

PARCO SOLARE FOTOVOLTAICO ED OPERE CONNESSE, COMUNE DI AQUILEIA - POTENZA IMPIANTO 75,832 MW

RELAZIONE DI CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI

01/12/2023	00	Emissione per gli enti	A. Borelli	A. Borelli	A. Borelli
Data	Rev.	Descrizione Emissione	Preparato	Verificato	Approvato
Logo Committente e Denominazione Commerciale  Iren Green Generation Tech s.r.l.			ID Documento Committente Cod059_FV_BER_00087_00		
Logo Appaltatore e Denominazione Commerciale  Impianti Eco-Tecnologici			ID Documento Appaltatore		

	ID Documento Committente Cod059_FV_BER_00087_00	Pagina 2 / 20
		Numero Revisione
		00

Sommario

1. <i>Premessa</i>	3
2. <i>Descrizione generale dell'opera</i>	5
3. <i>Architettura dell'impianto</i>	6
4. <i>Struttura impianto</i>	7
5. <i>Componenti principali (Moduli, Inverter, cabine e collegamenti elettrici)</i>	9
6. <i>Dimensionamento – Elettrodotti collegamento campi e sottostazione</i>	15
7. <i>Dimensionamento – Cavi di stringa</i>	20

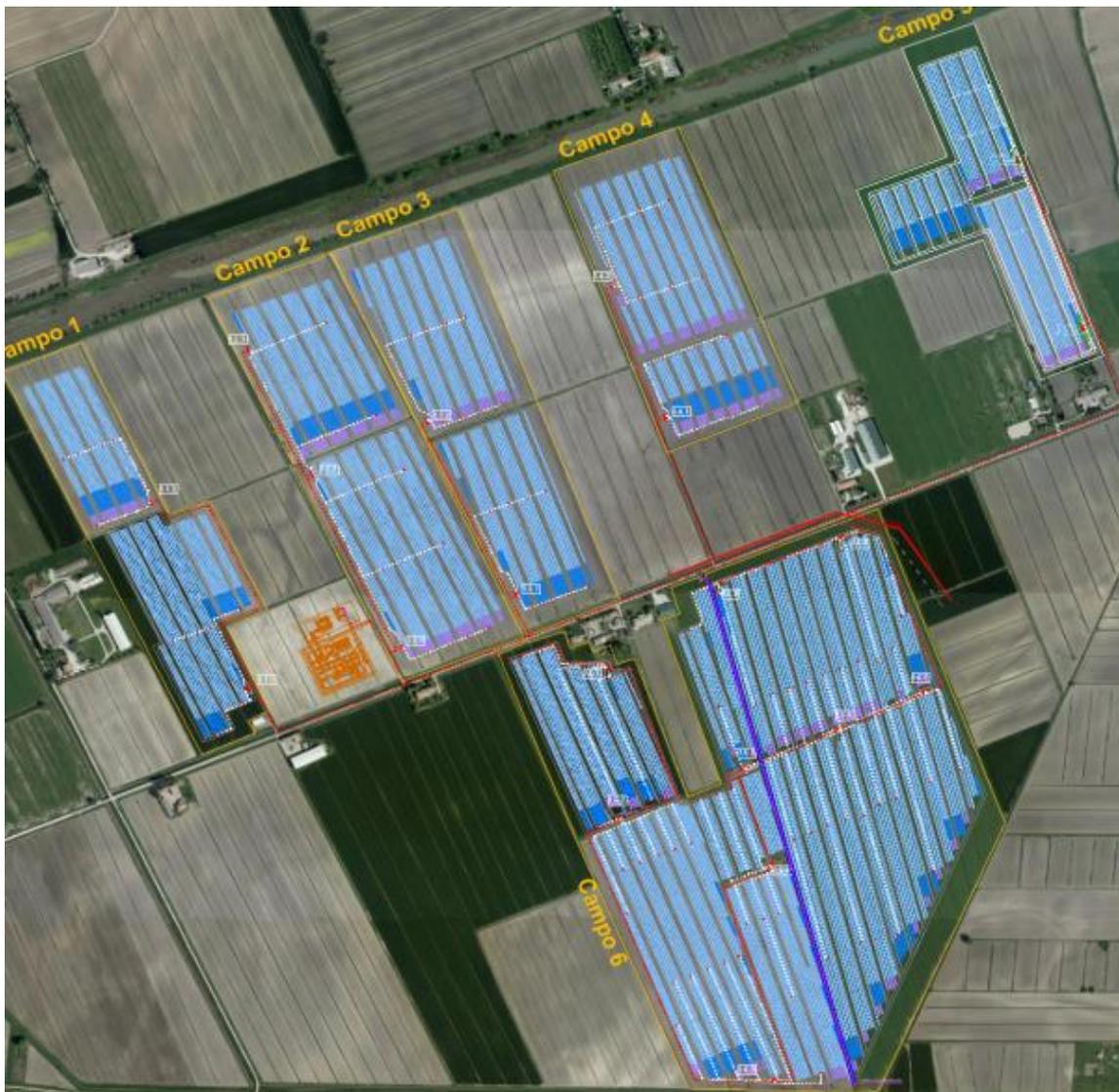
1. Premessa

La presente relazione tecnica viene redatta relativamente al progetto di costruzione di un impianto di produzione di energia elettrica mediante l'uso di moduli fotovoltaici, da connettere alla rete elettrica pubblica e da realizzarsi in Comune di Aquileia, in località "Bonifica IV Partita", già destinata dagli attuali strumenti urbanistici ad ospitare tale tipologia di opere.

