



REGIONE CAMPANIA
PROVINCIA DI CASERTA
COMUNE DI CANCELLO ED ARNONE



AUTORIZZAZIONE UNICA EX D.Lgs 387/2003
VALUTAZIONE IMPATTO AMBIENTALE EX. ART. 23
D.Lgs 152/2006



INSTALLAZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE SOLARE DENOMINATO "CANCELLO ARNONE" DI POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 20.000,00 kW E POTENZA DI PICCO PARI A 19.818,54 kW


Codice pratica: 202100623



Codice identificativo				Titolo elaborato	
Commessa	Liv. prog.	Tip.	Codice Elaborato	Relazione tecnica impianto FV	
SE225	PD	R	TEC_FV		
DATA		SCALA			
Marzo 2022		-			

REVISIONI					
REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

Progettazione:  STUDIO ENERGY SRL Via delle Comunicazioni snc 75100 Matera C/F. e P.IVA 01175590775	Tecnici:  Dott. Ing. Calbi Francesco Rocco
---	--

Il Proponente: 	SMARTENERGYIT2104 S.R.L. Piazza Cavour, 1 - 20121 Milano (MI) C.F./P.IVA 11625050965 <hr/> LEGALE RAPPRESENTANTE
--	--

INDICE

INDICE	1
1. DATI GENERALI DEL PROPONENTE	3
2. LA TECNOLOGIA DEL FOTOVOLTAICO	4
2.1 CALCOLO DELLA RADIAZIONE SOLARE E DELL'ENERGIA PRODOTTA	7
2.2 PERDITE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	7
2.3 ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ ATTESA	9
3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	17
4. DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE DELL'INTERVENTO	20
4.1 UBICAZIONE DELL'INTERVENTO	20
5.2 PRINCIPALI COMPONENTI DELL'IMPIANTO.....	23
6. DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI.....	24
6.1 MODULI FOTOVOLTAICI	29
6.2 STRUTTURE DI SOSTEGNO MODULI FOTOVOLTAICI	30
6.3 INVERTER.....	32
6.4 LINEE BT IN CAVO INTERRATO.....	34
6.4.1 Cavi della sezione in corrente continua.....	34
6.4.2 Cavi della sezione in corrente alternata e dispositivi di protezione contro le sovracorrenti.....	37
6.5 QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE	38
6.6 TRASFORMATORI MT/BT.....	39
6.7. COLLEGAMENTO DEI TRASFORMATORI AI QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE	40
6.8 PROTEZIONE DEI TRASFORMATORI DALLE SOVRACORRENTI	40
6.9 LINEE ELETTRICHE DI COLLEGAMENTO TRA IL QUADRO GENERALE MT E I TRASFORMATORI MT/BT e TRA CABINA DI RACCOLTA E STAZIONE UTENZA.....	41
6.10 QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE	43
6.11 SERVIZI DI CABINA	44
6.12 RECINZIONI	45
7. DESCRIZIONE DELLE FASI, TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI.....	46
7.1 FASI DI ESECUZIONE DEI LAVORI	46
7.2 FASE DI CANTIERIZZAZIONE.....	48
7.3 MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO	50

7.3.1 Moduli fotovoltaici	50
7.3.2 Stringhe fotovoltaiche	50
7.3.3 Quadri elettrici.....	50
7.3.4 Inverter	51
7.3.5 Trasformatori.....	51
7.3.6 Collegamenti elettrici	52
7.3.7 Opere a verde.....	52
7.4 DISMISSIONE IMPIANTO E RIPRISTINO STATO DEI LUOGHI	53
7.4.1 Stima dei costi di dismissione dell'impianto	53
7.4.2 Cronoprogramma delle fasi attuative di dismissione.....	54
8. PROVENTI ANNUI DALLA PRODUZIONE DI ENERGIA.....	55
9. POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	55
ALLEGATO 1 – COMPUTO METRICO DISMISSIONE	57

1. DATI GENERALI DEL PROPONENTE

La società proponente è la SMARTENERGYIT2104 S.R.L., con sede legale in Piazza Cavour n. 1, 20121, Milano (MI), C.F. 11625050965, P.I. 11625050965, rappresentata da Chorro Lopez Jose Luis, C.F. CHRJLS79D23Z131R, in qualità di rappresentate legale.

La proponente società SMARTENERGYIT2104 S.R.L., nasce come società di scopo direttamente controllata da Smartenergy Group AG. La Smartenergy Group AG è stata fondata nel 2011 e ha sede a Wollerau, in Svizzera, opera in tutta Europa nel settore delle energie rinnovabili. L'obiettivo è far progredire la transizione energetica e investire in un futuro sostenibile. La società è specializzata nello sviluppo di progetti solari, eolici e a idrogeno. Smartenergy Group AG seguendo costruisce sinergie strategiche e si posiziona all'interno dell'intera catena del valore energetico, esplorando opportunità in aree complementari con il nostro core business.

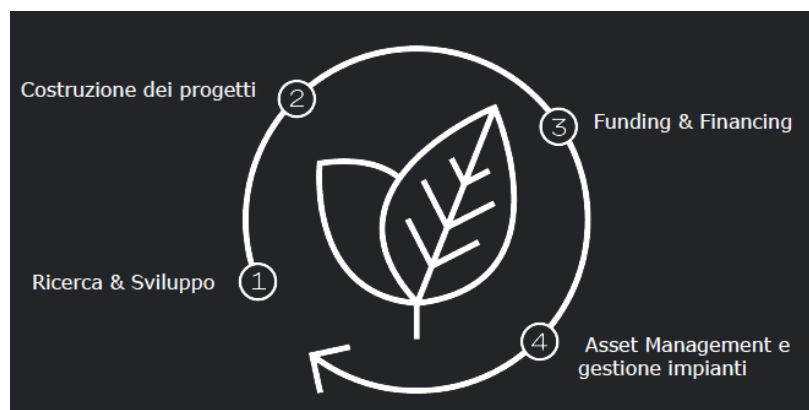


Figura 1 - Società proponente

2. LA TECNOLOGIA DEL FOTOVOLTAICO

L'utilizzo delle energie rinnovabili rappresenta una esigenza crescente sia per i paesi industrializzati che per quelli in via di sviluppo. I primi necessitano, nel breve periodo, di un uso più sostenibile delle risorse, di una riduzione delle emissioni di gas serra e dell'inquinamento atmosferico, di una diversificazione del mercato energetico e di una sicurezza di approvvigionamento. Per i paesi in via di sviluppo, invece, le energie rinnovabili rappresentano una concreta opportunità di sviluppo sostenibile e di sfruttamento dell'energia in aree remote.

