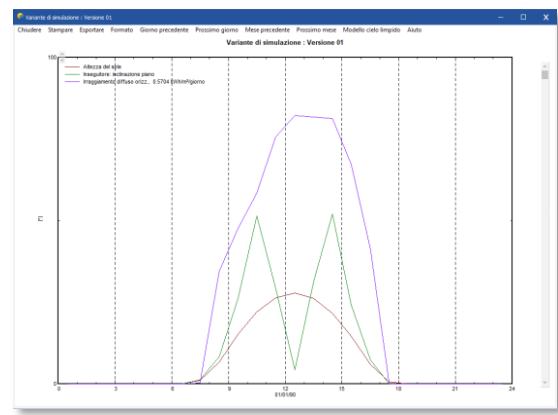
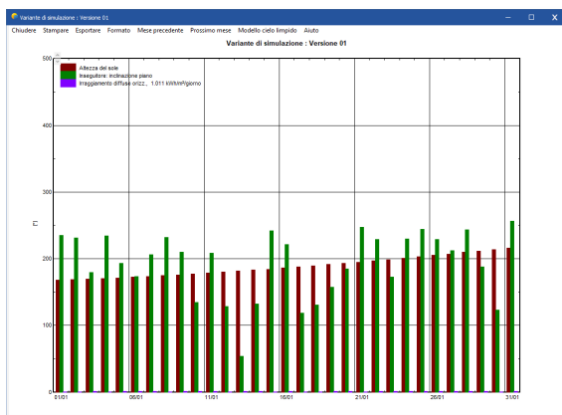
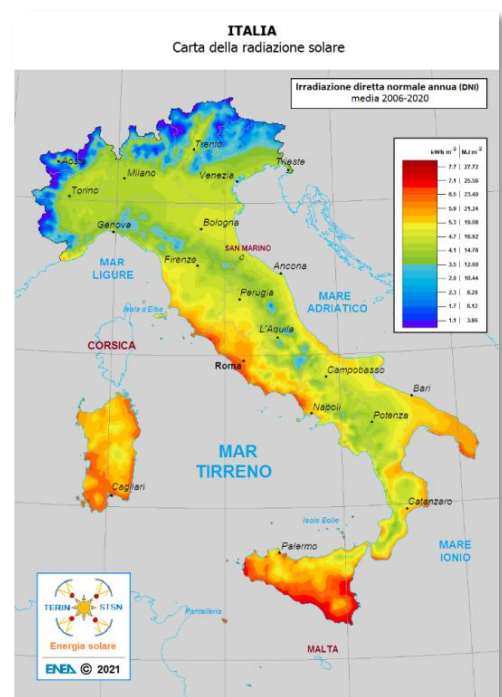
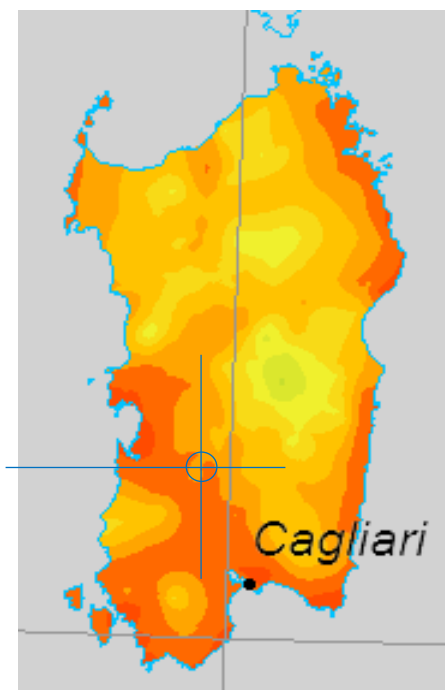
Il sistema di allarme sarà inoltre integrato con un sistema di illuminazione, anch'esso posizionato in sommità ai pali di sostegno della videosorveglianza. L'illuminazione sarà alloggiata su carpenterie snelle ed il fascio luminoso sarà rivolto verso il basso e sarà conforme a quanto previsto dalla legge regionale 24 marzo 2000, n. 31 "Disposizioni per la prevenzione e lotta all'inquinamento luminoso e per il corretto impiego delle risorse energetiche".