Si procederà pertanto di seguito ad una descrizione dell'area oggetto dell'intervento, delle scelte progettuali, nonché delle caratteristiche tecniche dell'impianto e delle opere ad esso connesse.

Localizzazione dell'impianto all'interno del territorio della IV Partita -Estratto dal CTR.





Localizzazione dell'impianto all'interno del territorio della IV Partita –Ortofoto

	ID Documento Committente Cod059_FV_BER_00087_00	Pagina 5 / 20
		Numero Revisione
		00

2. Descrizione generale dell'opera

Nell'area in oggetto è prevista l'installazione di una serie di impianti fotovoltaici in base alla Variante n. 17 al PRGC del Comune di Aquileia. Dal punto di vista elettrico ogni campo fotovoltaico sarà costituito da due parti: una in corrente continua ed una in corrente alternata. La prima si estende dai moduli fotovoltaici fino agli inverter, la seconda dagli inverter fino all'allacciamento alla rete a 132 kV dell'elettrodotto "Planais-Belvedere" di TELAT.

Sarà realizzata inoltre, a cura del produttore, una sottostazione AT costituita da n. 2 sezioni, di cui:

- la prima gestita dal produttore con lo scopo principale di innalzare la tensione in uscita dagli inverter da 30kV a 132kV;
- la seconda gestita da TERNA con funzione di immissione e smistamento in rete dell'energia prodotta dagli impianti FV, eventualmente anche di terzi.

La sottostazione elettrica sorgerà nell'area compresa tra i Campi FV 1 e 2 (Foglio 5, mapp.n. 300) e sarà allacciata alla rete AT mediante una connessione entra/esce.

Il collegamento elettrico dei vari campi FV con la sottostazione avverrà mediante uso di cavi interrati a 30 kV di tipo elicoidale.

L'impianto fotovoltaico in oggetto avrà le seguenti caratteristiche:

- I moduli fotovoltaici saranno montati su strutture metalliche fisse di tre tipologie:
 - Strutture da 14 moduli;
 - Strutture da 28 moduli;
 - Strutture da 56 moduli.
- potenza dei singoli moduli: 700 Wp;
- potenza installata lato DC: 75,832 MWp;
- n. 20 cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica;
- n. 1 sottostazione Utente-Terna

sarà inoltre costituito da:

- rete elettrica interna a bassa tensione e corrente continua;

	ID Documento Committente Cod059_FV_BER_00087_00	Pagina 6 / 20
		Numero Revisione
		00

- rete elettrica interna a 30 kV per il collegamento in entra-esce delle cabine di trasformazione fino alla cabina di raccolta in SSU;
- rete telematica interna di monitoraggio per il controllo dell'impianto fotovoltaico.

Lo scopo della presente relazione, è il predimensionamento della Rete elettrica interna a 30 kV per il collegamento tra le cabine di trasformazione dei vari campi fino alla Sotto Stazione Elettrica.

3. Architettura dell'impianto

L'impianto fotovoltaico avrà una potenza di picco di 75,832 MWp e sarà connesso alla RTN per mezzo di una Sottostazione elettrica di elevazione AT a 132/30 kV.

Le sue componenti principali saranno:

- 1) Il Generatore Fotovoltaico;
- 2) Le strutture di supporto dei moduli;
- 3) Le Cabine Elettriche di Campo;
- 4) Il Gruppo Conversione / Trasformazione;
- 5) I cavidotti BT e AT;

Da un punto di vista elettrico, i moduli fotovoltaici (108.332) saranno collegati tra loro in serie a formare le stringhe: la tensione resa disponibile dalla singola stringa è data dalla somma delle tensioni fornite dai singoli moduli che compongono la stringa. Nel caso specifico, una stringa sarà costituita da 28, moduli fotovoltaico da 700 Wp ciascuno.

Le stringhe saranno connesse dapprima ad un Quadro di Campo (string-box) (lato DC) e poi ad un Inverter centralizzato alloggiato all'interno di apposito Container/Cabina.

Al fine di proteggere le stringhe dell'impianto, all'interno di ogni string-box saranno presenti fusibili opportunamente dimensionati.

In ognuno di essi è presente un trasformatore innalzatore che porta la tensione dell'inverter centralizzato (600 Volt in Bassa Tensione) alla Media Tensione (30 kV). Ogni sottocampo fotovoltaico

sarà a sua volta costituito da un certo numero di inverter/cabine che collegati tra loro (mediante sistema entra/esci) si connettono alla cabina di raccolta in sottostazione (lato AC).