In particolar modo l'Unione Europea ha impostato una politica energetica che spinge gli Stati membri ad aumentare l'utilizzo delle fonti rinnovabili e ridurre le fonti fossili per rendere la comunità meno dipendente dalle fonti di energia tradizionali, quasi totalmente importate da paesi terzi.

Il progetto dell'impianto fotovoltaico denominato "Cancello Arnone", deputato alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, ha degli evidenti effetti positivi sull'ambiente e sulla riduzione delle emissioni di CO₂ se si considera che questa sostituisca la generazione da fonti energetiche convenzionali.

Il fotovoltaico è una tecnologia che capta e trasforma l'energia solare direttamente in energia elettrica, sfruttando il cosiddetto "effetto fotovoltaico". Esso si basa sulla proprietà che hanno alcuni materiali semiconduttori, opportunamente trattati (fra cui il silicio, elemento molto diffuso in natura), di generare elettricità quando vengono colpiti dalla radiazione solare, senza l'uso di alcun combustibile. In figura 2 è rappresentato lo schema di funzionamento della tecnologia del fotovoltaico.

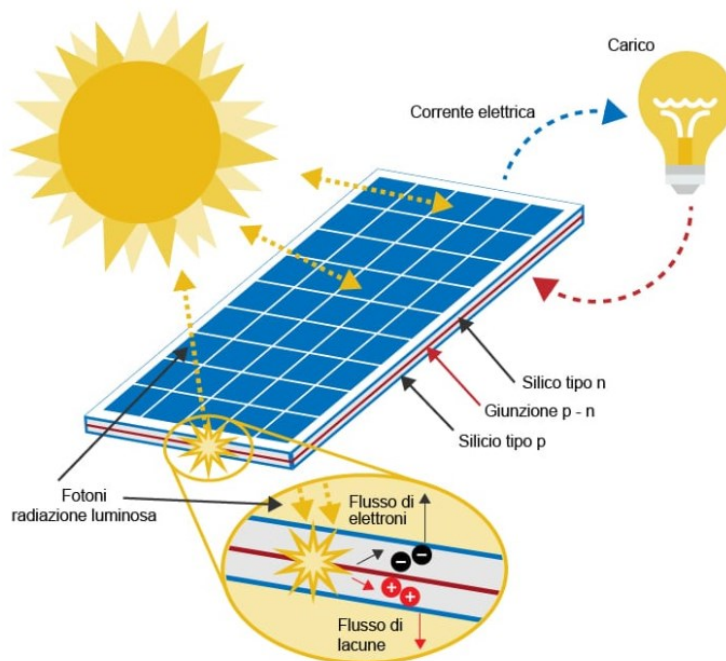


Figura 2 – Schema di funzionamento

Il dispositivo elementare capace di operare la conversione dell'energia solare in energia elettrica è la cella fotovoltaica, una lastra di materiale semiconduttore (generalmente silicio) che genera una piccola differenza di potenziale tra la superficie superiore (-) e inferiore (+) e che tipicamente eroga 1-1,5 W di potenza quando è investita da una radiazione di 1000 W/mq (condizioni standard di irraggiamento). La radiazione solare incidente sulla cella è in grado di mettere in movimento gli elettroni interni al materiale, che quindi si spostano dalla faccia negativa a quella positiva, generando una corrente continua. Un dispositivo, l'inverter, trasforma la corrente continua in alternata. Le celle sono connesse tra loro e raggruppate in elementi commerciali unitari strutturati in maniera da formare delle superfici più grandi, chiamati moduli, costituiti generalmente da 60 celle (esistono però moduli con un numero maggiore di celle).

L'insieme di moduli collegati prima in serie (stringhe) e poi in parallelo costituiscono il campo o generatore FV che, insieme ad altri componenti come i circuiti elettrici di convogliamento e le batterie di servizio che accumulano e rilasciano la carica in modo graduale nel tempo, consente di realizzare i sistemi FV.

La corrente elettrica prodotta aumenta con la radiazione incidente e la ricerca scientifica in questo settore sta lavorando molto sia sull'aumento dell'efficienza della conversione sia sulla ricerca di materiali meno costosi.

Si tratta di un sistema di produzione di energia che può essere considerato "sostenibile", molto promettente anche se presenta alcuni limiti legati ai costi elevati e soprattutto al basso rendimento di conversione in energia elettrica pari solo il 6- 15 % della luce che colpisce i pannelli metallici. Può produrre elettricità a corrente continua o a corrente alternata e può essere configurata per ogni combinazione di voltaggio. La potenza erogata varia dai 50 W ai 1 kW per sistemi su piccola scala, fino a 10 kW e ad alcuni MW quando interessa aree più vaste.