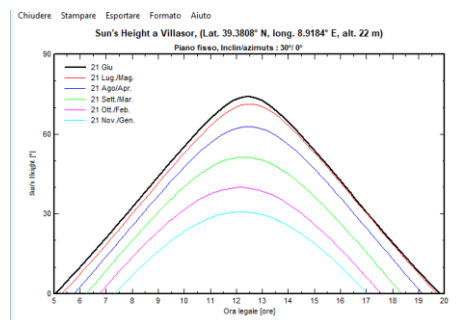
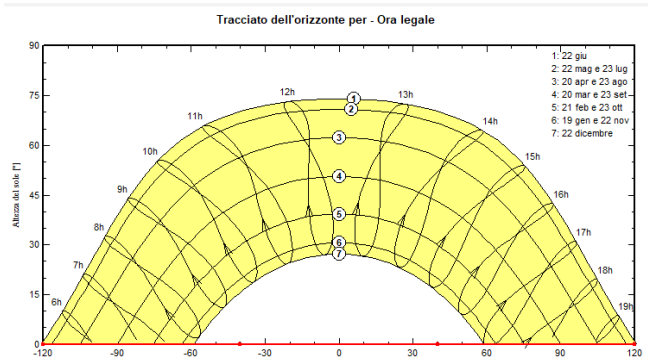
Le scelte progettuali ed i dimensionamenti di progetto sono riportati nel relativo elaborato, a cui si rimanda (RELAZIONE IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA E ILLUMINAZIONE).

8) IRRAGGIAMENTO SOLARE E STIMA DI PRODUCIBILITA'

Poiché l'impianto fotovoltaico è una centrale di produzione di energia elettrica, lo stesso è stato pensato, studiato e configurato in modo da massimizzare l'energia solare captata, massimizzare l'efficienza dei processi di conversione e minimizzare le perdite di energia dovute al trasporto della stessa sui cavi.

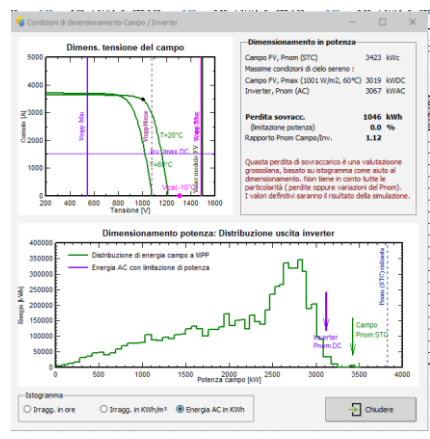
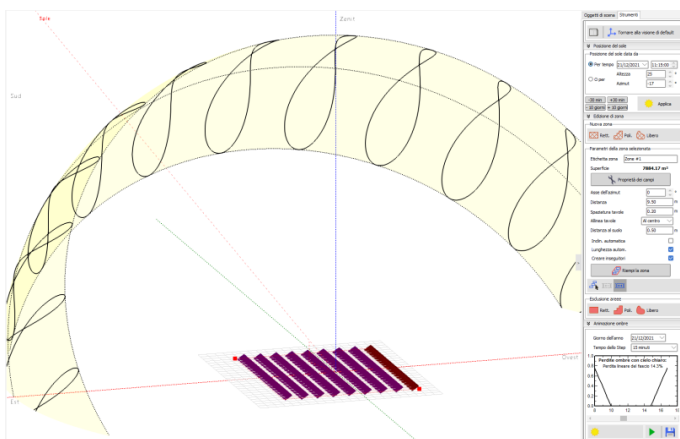
Facendo riferimento alle mappe di irraggiamento solare attualmente disponibili, si può osservare che in Sardegna abbiamo un irraggiamento medio, calcolato per anno, pari a 2'413 kWh/m² in condizioni standard. Il dato è stato ricavato dal sito PVGIS (PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM) della Commissione Europea, utilizzando il database solare PVGIS-SARAH2.





Sulla base di questa informazione, tramite l'utilizzo di programmi di simulazione, è stato possibile effettuare una analisi e una stima dell'energia elettrica che l'impianto in progetto sarà in grado di produrre.

La stima è stata fatta considerando una potenza installata pari a 65'902.20 kWp sul simulatore del sito PVGIS, selezionando la modalità di simulazione e calcolo per un sistema ad inseguimento monoassiale con asse di rotazione parallelo al terreno (0°) e orientamento asse di rotazione in direzione N-S.



Per le perdite, sempre in prima approssimazione, sono state considerate sommariamente le perdite dovute all'effetto dell'aumento di temperatura delle celle fv, alle dissimmetrie nella componentistica, all'ombreggiamento, bassa radiazione, riflessione, alle perdite sui circuiti in corrente continua e alternata, agli inverter e ai trafo, utilizzando un coefficiente di riduzione del 14%. Il software ha poi stimato una percentuale complessiva di perdite del 21,71%, come compare nelle schede riassuntive fornite.