L'energia totale sottesa alla Cabina di Raccolta, e quindi l'energia totale erogata dall'Impianto fotovoltaico, sarà data dalla somma dell'energia raccolta da ciascun sottocampo. I sottocampi elettrici sono elettricamente indipendenti tra loro. Le uscite in Media Tensione di ogni cabina/container saranno protette da interruttori dedicati, al fine di proteggere le linee relative ai sotto-campi da sovracorrenti, cortocircuiti e/o perdite di isolamento.

4. Struttura impianto

Le tabelle che seguono riassumono la struttura ed il layout d'impianto; a seguire il dettaglio su ogni inverter.

TOTALE IMPIANTO									
Tipo di Tracker	Campo 1	Campo 2	Campo 3	Campo 4	Campo 5	Campo 6	Tot. Pannelli	Potenza pannelli (W)	Potenza di picco (kWp)
Tracker 56 Moduli	166	236	189	140	126	885	97.552	700	68.286,40
Tracker 28 Moduli	40	33	26	27	28	90	6.832	700	4.782,40
Tracker 14 Moduli	18	58	24	58	30	98	3.948	700	2.763,60
Totale	10.668	14.952	11.648	9.408	8.260	53.452	108.332	700	75.832,40

TOTALE INVERTER CAMPO 1									
Numero Inverter	Pannelli x stringa	Numero stringhe/box	Numero string-box	Pannelli x stringa	Numero stringhe/box	Numero string-box	Tot. stringhe	Tot. pannelli	Potenza di picco (kWp)
1.1	28	19	9	28	19	1	190	5320	3.724,00
1.2	28	19	9	28	20	1	191	5348	3.743,60
Totale	28	38	18	28	39	2	381	10.668	7.467,60

TOTALE INVERTER CAMPO 2									
Numero Inverter	Pannelli x stringa	Numero stringhe/box	Numero string-box	Pannelli x stringa	Numero stringhe/box	Numero string-box	Tot. stringhe	Tot. pannelli	Potenza di picco (kWp)
2.1	28	24	2	28	26	5	178	4984	3.488,80
2.2	28	24	2	28	26	5	178	4984	3.488,80
2.3	28	24	2	28	26	5	178	4984	3.488,80
Totale	28	72	6	28	78	15	534	14.952	10.466,40

TOTALE INVERTER CAMPO 3

Numero Inverter	Pannelli x stringa	Numero stringhe/box	Numero string-box	Pannelli x stringa	Numero stringhe/box	Numero string-box	Tot. stringhe	Tot. pannelli	Potenza di picco (kWp)
3.1	28	26	8				208	5824	4.076,80
3.2	28	26	8				208	5824	4.076,80
Totale	28	52	16				416	11.648	8.153,60

TOTALE INVERTER CAMPO 4

Numero Inverter	Pannelli x stringa	Numero stringhe/box	Numero string-box	Pannelli x stringa	Numero stringhe/box	Numero string-box	Tot. stringhe	Tot. pannelli	Potenza di picco (kWp)
4.1	28	28	6				168	4704	3.292,80
4.2	28	28	6				168	4704	3.292,80
Totale	28	56	12				416	9.408	6.585,60

TOTALE INVERTER CAMPO 5

Numero Inverter	Pannelli x stringa	Numero stringhe/box	Numero string-box	Pannelli x stringa	Numero stringhe/box	Numero string-box	Tot. stringhe	Tot. pannelli	Potenza di picco (kWp)
5.1	28	21	7				147	4116	2.881,20
5.2	28	21	6	28	22	1	148	4144	2.900,80
Totale	28	42	14	28	22	1	416	8.260	5.782,00

TOTALE INVERTER CAMPO 6

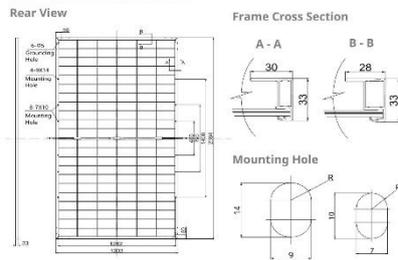
Numero Inverter	Pannelli x stringa	Numero stringhe/box	Numero string-box	Pannelli x stringa	Numero stringhe/box	Numero string-box	Tot. stringhe	Tot. pannelli	Potenza di picco (kWp)
6.1	28	30	4	28	31	3	211	5908	4.135,60
6.2	28	30	5	28	31	2	212	5936	4.155,20
6.3	28	30	5	28	31	2	212	5936	4.155,20
6.4	28	30	5	28	31	2	212	5936	4.155,20
6.5	28	30	5	28	31	2	212	5936	4.155,20
6.6	28	30	5	28	31	2	212	5936	4.155,20
6.7	28	30	5	28	31	2	212	5936	4.155,20
6.8	28	30	5	28	31	2	212	5936	4.155,20
6.9	28	30	5	28	31	2	212	5936	4.155,20
Totale	28	270	44	28	279	19	1.907	53.396	37.377,20

5. Componenti principali (Moduli, Inverter, cabine e collegamenti elettrici)

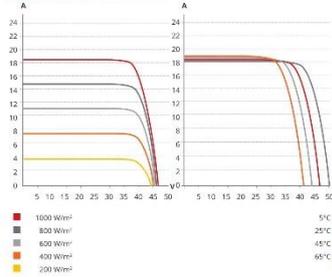
L'impianto oggetto di intervento adotta pannelli fotovoltaici di tipo monocristallino bifacciali aventi potenza nominale STC (Standard Test Condition) pari a 700 Wp, con dimensioni pari a 2384x1303 mm (come da scheda tecnica sotto riportata).