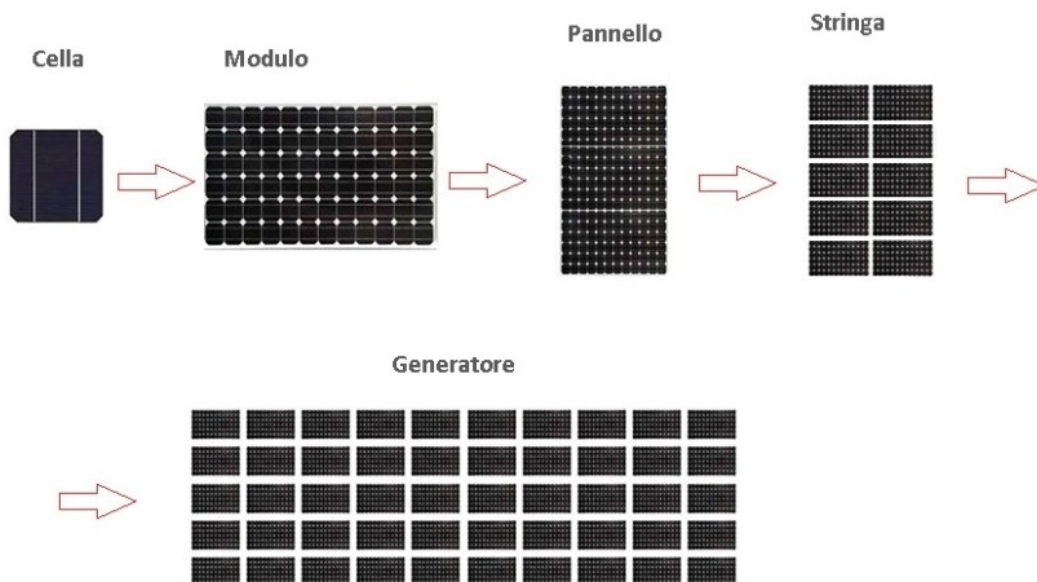


Figura 3 – Struttura generatore fotovoltaico

I vantaggi dei sistemi fotovoltaici sono la modularità, le esigenze di manutenzione ridotte (dovute all'assenza di parti in movimento o alla semplicità di esse), la semplicità d'utilizzo e, soprattutto, un impatto ambientale estremamente basso. In particolare, durante la fase di esercizio, l'unico vero impatto ambientale è rappresentato dall'occupazione di superficie.

Gli impianti fotovoltaici sono inoltre esenti da vibrazioni ed emissioni sonore e se ben integrati, non deturpano l'ambiente, ma consentono di riutilizzare e recuperare superfici e spazi altrimenti inutilizzati.

2.1 CALCOLO DELLA RADIAZIONE SOLARE E DELL'ENERGIA PRODOTTA

Per il calcolo dell'energia che sarà prodotta dall'impianto viene condotta una simulazione con il software PVSyst. La radiazione solare disponibile sul sito di progetto viene calcolata importando dati climatici provenienti da diverse banche dati (es. Meteonorm, PVGIS, ecc.). Nel caso in esame sono stati utilizzati dati climatici provenienti dal PVGIS relativi alla località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze di Canello ed Arnone.

Di seguito il diagramma dell'irraggiamento mensile nel piano per inseguitori.

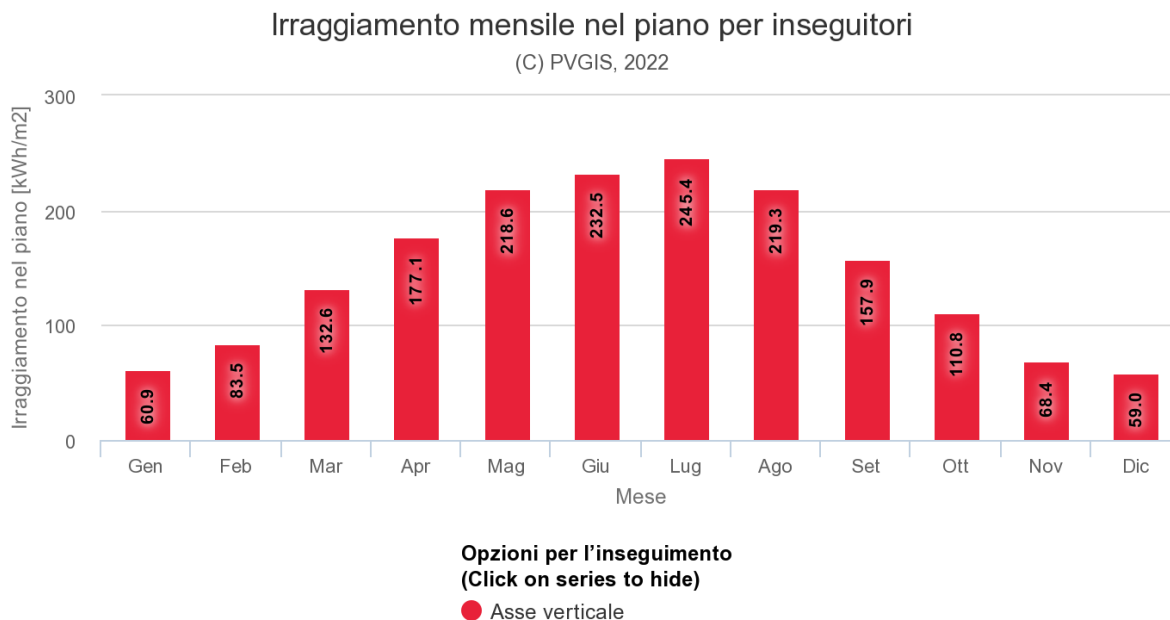


Figura 4 – Irraggiamento mensile PVGIS

2.2 PERDITE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

In fase di progetto, al fine di preventivare un valore veritiero di producibilità di un determinato impianto fotovoltaico, bisogna considerare una molteplicità di perdite di sistema dovute intrinsecamente alla realizzazione dell'impianto stesso. Definiamo ora nel complesso tutte le perdite da considerare, incluse quelle dovute ai componenti utilizzati.

I valori di seguito indicati si riferiscono a stime di progetto, effettuate sulla base di studi statistici e di confronti con impianti già realizzati, e si rimanda alla fase esecutiva il calcolo di dettaglio delle perdite del sistema.