Il risultato della simulazione indica una energia annuale prodotta pari a 85'975'391.06 kWh (producibilità) e conseguentemente una producibilità specifica pari a 1'304.59 kWh / kWp.



European Commission

Performance of tracking PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

Provided Inputs:

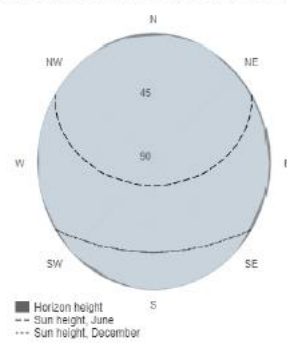
Latitude/Longitude: 39.653,8.769
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 65902.2 kWp
 System loss: 14 %

Simulation outputs

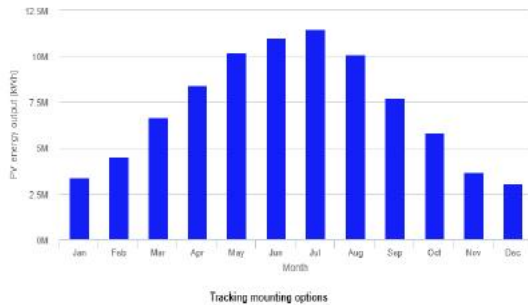
Slope angle [*]: 0
 Yearly PV energy production [kWh]: 85975391.06
 Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]: 1720.54
 Year-to-year variability [kWh]: 2131605.8
 Changes in output due to:
 Angle of incidence [%]: -3.6
 Spectral effects [%]: 0.67
 Temp. and low irradiance [%]: -9.15
 Total loss [%]: -24.18

* VA: Vertical axis

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from tracking PV system:



Monthly in-plane irradiation for tracking PV system:



The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimize disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

Joint
Research
Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2023.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged,
 save where otherwise stated.

Report generated on 2023/10/13

Per completezza di informazione si vuole indicare anche una seconda stima di producibilità dell'impianto in progetto, effettuata con il software PVsyst V7 che permette una personalizzazione più dettagliata delle informazioni caratteristiche dell'impianto ai fini del calcolo.