5.1 Principali Caratteristiche

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-680TB-AG / I-V CURVES



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-675TB-AG	675 W	39.0 V	17.31 A	46.9 V	18.24 A	21.7%
Bifacial Gain**	5%	709 W	39.0 V	18.19 A	46.9 V	22.8%
	10%	743 W	39.0 V	19.04 A	46.9 V	23.9%
	20%	810 W	39.0 V	20.77 A	46.9 V	26.1%
CS7N-680TB-AG	680 W	39.2 V	17.35 A	47.1 V	18.29 A	21.9%
Bifacial Gain**	5%	714 W	39.2 V	18.22 A	47.1 V	23.0%
	10%	748 W	39.2 V	19.09 A	47.1 V	24.1%
	20%	816 W	39.2 V	20.82 A	47.1 V	26.3%
CS7N-685TB-AG	685 W	39.4 V	17.39 A	47.3 V	18.34 A	22.1%
Bifacial Gain**	5%	719 W	39.4 V	18.26 A	47.3 V	23.1%
	10%	754 W	39.4 V	19.14 A	47.3 V	24.3%
	20%	822 W	39.4 V	20.87 A	47.3 V	26.5%
CS7N-690TB-AG	690 W	39.6 V	17.43 A	47.5 V	18.39 A	22.2%
Bifacial Gain**	5%	725 W	39.6 V	18.31 A	47.5 V	23.3%
	10%	759 W	39.6 V	19.17 A	47.5 V	24.4%
	20%	828 W	39.6 V	20.92 A	47.5 V	26.7%
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	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	19.18 A	47.7 V	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	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	23.7%
	10%	770 W	40.0 V	19.22 A	47.9 V	24.8%
	20%	840 W	40.0 V	21.01 A	47.9 V	27.0%
CS7N-/US 1B-AG	700 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	23.8%
	10%	776 W	40.2 V	19.27 A	48.1 V	25.0%
	20%	846 W	40.2 V	21.06 A	48.1 V	27.2%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
 ** 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 ~ +10 W
Power Bifaciality*	80 %

* Power Bifaciality = Pmax_{back} / Pmax_{front}, both Pmax_{back} and Pmax_{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.

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

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-675TB-AG	510 W	36.9 V	13.84 A	44.4 V	14.71 A
CS7N-680TB-AG	514 W	37.1 V	13.88 A	44.6 V	14.75 A
CS7N-685TB-AG	518 W	37.2 V	13.91 A	44.8 V	14.79 A
CS7N-690TB-AG	522 W	37.4 V	13.94 A	45.0 V	14.83 A
CS7N-695TB-AG	526 W	37.6 V	13.97 A	45.2 V	14.87 A
CS7N-700TB-AG	529 W	37.8 V	14.00 A	45.4 V	14.91 A
CS7N-705TB-AG	533 W	38.0 V	14.03 A	45.5 V	14.95 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), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 250 mm (9.8 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



	ID Documento Committente Cod059_FV_BER_00087_00	Pagina 10 / 20
		Numero Revisione
		00

5.2 Principali Caratteristiche

La distanza dal suolo influisce sul rendimento del pannello perché una buona captazione della luce riflessa richiede uno spazio libero tra suolo e il retro del pannello. Si ha una crescita lineare con guadagno di produttività forte fino a 40 cm di distanza dal suolo ed un guadagno man mano inferiore all'aumentare della distanza.

Un aumento della distanza ("pitch") tra le file di pannelli favorisce una maggiore captazione dell'energia riflessa. Nel progetto in esame, il pitch è stato fissato a 5,50 m circa.

5.3 Strutture di supporto dei moduli

Il progetto del presente impianto prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici montati su struttura ad inseguimento monoassiale. Nella struttura i moduli fotovoltaici sono fissati ad un telaio in acciaio, che ne forma il piano d'appoggio, a sua volta opportunamente incernierato ad un trave di rotazione collegato al motore. Tutta la struttura è poi sorretta da una serie di pali in acciaio da infiggere direttamente nel terreno. L'infissione sarà eseguita a mezzo di battipalo (o con l'utilizzo di pre-foro o in casi specifici di fondazione in cemento). In fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno tale valore potrebbe subire modifiche che tuttavia si prevede siano non eccessive (come l'utilizzo di pali più profondi o cemento su alcuni pali). Questa tipologia di struttura faciliterà enormemente sia la costruzione che la dismissione dell'impianto a fine vita, riducendo drasticamente le modifiche subite dal suolo.

I moduli saranno montati in posizione orizzontale su due file, in numero tale da formare tre tipologie di strutture:

- Strutture da 56 moduli, 2 stringhe in serie;
- Strutture da 28 moduli, 1 stringhe in serie;
- Strutture da 14 moduli, 0,5 stringhe in serie.