Tali perdite vengono analizzate e riassunte da un parametro che viene definito BOS (Balance Of System). Di seguito le principali cause:

- ✓ **Perdite per scostamento di targa** che si sviluppano con lo scostamento dalle condizioni ideali STC rispetto alle condizioni reali di funzionamento di un modulo fotovoltaico: sulla produzione teorica di energia producibile dall'impianto nel corso dell'anno, tenuto conto anche dell'inclinazione dei moduli: 0° Tilt e orientamento (azimuth) dei moduli.
- ✓ **Perdite per riscaldamento moduli**, l'efficienza dei moduli fotovoltaici varia in funzione della temperatura di esercizio; più la temperatura di funzionamento è elevata, meno i pannelli sono efficienti. Il surriscaldamento delle celle ha un impatto negativo sull'efficienza dei moduli e sul rendimento dell'intero impianto.
- ✓ **Perdite per sporco moduli**, i materiali che si possono accumulare sulla superficie dei pannelli (terra, sabbia, inquinamento, escrementi di volatili, foglie, resine, ecc...) hanno un impatto negativo sulla piena ricezione della luce solare e ostacolano il rendimento dell'impianto fv. Alla lunga potrebbero anche compromettere il ritorno economico previsto dal piano d'investimento. Le perdite di rendimento dovute a questo tipo "inefficienza" possono essere molto variabili e dipendono molto dalle condizioni ambientali e dalla frequenza di pulizia dei pannelli. La pulitura non è, in questo caso, solo un elemento "estetico", ma "funzionale".
- ✓ **Perdite per riflessione** generate da un'aliquota di radiazione luminosa che viene riflessa dal vetro posto a protezione delle celle.
- ✓ **Perdite per mismatching** ovvero calo di rendimento generale causato dal collegamento in serie di più moduli fotovoltaici con caratteristiche non perfettamente identiche; in questo caso il circuito di inseguimento del punto di massima potenza MPPT, non trovando la curva di funzionamento ottimale, si posiziona sulla curva del modulo peggiore penalizzando complessivamente il rendimento dell'intera stringa.
- ✓ **Perdite lungo le tratte DC** causate dalla resistenza offerta dai cavi elettrici, dalle perdite per cadute di tensione sui diodi di blocco e dalle resistenze di contatto sugli interruttori.
- ✓ **Perdite nel gruppo di conversione statica** dovuta al funzionamento dell'inverter.
- ✓ **Perdite nel gruppo di conversione BT/MT** causate dai trasformatori BT/MT e dalla linea di collegamento al gruppo di misura posto a distanza.
- ✓ **Perdite per ombreggiamento**: è importante durante il sopralluogo analizzare con estrema precisione il profilo dell'orizzonte visto dall'impianto fotovoltaico.

Le condizioni STC sono puntuali e rappresentative di una situazione ideale, pertanto per stimare correttamente la produzione annua dell'impianto bisogna tenere conto di tutte le condizioni al contorno e fare riferimento all'irradiazione media annua del sito di installazione.

2.3 ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ ATTESA

La stima dell'energia annua prodotta si basa sulla radiazione incidente. Il calcolo è riferito ad una superficie captante che ruota continuamente per mantenersi sempre perpendicolare ai raggi del sole ed è pari a 1794 kW/kWp la quale, per una potenza nominale di 19.818,54 kW, in condizioni di installazione mobile, con inseguitore monoassiale, lungo la direzione nord-sud, porta ad un'energia annua generata pari a circa **36 GWh/anno**, al netto delle perdite del sistema.

Al fine della valutazione della producibilità annua di energia elettrica di un impianto fotovoltaico, si deve precisare che essa dipende dalla potenza di picco erogabile dal generatore e dall'andamento climatico dell'anno considerato oltre che dalla radiazione incidente.

La potenza di picco del generatore è verificabile sulla base di misure oggettive di prestazioni e di condizioni ambientali. Per quanto riguarda l'andamento climatico, invece, ci si deve basare sul valore medio della radiazione solare valutato, nella zona di installazione dell'impianto, sul periodo climatologico annuale. Non si può parlare, quindi, di garanzia sulla produzione annua di energia, bensì di valore ragionevolmente atteso, sulla base di dati e misurazioni tenute costantemente aggiornati.

Gli inseguitori sono dei dispositivi che, attraverso opportuni movimenti meccanici, permettono di far orientare in maniera favorevole rispetto ai raggi solari, un pannello fotovoltaico. Essi sono classificati in base a tre elementi, il numero di assi e la loro orientazione, quindi di tipo monoassiali, al tipo di meccanismo di orientamento, alla tipologia di comando elettronico. Gli inseguitori che saranno utilizzati sono del tipo attivo e fanno affidamento su motori, ingranaggi e/o idraulica. Il tipo di comando elettronico che governa il movimento può essere analogico o digitale. Quelli utilizzati sono del tipo digitali, controllati mediante il comando che deriva da un microprocessore che, tramite dei dati in esso memorizzati, conosce in ogni momento la posizione del sole nel cielo. Un inseguitore monoassiale permette una maggiore produzione di energia compresa tra il 10% e 30 % rispetto ad un impianto fisso, a seconda del tipo di montaggio e del tipo di movimento. Uno biassiale può arrivare ad un incremento del 40%.

L'impianto fotovoltaico in oggetto utilizza n. 37.044 moduli in silicio monocristallino della potenza di picco di 535 Wp, installati su strutture mobili, con rotazione da - 60° a 0° a +60° rispetto all'asse nord-sud, con sistema basculante.

La potenza complessiva del generatore fotovoltaico è pari a 19.818,54 kW, con la possibilità di un risparmio annuo di CO₂ pari a circa 10.500 kg, considerando un fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione pari a 0,53 kg/kWh.

Di seguito si riportano i risultati della simulazione condotta con il software PVSYST V7.2.10 (figura 5).