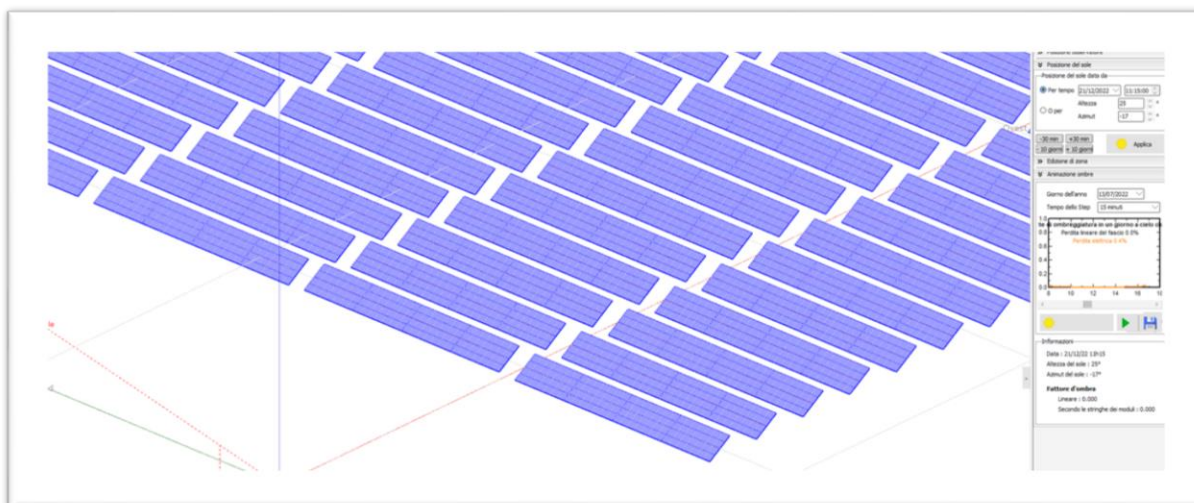
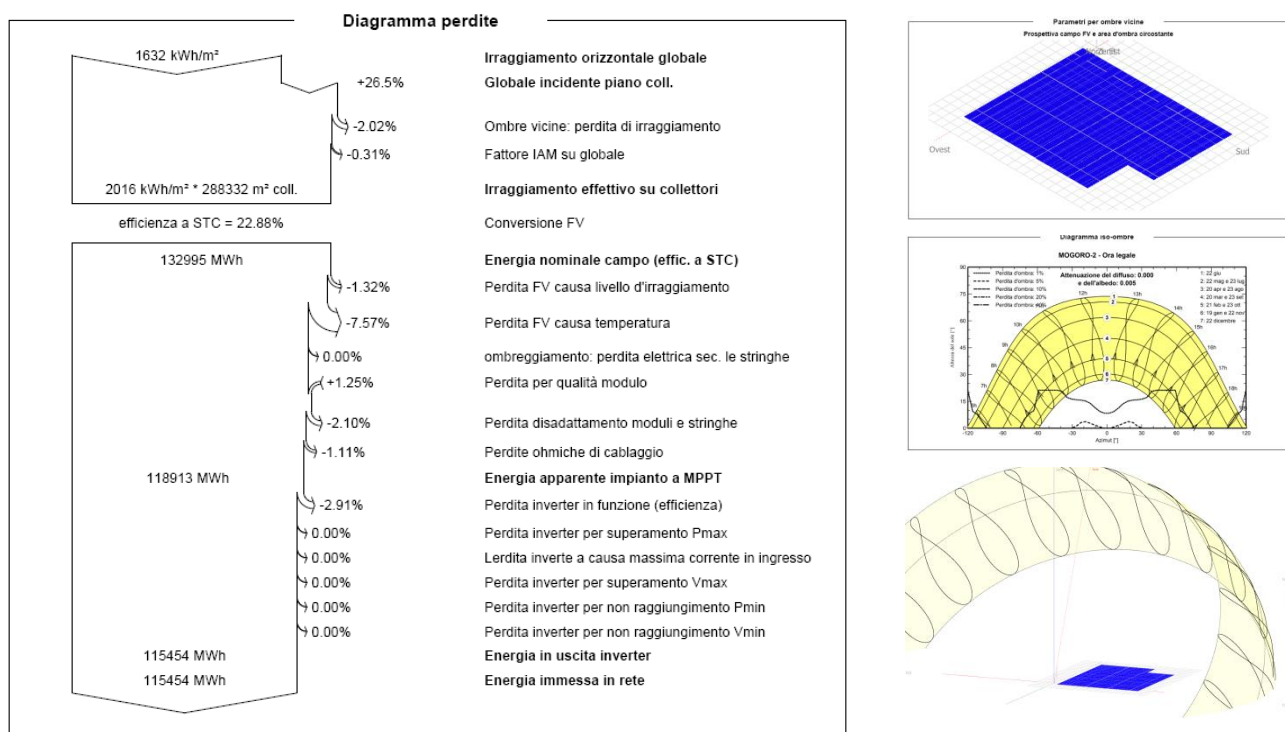
Il software infatti è in grado di utilizzare tutte le informazioni di dettaglio quali marca e modello dei pannelli fv di progetto, marca e modello degli inverter, formazione dei tracker con dimensioni fisiche delle strutture, dei pannelli e del pitch utilizzati in progetto, angolo di rotazione dei tracker ed algoritmi di backtracking,

posizione geografica del sito (per il corretto utilizzo dei database climatici), e stima più accurata delle perdite in tutte le fasi di produzione e trasporto dell'energia captata.

Il risultato di questa stima fornisce un valore di producibilità annua pari a **115'454 MWh/anno** (il valore precedente era di 85'975 MWh/anno ossia la nuova stima fornisce un valore maggiore di circa il 34.2 %).

I due valori vanno considerati appunto delle stime ottenute con due strumenti a differente precisione e dettaglio e pertanto si ritiene che la reale producibilità dell'impianto possa essere pari ad un valore intermedio tra i due valori ottenuti, e dunque orientativamente circa **100'000 MWh/anno**.

Seguono alcuni dettagli ottenuti dalla simulazione di producibilità fatti con il software PVSyst.