5.4 Gruppo di conversione/trasformazione

Il gruppo di conversione/trasformazione sarà costituito da un Inverter (convertitore statico) associato ad un trasformatore di potenza.

L'inverter è un dispositivo elettronico in grado di convertire le grandezze elettriche come tensione e corrente, in valore e/o forma. Tali inverter, con elevato fattore di rendimento, sono in grado di

	ID Documento Committente Cod059_FV_BER_00087_00	Pagina 11 / 20
		Numero Revisione
		00

seguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I-V (funzione MPPT Maximum Power Point Tracking) e di costruire un'onda sinusoidale in uscita con tecnica PWM (Pulse With Modulation), avente ampiezza e frequenza costanti nel tempo, in modo da contenere l'ampiezza delle armoniche entro i valori stabiliti dalle norme.

Gli inverter saranno installati all'interno di Cabine prefabbricate (o container) come da posizione indicata negli elaborati grafici.

L'energia prodotta dall'Impianto verrà quindi trasformata ed il sistema passa da corrente continua a corrente alternata (Bassa Tensione 600 Volt). Il valore Tensione viene successivamente innalzato sino alla Media Tensione (30 kV) Più adeguato per l'immissione in rete. Per ottenere ciò sarà necessaria una ulteriore trasformazione mediante un Trasformatore MT/BT, parte integrante del gruppo conversione/trasformazione che sarà alloggiato all'interno Cabine elettriche di Campo.

5.5 Collegamenti e cablaggi

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica, l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio).
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio).
- Conduttore di fase punti luce: grigio.
- Conduttore di fase prese luce: marrone.
- Conduttore di fase prese F.M.: grigio/nero.
- Conduttore per circuiti in CC: chiaramente siglato con indicazione del positivo con il simbolo '+' e del negativo con il simbolo '-'.

Per il funzionamento dei vari componenti elettrici sono previste le seguenti tipologie di collegamenti:

- corrente continua
- corrente alternata (Bassa Tensione)

	ID Documento Committente Cod059_FV_BER_00087_00	Pagina 12 / 20
		Numero Revisione
		00

- corrente alternata (Media/Alta Tensione)

Per le connessioni in corrente continua:

Cavi H1Z2Z2-K. I cavi in corrente continua sono utilizzati per le connessioni dei moduli fotovoltaici con le cassette o quadri di stringa e per connettere gli stessi al rispettivo inverter di campo.

I cavi utilizzati per l'interconnessione dei moduli fotovoltaici devono essere fascettati alle strutture di sostegno, mentre i cavi di prolungamento di ognuna delle stringhe confluiscono verso gli inverter in cavidotti di protezione in PVC del tipo corrugato interrato.

Per le connessioni in corrente alternata (Bassa Tensione):

Cavi ARG7R 0,6/1 kV. I cavi in questione sono necessari ai fini del collegamento tra inverter e componenti ausiliari (come illuminazione, prese di servizio e/o comando). Saranno in alluminio, dimensionati in modo da sopportare le correnti previste e rispondenti le normative di settore (CEI 20-13, CEI 20-22 II e CEI 20-37 I).

Utilizzeranno la colorazione secondo normativa UNEL e saranno marchiati IMQ.

Per le connessioni in corrente alternata (Media/Alta Tensione):

Cavi RG7H1R 25/45 kV. Sono i cavi di collegamento tra le varie cabine di campo e tra i campi e la cabina di raccolta della Sottostazione. Seguiranno un percorso interrato che attraverserà strade private e pubbliche.

in corrente continua sono utilizzati per le connessione dei moduli fotovoltaici con le cassette o quadri di stringa e per connettere gli stessi al rispettivo inverter di campo.

I cavi utilizzati per l'interconnessione dei moduli fotovoltaici devono essere fascettati alle strutture di sostegno, mentre i cavi di prolungamento di ognuna delle stringhe confluiscono verso gli inverter in cavidotti di protezione in PVC del tipo corrugato interrato.

	ID Documento Committente Cod059_FV_BER_00087_00	Pagina 13 / 20
		Numero Revisione
		00

5.5 Messa a terra

Il collegamento al nodo equipotenziale di terra dei moduli e della struttura di sostegno avverrà secondo la normativa vigente, mediante conduttore di sezione e marchiatura già specificata ai paragrafi precedenti.

Per quanto concerne i telai dei moduli e la struttura di sostegno, se la resistenza di terra fra la massa estranea (telai moduli) e la terra (ρ) è maggiore di 1.000 Ohm il collegamento a terra è vietato, altrimenti ($\rho < 1000$ Ohm) il collegamento a terra è obbligatorio (CEI 64-8) ed essi dovranno essere collegati elettricamente dal conduttore unipolare di sezione a norma di legge al nodo equipotenziale esistente.