PVsyst V7.2.11

VC0, Simulation date:
02/03/22 15:17
with v7.2.11

Project: Canello Arnone
Variant: Nuova variante di simulazione

studio energy srl (Italy)

Project summary

Geographical Site Canello Arnone Italy	Situation Latitude 41.05 °N Longitude 14.02 °E Altitude 12 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Canello Arnone PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	Unlimited Trackers with backtracking	
PV Field Orientation Orientation Tracking horizontal axis	Tracking algorithm Astronomic calculation Backtracking activated	Near Shadings No Shadings
System information PV Array Nb. of modules 37044 units Pnom total 19.82 MWp	Inverters Nb. of units 165 units Pnom total 16.50 MWac Pnom ratio 1.201	
User's needs Unlimited load (grid)		

Results summary

Produced Energy	36 GWh/year	Specific production	1794 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	82.78 %
-----------------	-------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



PVsyst V7.2.11
 VCO, Simulation date:
 02/03/22 15:17
 with v7.2.11

Project: Cancellò Amone
 Variant: Nuova variante di simulazione

studio energy srl (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Unlimited Trackers with backtracking	
PV Field Orientation		Tracking algorithm	Backtracking strategy
Orientation		Astronomic calculation	Nb. of trackers 40 units
Tracking horizontal axis		Backtracking activated	Unlimited trackers
Models used		Sizes	
Transposition	Perez	Tracker Spacing	5.50 m
Diffuse	Imported	Collector width	2.27 m
Circumsolar	separate	Ground Cov. Ratio (GCR)	41.3 %
Horizon		Left inactive band	0.02 m
Free Horizon		Right inactive band	0.02 m
		Phi min / max.	-/+ 90.0 °
		Backtracking limit angle	
		Phi limits	+/- 65.0 °
		Near Shadings	User's needs
		No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM535M-72HL4-TV	Model	SUN2000-100KTL-H1
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	535 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	37044 units	Number of inverters	165 units
Nominal (STC)	19.82 MWp	Total power	16500 kWac
Array #1 - Campo FV 1		Array #2 - Campo FV 2	
Number of PV modules	20160 units	Number of inverters	90 units
Nominal (STC)	10.79 MWp	Total power	9000 kWac
Modules	720 Strings x 28 In series	Operating voltage	600-1450 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.20
Pmpp	9867 kWp		
U mpp	1060 V		
I mpp	9308 A		
Array #2 - Campo FV 2		Array #1 - Campo FV 1	
Number of PV modules	2016 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	1079 kWp	Total power	900 kWac
Modules	72 Strings x 28 In series	Operating voltage	600-1450 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.20
Pmpp	987 kWp		
U mpp	1060 V		
I mpp	931 A		



PVsyst V7.2.11
 VC0, Simulation date:
 02/03/22 15:17
 with v7.2.11

Project: Cancellò Arnone
Variant: Nuova variante di simulazione
 studio energy srl (Italy)

PV Array Characteristics

Array #3 - Campo FV 3			
Number of PV modules	14868 units	Number of inverters	66 units
Nominal (STC)	7954 kWp	Total power	6600 kWac
Modules	531 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	600-1450 V
Pmpp	7277 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.21
U mpp	1060 V		
I mpp	6865 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	19819 kWp	Total power	16500 kWac
Total	37044 modules	Number of inverters	165 units
Module area	95526 m ²	Pnom ratio	1.20
Cell area	86416 m ²		

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		LID - Light Induced Degradation				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	2.0 %			
		Uc (const)	29.0 W/m ² K					
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	1.3 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.999	0.989	0.964	0.922	0.729	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance	1.0 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
Array #1 - Campo FV 1		Array #2 - Campo FV 2	
Global array res.	1.9 mΩ	Global array res.	19 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #3 - Campo FV 3			
Global array res.	2.5 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		

System losses

Auxiliaries loss	
Proportional to Power	3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	



PVsyst V7.2.11
 VC0, Simulation date:
 02/03/22 15:17
 with v7.2.11

Project: Canello Arnone

Variant: Nuova variante di simulazione

studio energy srl (Italy)

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo			
Inverter voltage	800 Vac tri		
Loss Fraction	0.99 % at STC		
Inverter: SUN2000-100KTL-H1		Inverter: SUN2000-100KTL-H1	
Wire section (90 Inv.)	Copper 90 x 3 x 50 mm ²	Wire section (75 Inv.)	Copper 75 x 3 x 25 mm ²
Average wires length	129 m	Average wires length	78 m
MV line up to Injection			
MV Voltage	30 kV		
Average each inverter			
Wires	Alu 3 x 70 mm ²		
Length	1750 m		
Loss Fraction	0.57 % at STC		

AC losses in transformers

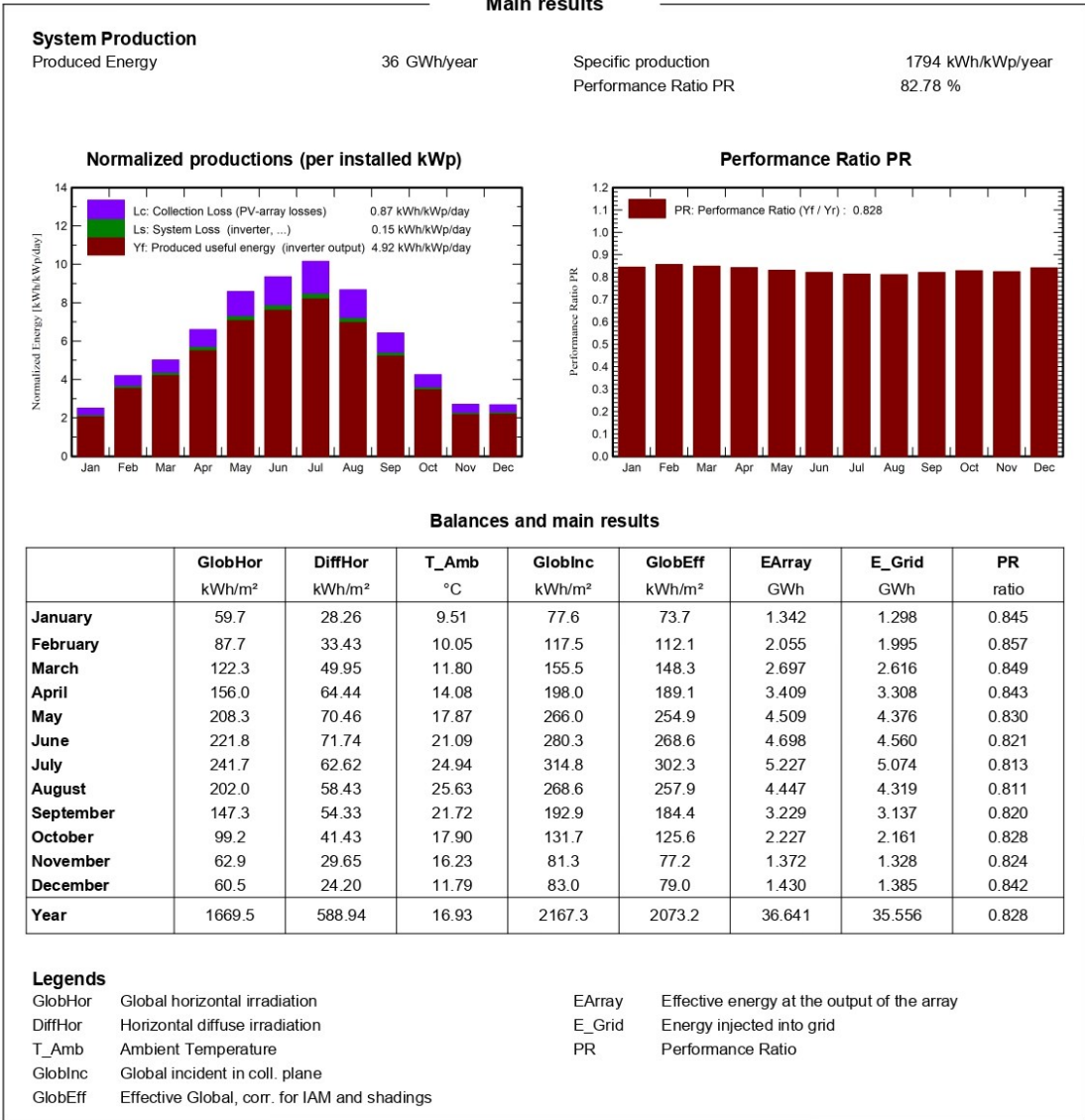
MV transfo	
Grid voltage	30 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC	19586 kVA
Iron loss (24/24 Connexion)	6.53 kW/Inv.
Loss Fraction	0.10 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.10 mΩ/inv.
Loss Fraction	0.10 % at STC