Progetto: MOGORO-2

Variante: Simulazione 01



PVsyst V7.2.8

VC0, Simulato su
23/11/23 13:07
con v7.2.8

Risultati principali

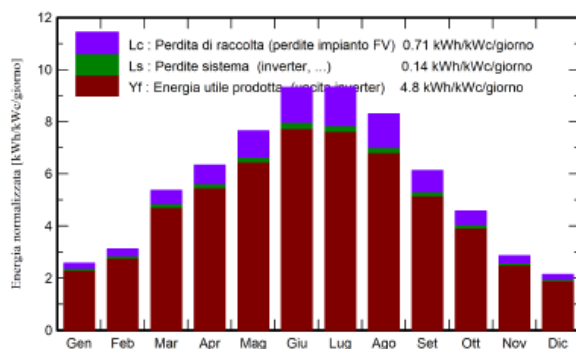
Produzione sistema

Energia prodotta 115454 MWh/anno

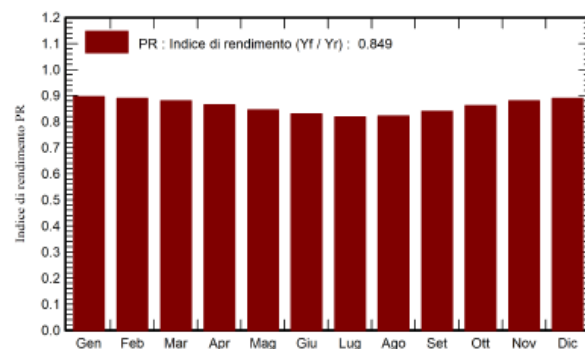
Prod. Specif.
Indice di rendimento PR

1752 kWh/kWc/anno
84.87 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio	EArray MWh	E_Grid MWh
Gennaio	61.0	24.79	9.86	79.7	77.5	4851	4707	0.896	4851	4707
Febbraio	71.0	38.50	9.88	87.3	84.6	5273	5117	0.889	5273	5117
Marzo	132.3	57.70	12.40	166.3	162.2	9923	9641	0.880	9923	9641
Aprile	152.6	70.98	14.77	190.0	185.1	11153	10828	0.865	11153	10828
Maggio	191.8	80.81	18.80	237.0	231.5	13612	13209	0.846	13612	13209
Giugno	220.3	78.08	23.36	279.7	274.4	15774	15310	0.831	15774	15310
Luglio	226.8	74.32	26.71	289.2	283.9	16074	15605	0.819	16074	15605
Agosto	200.1	71.07	26.78	257.4	251.9	14347	13937	0.822	14347	13937
Settembre	145.4	57.91	22.46	184.0	179.8	10499	10198	0.841	10499	10198
Ottobre	110.9	47.70	19.50	141.7	138.1	8273	8041	0.861	8273	8041
Novembre	66.8	30.30	14.38	85.6	83.1	5119	4969	0.880	5119	4969
Dicembre	52.8	24.59	11.17	66.4	64.3	4016	3892	0.890	4016	3892
Anno	1631.9	656.76	17.56	2064.3	2016.3	118913	115454	0.849	118913	115454

Legenda

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.	EArray	Energia effettiva in uscita campo
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre	E_Grid	Energia immessa in rete

9) DIMENSIONAMENTI

I dimensionamenti di massima dei componenti quali cavi elettrici in MT, in BT ac, in BT cc, l'impianto di videosorveglianza, di illuminazione, l'impianto di terra, di storage etc. sono descritti in dettaglio nei rispettivi elaborati allegati al progetto, a cui si rimanda per ulteriori dettagli.

10) COLLAUDO, GESTIONE E MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

Data la ragguardevole dimensione dell'impianto, il collaudo dovrà essere fatto in più tempi, prevedendo un collaudo parziale per ciascuna delle 23 aree in cui l'impianto stesso è stato suddiviso dal punto di vista elettrico. Successivamente, una volta completata la realizzazione e relativo collaudo di tutte le Cabine di Raccolta di Area con relativi cavidotti in MT e quant'altro di pertinenza, potrà essere fatto il collaudo complessivo di tutto l'impianto. Dovrà inoltre essere prioritaria la realizzazione ed il collaudo della Cabina di Raccolta Generale a bordo lotto e della linea di collegamento dell'impianto alla RTN. In questo modo l'impianto potrà subito essere connesso alla rete e questo permetterà di attivare ogni area singolarmente in sequenza, via via che la stessa verrà completata e collaudata.

La gestione dell'impianto esula dal fine del presente elaborato e pertanto si rimanda al relativo elaborato di progetto.

Per la manutenzione dell'impianto, dal punto di vista elettrico, si ritiene che questa possa essere fatta programmando e pianificando una serie di verifiche e controlli secondo quanto nel relativo documento di progetto, a cui si rimanda per maggiori dettagli (PIANO DI MANUTENZIONE).