Per quanto riguarda la rete di terra della Cabina di Raccolta e delle Cabine di Trasformazione, la realizzazione dell'impianto di terra consisterà nelle seguenti attività:

- Installazione di collettori di terra in piatto di rame 60x6 mm sulle pareti;
- Esecuzione delle derivazioni di messa a terra delle masse metalliche fisse verso i collettori, con piatto di rame 40x3 mm;
- Connessioni di continuità elettrica delle carpenterie mobili, con conduttori flessibili di sezione:
 - 50 mm² per la messa a terra dei pannelli mobili (ante di celle ed armadi);
 - 70 mm² per la messa a terra delle parti mobili tipo aste di manovra.
- Posa e collegamento, con doppio cavo in rame da 70mmq, alla rete di terra del fabbricato che sarà, a sua volta, costituita da un anello perimetrale in corda di rame nudo 50 mmq e n.4 dispersori puntuali a picchetto (in prossimità dei vertici dell'anello).

	ID Documento Committente Cod059_FV_BER_00087_00	Pagina 14 / 20
		Numero Revisione
		00

L'installazione dei collettori di terra e delle derivazioni alle masse metalliche dovrà essere opportunamente distanziata dalla parete mediante interposizione di distanziali in resina autoestingente, ed il fissaggio a parete dovrà essere eseguito con viti in acciaio e tasselli in PVC. Le sbarre in rame dell'impianto di terra interno ai fabbricati dovranno essere verniciate sulle parti a vista, in GIALLO con strisce VERDI, oppure con il simbolo di terra (verniciato o prestampato, ben adesivo e resistente).

6. Dimensionamento – Elettrodotti collegamento campi e sottostazione

L’impianto oggetto di intervento adotta pannelli fotovoltaici di tipo monocristallino bifacciali aventi potenza nominale STC (Standard Test Condition) pari a 700 Wp, con dimensioni pari a 2384x1303 mm (come da scheda tecnica riportata nella presente relazione).

Le Cabine di Campo raccolgono l’energia prodotta in corrente continua dai moduli fotovoltaici. All’interno delle stesse Cabine avviene dapprima la conversione in corrente alternata e subito dopo l’innalzamento della tensione sino a 30 kV.

Le Cabine sono collegate tra loro in entra-esce, questa rete di collegamenti costituisce ciò che definiamo rete interna a 30 kV.

Caratteristiche tecniche dei cavidotti

Per il dimensionamento delle linee solari ai pannelli, si è scelto di utilizzare cavi unipolari flessibili stagnati, con isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

EN 50618
CEI EN 60332-1-2
CEI EN 50525
CEI EN 50289-4-17 A
CEI EN 50396
2014/35/UE
2011/65/CE
CA01.00546



Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø indicativo produzione	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20°C	Portata di corrente in aria libera Current rating free in air	
Formation	Approx. conductor Ø	Average insulation thickness	Average sheath thickness	Approx. production Ø	Approx. cable weight	Max. electrical resistance at 20°C	Singolo cavo Single cable 60°C	2 cavi adiacenti 2 adjacent cables 60°C
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	A	A
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	4,5	34	13,7	30	24
1 x 2,5	2,1	0,7	0,8	5,0	47	8,21	40	33
1 x 4	2,5	0,7	0,8	5,5	58	5,09	55	44
1 x 6	3,0	0,7	0,8	6,0	75	3,39	70	70
1 x 10	4,0	0,7	0,8	7,2	113	1,95	95	95
1 x 16	5,0	0,7	0,9	8,4	168	1,24	130	107

Per il dimensionamento delle linee MT, si è scelto di impiegare terne di cavi disposti a trifoglio in alluminio, tipo ARG7H1RNRX - 18/30 kV. Ciò non esclude la possibilità di utilizzare in fase esecutiva, altra tipologia di cavo, qualora quella scelta non fosse disponibile su mercato.

ARG7H1RNRX - 18/30 kV

U_o/U: 18/30 kV

U max: 36 kV

Caratteristiche tecniche

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø circoscritto indicativo	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A	
						in aria	interrato ^(*)
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	A	A
3 x 1 x 50	8,2	8,0	2,1	77,7	4810	174	168
3 x 1 x 70	9,8	8,0	2,2	82,2	5400	218	207
3 x 1 x 95	11,45	8,0	2,2	85,4	5895	266	247
3 x 1 x 120	12,9	8,0	2,3	91,2	6755	309	281
3 x 1 x 150	14,2	8,0	2,4	94,0	7235	352	318
3 x 1 x 185	16,0	8,0	2,4	98,3	7910	406	361
3 x 1 x 240	18,4	8,0	2,5	103,9	8980	483	418

(*) I valori di portata si riferiscono alle seguenti condizioni:
 - Resistività termica del terreno: 1 K·m/W
 - Temperatura ambiente 20°C
 - profondità di posa: 0,8 m

Caratteristiche elettriche

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Resistenza apparente a 90°C e 50Hz	Reattanza di fase	Capacità a 50Hz	Corrente termica di circuito ^(*)
n° x mm ²	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	μF/km	kA
3 x 1 x 50	0,641	0,822	0,15	0,15	6,5
3 x 1 x 70	0,443	0,568	0,14	0,16	9,1
3 x 1 x 95	0,320	0,411	0,13	0,18	12,3
3 x 1 x 120	0,253	0,325	0,13	0,19	15,6
3 x 1 x 150	0,206	0,265	0,12	0,22	19,5
3 x 1 x 185	0,164	0,211	0,12	0,22	24,1
3 x 1 x 240	0,125	0,161	0,11	0,24	31,2