PVsyst V7.2.11
 VC0, Simulation date:
 02/03/22 15:17
 with v7.2.11

Project: Canello Arnone
 Variant: Nuova variante di simulazione
 studio energy srl (Italy)

Main results

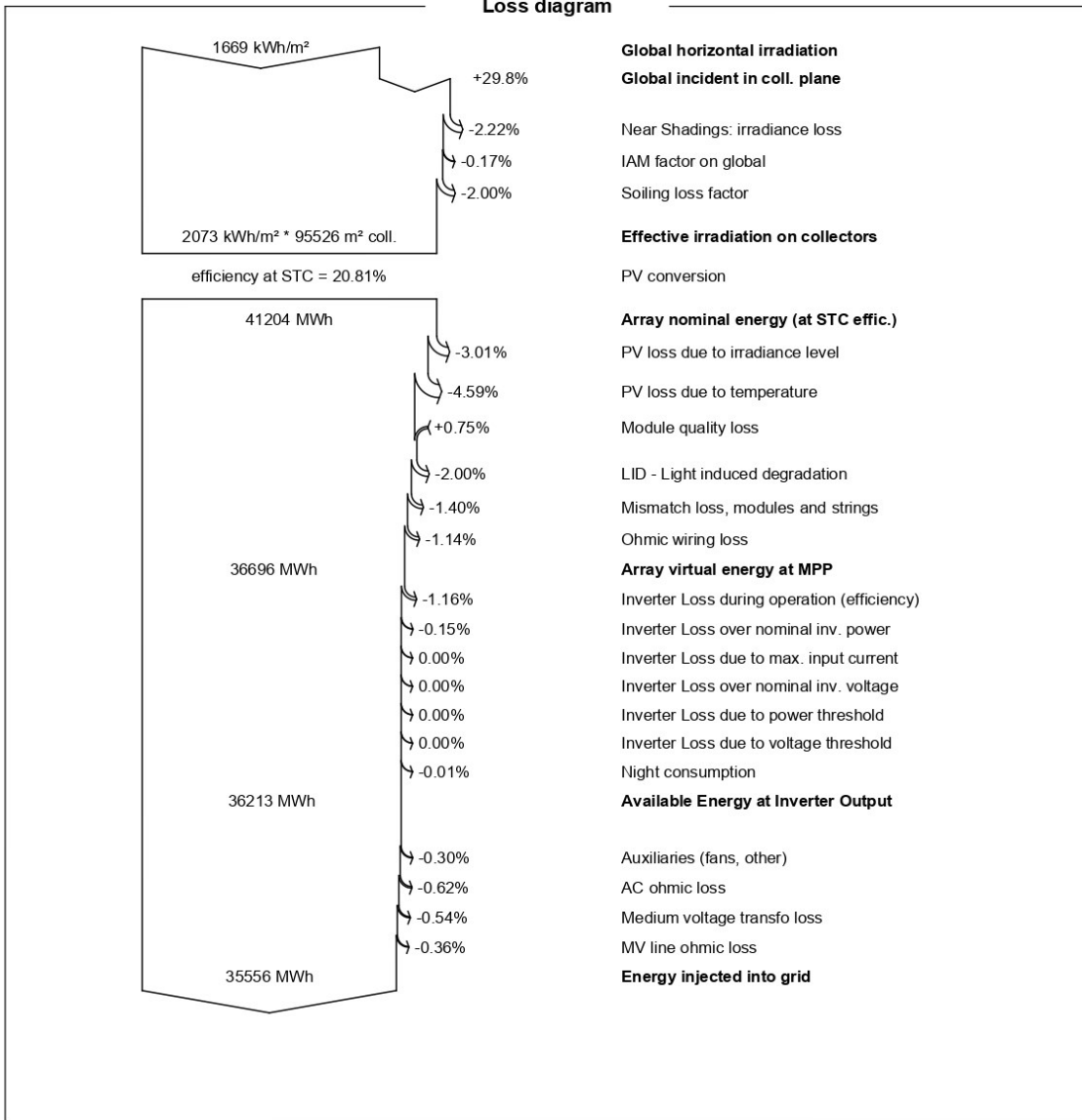




PVsyst V7.2.11
 VC0, Simulation date:
 02/03/22 15:17
 with v7.2.11

Project: Canello Arnone
 Variant: Nuova variante di simulazione
 studio energy srl (Italy)