Un piano di manutenzione più dettagliato ed efficace potrà essere fatto nel momento in cui saranno definitivamente fissati tutti i componenti realmente utilizzati nell'impianto, e dunque solo nel progetto esecutivo o addirittura di as built. Una particolare attenzione dovrà essere posta riguardo al sistema di storage, per la presenza delle batterie e delle apparecchiature ad esse collegate,

Il sistema di controllo dell'impianto può sicuramente essere un valido aiuto per monitorarne il corretto funzionamento, e conseguentemente pianificare gli opportuni interventi in tecnica predittiva, al fine di ridurre al minimo i disservizi o i fermi per guasti e/o manutenzione.

Il controllo remoto permette infatti la gestione a distanza dell'impianto e l'acquisizione dei dati relativi agli inverter, ai dispositivi di protezione in MT e ai contatori di energia. Esso avviene da centrale (servizio assistenza) con il medesimo software del controllo locale. Le grandezze controllate dal sistema sono tipicamente: – potenze dell'inverter; – tensione di campo dell'inverter; – corrente di campo dell'inverter; – tensioni e correnti di stringa; – radiazioni solari; – temperatura ambiente; – velocità del vento; – letture dell'energia attiva e reattiva prodotte. La connessione tra gli inverter e il PC avviene tramite linee in fibra ottica appositamente predisposte verso tutte le cabine dell'impianto.

11) ASPETTI REALIZZATIVI - CRONOPROGRAMMA

L'impianto sarà realizzato suddividendo lo stesso in 6 aree funzionali, come mostrato nella planimetria di cantiere allegata al presente progetto (aree di intervento). Pertanto, una volta delimitata l'area ed effettuati gli insediamenti principali sarà possibile iniziare le lavorazioni anche su più aree contemporaneamente. Nella stesura del cronoprogramma si è fatta l'ipotesi che a prevalere fosse la necessità di ridurre i tempi di realizzazione e pertanto lo stesso cronoprogramma contempla la realizzazione di numerose squadre di lavoro che andranno ad operare in contemporanea.

Per ulteriori dettagli si rimanda allo specifico elaborato di progetto.

12) DISMISSIONE IMPIANTO

La vita utile di un impianto fotovoltaico, intesa quale periodo di tempo in cui l'ammontare di energia elettrica prodotta è significativamente superiore ai costi di gestione, è stimata in oltre 30 anni, al termine del quale è prevista la demolizione, lo smaltimento delle strutture, il riciclo dei materiali utilizzati e il recupero del sito che potrà essere ripristinato alla iniziale destinazione d'uso. Ulteriori dettagli sono riportati nel relativo elaborato di progetto, a cui si rimanda (PIANO DI DISMISSIONE).

CRONOPROGRAMMA DELLE ATTIVITA' DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO																												
FASI DELLA DISMISSIONE	MESE-01				MESE-02				MESE-03				MESE-04				MESE-05				MESE-06				MESE-07			
	Week 01	Week 02	Week 03	Week 04	Week 05	Week 06	Week 07	Week 08	Week 09	Week 10	Week 11	Week 12	Week 13	Week 14	Week 15	Week 16	Week 17	Week 18	Week 19	Week 20	Week 21	Week 22	Week 23	Week 24	Week 25	Week 26	Week 27	Week 28
Sconnessione Impianto FV dalla RTN																												
Messa in sicurezza dell'impianto FV																												
Rimozione dei pannelli fotovoltaici																												
Rimozione Inseguitori solari (Tracker)																												
Rimozione delle Cabine di Raccolta di Area																												
Rimozione Cabina di Raccolta Generale (Power Station)																												
Rimozione dei prefabbricati / Basamenti Cabine																												
Rimozione elettrodotto interrato BT																												
Rimozione Gruppi Batterie (Storage)																												
Rimozione Gruppi INVERTER-TRAF0 (Storage)																												
Rimozione Cavidotti per lo Storage																												
Rimozione viabilità interna																												
Rimozione di siepi e piante																												
Rimozione della recinzione perimetrale																												
Ripristino finale dei luoghi																												

13) **NORMATIVA DI RIFERIMENTO**

Di seguito sono elencate le principali leggi e norme tecniche di riferimento per la realizzazione degli impianti fotovoltaici. Per quanto riguarda l'aspetto tecnico, gli impianti fotovoltaici devono essere progettati, costruiti ed eserciti secondo le norme elaborate dal Comitato Elettrotecnico Italiano che costituiscono disposizioni di legge:

- *CEI 0-2 - "Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici".*
- *CEI 0-16 - "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti MT delle imprese distributrici di energia elettrica".*
- *CEI 82-25 - "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di MT e BT".*
- *CEI 11-17 - "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo".*
- *CEI 11-27 - "Esecuzione dei lavori su impianti elettrici a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua".*
- *CEI EN 60947, Apparecchiature a bassa tensione - Parte 2 - Interruttori automatici.*
- *CEI EN 62208 (CEI 17-87) - Involucri vuoti per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione - Prescrizioni generali.*
- *CEI EN 61439-1 (CEI 17-113) - Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali.*
- *CEI EN 61439-2 (CEI 17-114) - Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 2: Quadri di potenza.*
- *CEI EN 60947-2/17-5 "Apparecchiature a bassa tensione Parte 2: Interruttori automatici".*
- *CEI 20-19/14 - "Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V".*
- *CEI 20-20 - "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V".*
- *CEI 20-21 - "Calcolo portate dei cavi elettrici. Parte 1: In regime permanente (fattore di carico 100%)".*
- *CEI 20-22 e successive varianti: Prove d'incendio su cavi elettrici.*
- *CEI 20-36/Ab, 4-0, 5-0: Prove di resistenza al fuoco per cavi elettrici in condizioni di incendio..*
- *CEI-UNEL 35318: Cavi per energia isolati in gomma etilenpropilenica ad alto modulo di qualità G16, sotto guaina di PVC, con particolari caratteristiche di reazione al fuoco e rispondenti al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR) – Cavi unipolari e multipolari con conduttori flessibili per posa fissa, con o senza schermo (treccia o nastro) – Tensione nominale U_0/U 0,6/1kV – Classe di reazione al fuoco: Cca-s3, d1, a3.*
- *CEI 20 CEI-UNEL 35310: Cavi per energia isolati in gomma elastomerica di qualità G17, con particolari caratteristiche di reazione al fuoco e rispondenti al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR) – Cavi unipolari senza guaina con conduttori flessibili – Tensione nominale U_0/U 450/750 V – Classe di*

reazione al fuoco: Cca-s1b, d1, a1CEI 20-37: Prove sui gas emessi durante la combustione di cavi elettrici e dei materiali dei cavi.

- *CEI 20-38: Cavi senza alogeni isolati in gomma, non propaganti l'incendio, per tensioni nominali U₀/U non superiori a 0,6/1 kV.*
- *CEI 20-38/2/Ab: Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi Parte 2 - Tensione nominale U₀ /U superiore a 0,6/1 kV*
- *CEI 20-45: cavi resistenti al fuoco isolati con mescola elastomerica con tensione nominale U₀/U non superiore a 0,6/1KV.*
- *D.Lgs N.106/17: "Adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE N. 305/2011 che fissa condizioni armonizzate per la commercializzazione dei prodotti da costruzione e che abroga la direttiva N. 89/106/CEE".*
- *CEI 23-49 - Involucri per apparecchi per installazioni elettriche fisse per usi domestici e similari - Parte 2: Prescrizioni particolari per involucri destinati a contenere dispositivi di protezione ed apparecchi che nell'uso ordinario dissipano una potenza non trascurabile -1996 e varianti succ.*
- *CEI 23-51 - Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare 2004.*
- *CEI UNEL 37118 (CEI 23Ab): Tubi protettivi rigidi ed accessori di materiale termoplastico - Tubi di polivinilcloruro serie pesante.*
- *CEI EN 60423 (CEI 23-26): Tubi per installazioni elettriche - Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori.*
- *CEI EN 61537 (23-76): Sistemi di canalizzazioni e accessori per cavi - Sistemi di passerelle porta cavi a fondo continuo e a traversini.*
- *CEI EN 61386-1 (CEI 23-80): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche, Parte 1: Prescrizioni generali.*
- *CEI EN 61386-21 (CEI 23-81): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche, Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori.*
- *CEI EN 61386-22 (CEI 23-82): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche, Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori.*
- *CEI EN 61386-23 (CEI 23-83): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche, Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori.*
- *CEI EN 61386-24 (CEI 23-116): Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche, Parte 24: Prescrizioni particolari - Sistemi di tubi interrati.*
- *CEI EN 61386-25 (CEI 23-125): Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche. Parte 25: Prescrizioni particolari per i dispositivi di fissaggio.*
- *EN 60669-1 (CEI 23-9) e successive varianti: Apparecchi di comando non automatici per installazione elettrica fissa per uso domestico e similare - Parte 1: Prescrizioni generali.*