(*) Durata del corto circuito 0,5 secondi

	ID Documento Committente Cod059_FV_BER_00087_00	Pagina 17 / 20
		Numero Revisione
		00

Portata nominale del cavo

I cavi costituenti gli elettrodotti dovranno assicurare che la portata uscente dalla cabina in esame, possa essere trasportata senza che il cavo stesso subisca surriscaldamento e quindi danneggiamento. Per i calcoli si è considerata la formula:

$$I_{b_max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} V_n \cos \varphi}$$

I_b è la corrente di linea (o corrente massima) del cavo da dimensionare.

Le portate (I_z') indicate nelle tabelle dei cavi interrati fanno riferimento a valori con le seguenti condizioni di posa:

- Resistività termica del terreno: $1K^*m/W$;
- Temperatura ambiente $20^\circ C$;
- Profondità di posa: 0,80 m.

Quelle sopra indicate sono condizioni di posa ideali, che differiscono da quelle reali. Di conseguenza dovranno essere applicati dei coefficienti correttivi che, moltiplicati per I_z' , forniscono il valore della portata nominale I_z del cavo nelle condizioni reali di posa.

Il fattore di correzione detto è K_{tot} che si ottiene come segue:

$$K_{tot} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4$$

k_1 = coefficiente di correzione da applicare se la temperatura di posa è diversa da $20^\circ C$;

k_2 = coefficiente di correzione da applicare per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano;

k_3 = coefficiente di correzione da applicare per resistività del terreno diversa dal valore di riferimento di $1,5 K^*m/W$, valido per terreni scarsamente umidi o asciutti;

k_4 = coefficiente di correzione da applicare per profondità di posa differente dal valore di riferimento, cioè 0,80 m.

	ID Documento Committente Cod059_FV_BER_00087_00	Pagina 18 / 20
		Numero Revisione
		00

Per il dimensionamento delle linee MT interne all'impianto, sono state considerate le seguenti condizioni di posa:

- Temperatura ambiente 30° C;
- N° di terne di cavi posate sullo stesso piano: 1
- Resistività termica del terreno: 1 K*m/W;
- Profondità di posa: 1,20 m.

che portano ai seguenti coefficienti correttivi:

- $k_1 = 0,94$ (considerando la temperatura dei conduttori pari a 105 °C – worst-case);
- k_2 = il valore è variabile in funzione del numero di terne di cavi AT posati nello stesso scavo ed in piano;
- $k_3 = 1$ (considerando un terreno con normale contenuto di umidità).

Nella Tabella di seguito riportata, si riassumono le caratteristiche elettriche di dimensionamento delle linee e per ciascuna tratta di cavidotto è stata indicato:

- l'Inverter di riferimento;
- la potenza raccolta nell'inverter cui si fa riferimento;
- la tratta di riferimento;
- la potenza cumulata;
- la tensione di riferimento;
- il valore di corrente in esso circolante I_b calcolato con la (1) innanzi detta,
- la sezione scelta per il cavo;
- la portata nominale I_z' del cavo (funzione della sezione) desunta dalla Tabella A;
- il coefficiente K_{tot} calcolato con la (2);
- la portata nominale I_z funzione del coefficiente K_{tot} .

Dimensionamento rete MT interna all'impianto – cavi tipo ARG7H1RNRX

SOTTOCAMPO 1

INV	Potenza INV (kWp)	Tratti	Potenza cumul. (kWp)	Tensione (kV)	Corrente Ib (A)	Sezione (mmq)	Portata Nominale Iz' (A)	Ktot	Portata Nominale Iz (A)
INV 1.2	3.743,60	INV 1.1 – INV 1.2	3.743,60	30	72,05	95	247	0,91	224,77
INV 1.1	3.724,00	INV 1.1 - SSU	7.467,60	30	141,33	95	247	0,91	224,77

SOTTOCAMPO 2

INV	Potenza INV (kWp)	Tratti	Potenza cumul. (kWp)	Tensione (kV)	Corrente Ib (A)	Sezione (mmq)	Portata Nominale Iz' (A)	Ktot	Portata Nominale Iz (A)
INV 2.3	3.488,80	INV 2.3 – INV 2.2	3.488,80	30	67,14	95	247	0,91	224,77
INV 2.2	3.488,80	INV 2.2 – INV 2.1	6.977,60	30	134,28	95	247	0,91	224,77
INV 2.1	3.488,80	INV 2.1 - SSU	10.466,40	30	201,43	95	247	0,91	224,77

SOTTOCAMPO 3

INV	Potenza INV (kWp)	Tratti	Potenza cumul. (kWp)	Tensione (kV)	Corrente Ib (A)	Sezione (mmq)	Portata Nominale Iz' (A)	Ktot	Portata Nominale Iz (A)
INV 3.2	4.076,80	INV 3.1 – INV 3.2	4.076,80	30	78,46	95	247	0,91	224,77
INV 3.1	4.076,80	INV 3.1 - SSU	8.153,60	30	156,92	95	247	0,91	224,77