Loss diagram





PVsyst V7.2.11
VC0, Simulation date:
02/03/22 15:17
with v7.2.11

Project: Cancellò Arnone
Variant: Nuova variante di simulazione
studio energy srl (Italy)

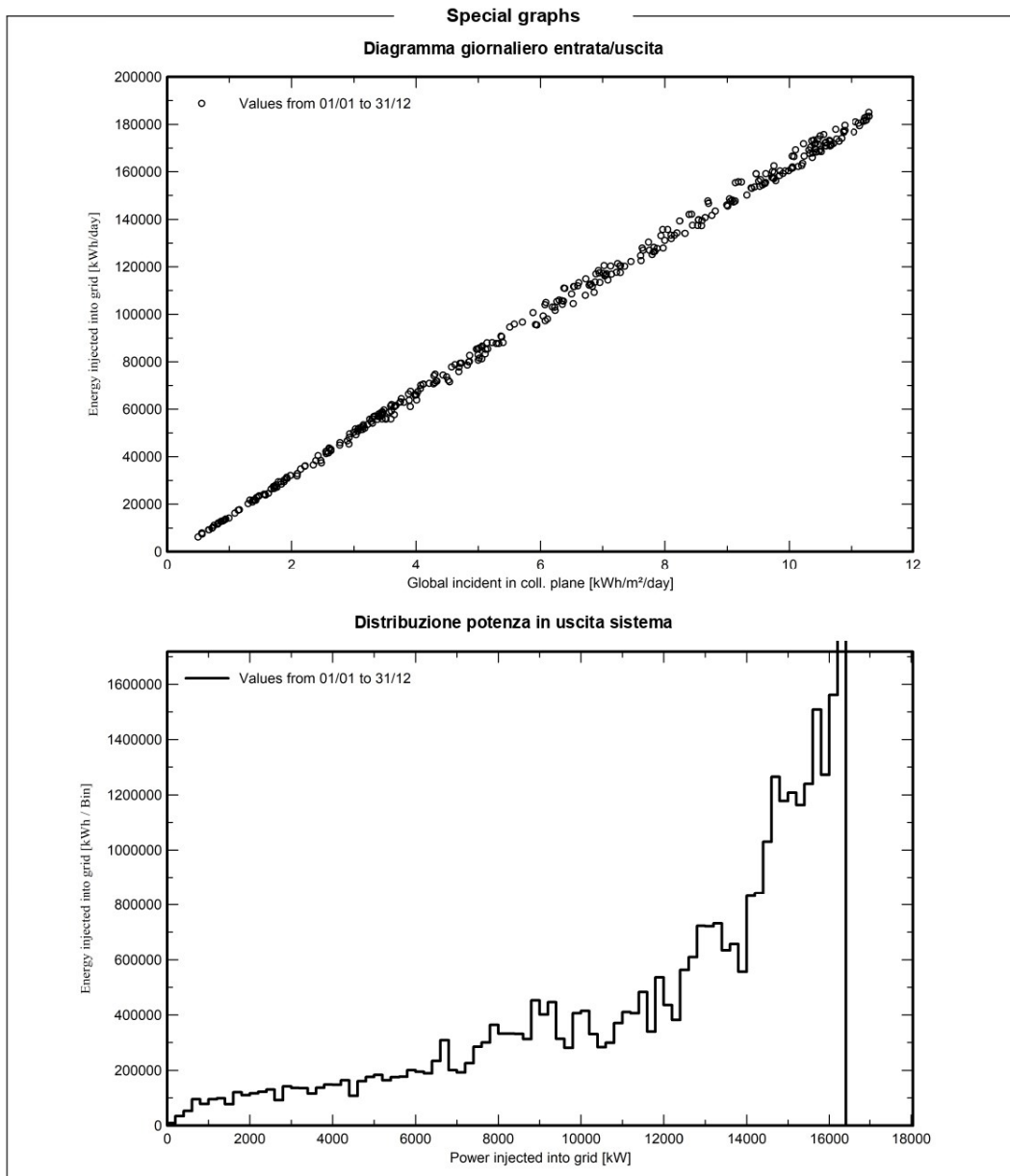


Fig. 5 – Report simulazione PVsyst

3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione della linea elettrica di connessione sono:

- ✓ D.Lgs. 81/08: Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- ✓ D.M. 37/08: Per la sicurezza elettrica;
- ✓ Allegato A 2: "Guida agli schemi di connessione" rev. 01 luglio 2015;
- ✓ Deliberazione n.280/07: Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
- ✓ CEI 11-1: "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata";
- ✓ CEI 11-4 "Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne";
- ✓ CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo"
- ✓ CEI 016 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- ✓ CEI 02 "Guida per la definizione della documentazione degli impianti elettrici";
- ✓ CEI 106-11 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche";
- ✓ CEI 11-37 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui sono presenti sistemi con tensione maggiore di 1 kV";
- ✓ CEI 10-36 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto";
- ✓ CEI 11-17: "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo";
- ✓ CEI 11-20: "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di 1° e 2° categoria";
- ✓ CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua";
- ✓ CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): "Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)";
- ✓ CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): "Prescrizioni particolari per i condotti sbarre";

- ✓ CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): “Prescrizioni particolari per apparecchiature di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD)”;
- ✓ CEI EN 60445 (CEI 16-2): “Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo- macchina, marcatura e identificazione-Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico”;
- ✓ CEI EN 60529 (CEI 70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP)”;
- ✓ CEI 0-2: “Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici”;
- ✓ UNI 10349: “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici”;
- ✓ CEI 0-16: “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alla reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- ✓ Norme UNI/ISO: Per le strutture di supporto;
- ✓ CEI EN 61000-3-2 Armoniche lato a.c.;
- ✓ CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- ✓ CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- ✓ CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- ✓ CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- ✓ CEI 81-3 Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- ✓ CEI 81-4 Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- ✓ CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- ✓ R.D. n. 1775 del 11/12/1933 Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici;
- ✓ R.D. n. 1969 del 25/11/1940 Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne;
- ✓ D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 - “Regolamento di esecuzione della legge 13 dicembre 1964, n. 1341 (2), recante norme tecniche per la disciplina della costruzione ed esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- ✓ Legge dello Stato n. 339 28/06/1986 “Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- ✓ D.M. n. 449 del 21/3/1988 - “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne” - Norma Linee;
- ✓ D.M. n. 16/01/1991 - “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- ✓ Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);