-
- EN 60309-1 (CEI 23-12/1), EN 60309-2 (CEI 23-12/2): Spine e prese per uso industriale. Parte 1: Prescrizioni generali - Parte 2: Prescrizioni per intercambiabilità dimensionale per apparecchi con spinotti ad alveoli cilindrici.
 - EN 61008-1 (CEI 23-42) e successive varianti 23-42: Interruttori differenziali senza sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari - Parte 1: Prescrizioni generali.
 - EN 61008-2-1 (CEI 23-43): Interruttori differenziali senza sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari - Parte 2-1: Applicabilità delle prescrizioni generali agli interruptori differenziali con funzionamento indipendente dalla tensione di rete.
 - EN 61009-1 (CEI 23-44) e successive varianti: Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 1: Prescrizioni generali.
 - EN 61009-2-1 (CEI 23-45) e successive varianti: Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 2-1: Applicabilità delle prescrizioni generali agli interruptori differenziali con funzionamento indipendente dalla tensione di rete.
 - EN 61058-2-5 (CEI 23-47): Interruttori per apparecchi. Parte 2-5: Prescrizioni particolari per i selettori.
 - CEI 23-50: Spine e prese per usi domestici e similari Parte 1: Prescrizioni generali.
 - EN 61543 (CEI 23-53) Norma CEI 23-57: Interruttori differenziali (RCD) per usi domestici e similari. Compatibilità elettromagnetica.
 - EN 60669-2-3 (CEI 23-59): Apparecchi di comando non automatici per installazione elettrica fissa per uso domestico e similare. Parte 2-3: Prescrizioni particolari - Interruttori a tempo ritardato.
 - EN 60669-2-1 (CEI 23-60) e successive varianti: Apparecchi di comando non automatici per installazione elettrica fissa per uso domestico e similare. Parte 2-1: Prescrizioni particolari - Interruttori elettronici.
 - EN 60669-2-2 (CEI 23-62): Apparecchi di comando non automatici per installazione elettrica fissa per uso domestico e similare. Parte 2-2: Prescrizioni particolari - Interruttori con comando a distanza (RCS).
 - CEI EN 60898-1/A13/23-3/1 - "Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari".
 - CEI EN 60669-1/23-9 - "Apparecchi di comando non automatici per installazione elettrica fissa per uso domestico e similare. Parte 1: Prescrizioni generali".
 - CEI EN 60309-1/23-12/1 - "Spine e prese per uso industriale. Parte 1: Prescrizioni generali".
 - CEI EN 60309-2/23-12/2 - "Spine e prese per uso industriale. Parte 2: Prescrizioni per intercambiabilità dimensionale per spine e prese con spinotti ad alveoli cilindrici".
 - CEI EN 61008-1/23-42 - "Interruttori differenziali senza sganciatori sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 1: Prescrizioni generali".
 - CEI EN 61008-2-1/23-43 - "Interruttori differenziali senza sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 2-1: Applicabilità delle prescrizioni generali agli interruptori differenziali con funzionamento indipendente dalla tensione di rete".
 - CEI EN 61009-1/23-44 - "Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 1: Prescrizioni generali".

-
- *CEI EN 61009-2-1/23-45 - "Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per installazioni domestiche e similari. Parte 2-1: Applicabilità delle prescrizioni generali agli interruttori differenziali con funzionamento indipendente dalla tensione di rete".*
 - *Norma CEI 46-136: Guida alle Norme per la scelta e la posa dei cavi per impianti di comunicazione*
 - *CEI EN 60529 (CEI 70-1) - Gradi di protezione degli involucri (Codice IP) - 1997 e varianti succ.*
 - *CEI 64-8/1 - "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 1: Oggetto, scopo e principi fondamentali".*
 - *CEI 64-8/2 - "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 2: Definizioni".*
 - *CEI 64-8/3 - "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 3: Caratteristiche generali".*
 - *CEI 64-8/4 - "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 4: Prescrizioni per la sicurezza".*
 - *CEI 64-8/5 - "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 5: Scelta ed installazione dei componenti elettrici".*
 - *CEI 64-8/6 - "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 6: Verifiche".*
 - *CEI 64-8/7 - "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata ed a 1.500 V in corrente continua. Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari".*
 - *CEI 64-12 - "Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario".*
 - *Norma CEI 64-14 Guida alle verifiche degli impianti elettrici utilizzatori.*
 - *CEI 64-50 - "Edilizia residenziale - Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori, ausiliari e telefonici".*
 - *CEI 99-1 Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata Parte 3: Correnti durante due cortocircuiti fase-terra simultanei e distinti e correnti di cortocircuito parziali che fluiscono attraverso terra.*

Cagliari, 05 Novembre 2023

Il Progettista
Dott. Ing. Silvio Matta