SOTTOCAMPO 4+5

INV	Potenza INV (kWp)	Tratti	Potenza cumul. (kWp)	Tensione (kV)	Corrente Ib (A)	Sezione (mmq)	Portata Nominale Iz' (A)	Ktot	Portata Nominale Iz (A)
INV 4.2	3.292,80	INV 4.1 – INV 4.2	3.292,80	30	63,37	95	247	0,91	224,77
INV 4.1	3.292,80	INV 4.1 - SSE	6.585,60	30	126,74	95	247	0,91	224,77
INV 5.2	2.900,80	INV 5.1 – INV 5.2	9.486,40	30	182,57	95	247	0,91	224,77
INV 5.1	2.881,20	INV 5.1 - SSE	12.367,60	30	238,01	120	281	0,91	255,71

SOTTOCAMPO 6"

INV	Potenza INV (kWp)	Tratti	Potenza cumul. (kWp)	Tensione (kV)	Corrente Ib (A)	Sezione (mmq)	Portata Nominale Iz' (A)	Ktot	Portata Nominale Iz (A)
INV 6.9	4.174,80	INV 6.9 – INV 6.8	4.174,80	30	80,34	95	247	0,91	224,77
INV 6.8	4.155,20	INV 6.8 – INV 6.7	8.330,00	30	160,31	95	247	0,91	224,77
INV 6.7	4.155,20	INV 6.7 – INV 6.6	12.485,20	30	240,28	120	281	0,91	255,71
INV 6.6	4.155,20	INV 6.6 – INV 6.5	16.640,40	30	320,24	240	418	0,91	380,38
INV 6.5	4.155,20	INV 6.5 – SSU	20.795,60	30	400,69	2X120	551	0,91	501,41

SOTTOCAMPO 6'

INV	Potenza INV (kWp)	Tratti	Potenza cumul. (kWp)	Tensione (kV)	Corrente Ib (A)	Sezione (mmq)	Portata Nominale Iz' (A)	Ktot	Portata Nominale Iz (A)
INV 6.4	4.155,20	INV 6.4 - INV 6.3	4.155,20	30	80,06	95	247	0,91	224,77
INV 6.3	4.155,20	INV 6.3 - INV 6.2	8.310,04	30	160,12	95	247	0,91	224,77
INV 6.2	4.155,20	INV 6.2 - INV 6.1	12.465,60	30	240,19	120	281	0,91	255,71
INV 6.1	4.155,20	INV 6.1 - SSU	16.620,80	30	320,25	240	418	0,91	380,38

7. Dimensionamento – Cavi di stringa

L'impianto oggetto di intervento adotta pannelli fotovoltaici di tipo monocristallino bifacciali aventi potenza nominale STC (Standard Test Condition) pari a 700 Wp, con dimensioni pari a 2384x1303 mm (come da scheda tecnica riportata nella presente relazione).

Qui di seguito esplicitiamo il calcolo effettuato per il dimensionamento dei cavi che dal Quadro di Stringa collegano i pannelli a bordo delle strutture:

CALCOLO SEZIONE CAVI – SINGOLE STRINGHE

INV	Potenza STR. (kWp)	Tratti	Lunghezza	Tensione (V)	Corrente Ib (A)	Sezione (mm ²)	Resistenza cavo	ΔV [V]	Portata $\Delta V\%$
56 Mod.	19,60	Prima stringa da 28 mod.	75 m	1120	17,51	10	1,95	5,12	0,46
	19,60	Seconda stringa da 28 mod.	170 m	1120	17,51	10	1,95	11,20	1,00
28 Mod.	19,60	Stringa su singola struttura	170 m	1120	17,51	10	1,95	11,20	1,00
2x 14 Mod.	19,60	Stringa su doppia struttura	170 m	1120	17,51	10	1,95	11,20	1,00

Per il collegamento tra gli inverter e i Quadri di Stringa, in questo progetto sono stati scelti cavi in alluminio del tipo ARG16R16, e qui di seguito vengono esplicitate le sezioni calcolate in base alle varie configurazioni di stringa:

CALCOLO SEZIONE CAVI – QUADRI DI STRINGA

Quadro	Lungh. max [m]	Sez. mmq	Resistenza cavo	V mp [V]	I mp [A]	ΔV [V]	$\Delta V\%$	-
QS1	250	240	0,125	1120,00	350,20	10,94	0,98	Doppio cavo
QS2	250	240	0,125	1120,00	455,26	14,23	1,27	Doppio cavo
QS3	250	240	0,125	1120,00	455,26	14,23	1,27	Doppio cavo
QS4	250	240	0,125	1120,00	490,28	15,32	1,37	Doppio cavo
QS5	250	240	0,125	1120,00	367,71	11,49	1,03	Doppio cavo
QS6	250	240	0,125	1120,00	525,30	16,42	1,47	Doppio cavo