- ✓ D.P.C.M del 8/07/2003 - “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)”;
- ✓ D.Lgs. n. 285/92 - Codice della strada (e successive modificazioni);
- ✓ Legge n. 1086 del 5/11/1971 “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica” e successive modificazioni;
- ✓ Legge n. 64 del 2/02/1974 - “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche” e successive modificazioni;
- ✓ Legge n. 10 del 28/01/1977 - “Edificabilità dei suoli”;
- ✓ D.P.R. n. 495 del 16/12/1992 - “Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada”.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti. Si applicano inoltre per quanto compatibili con le norme elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti ad energia rinnovabili collegati alla rete elettrica.

4. DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE DELL'INTERVENTO

4.1 UBICAZIONE DELL'INTERVENTO

Il progetto prevede la realizzazione di un parco fotovoltaico denominato "Cancello Arnone" per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (solare), avente potenza in immissione pari a 20.000,00 kW e una potenza installata pari a 19.818,54 kWp, unitamente a tutte le opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, ossia cavidotto MT interrato della lunghezza di circa 4 km dal campo fotovoltaico fino alla stazione d'utenza, nonché delle opere accessorie (strade, recinzioni, cabine elettriche) all'interno delle aree in cui è realizzato l'impianto.

L'impianto fotovoltaico è ubicato a Sud-Ovest del comune di Cancello ed Arnone (CE), in località La Tronara e in linea d'aria dista circa 3,0 km dal centro del medesimo comune. Il sito su cui sorgerà l'impianto è individuato alle coordinate geografiche: 41°02'46.1"N 14°01'07.4"E ed ha un'altitudine media di circa 5 m s.l.m. (Figura 6).

Esso è raggiungibile percorrendo la strada comunale ex SP 296 "Roveto-Seponi" su cui sarà ubicato uno dei tre accessi all'impianto; l'accesso all'altra porzione di impianto avverrà da altri n. 2 cancelli posti su stradina interpodereale esistente che si raccorda alla suddetta ex SP.

L'impianto FV sarà realizzato su terreni identificati catastalmente al foglio 36 p.lle 5019, 91, 28, 29, 88, 90, 92, 30, 31, 5018, dalla forma pressoché regolare, per un totale di circa 32 ha; l'area di occupazione effettiva dell'impianto è pari a circa 30 ha.



Figura 6 – Area di intervento

Il parco fotovoltaico, in base a quanto indicato nella STMG, verrà connesso in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) 380/150 kV di Smistamento della RTN a 150 kV da collegare in entra-esce alla linea RTN a 380 kV “Garigliano ST- Patria”. La connessione avverrà mediante costruzione di una linea a 30 kV in cavo MT interrato della lunghezza di circa 4 km dal campo fotovoltaico fino alla stazione d’utenza e di cavo AT interrato in alluminio, dal sistema di sbarre condivise a 150 kV alla futura SE di Terna. Il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV costituirà impianto di utenza per la connessione e arriverà allo stallo produttore che si trova sulla suddetta stazione.

Lo schema di connessione è rappresentato di seguito, in figura 7.

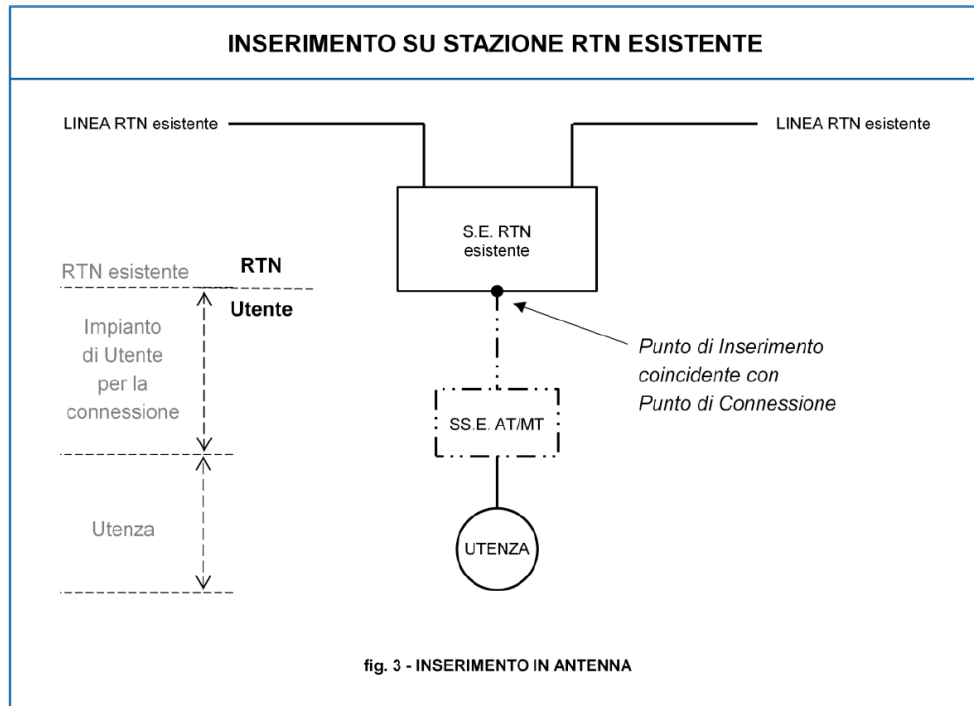


Figura 7– Schema tipo di inserimento in antenna su stazione RTN esistente

5.2 PRINCIPALI COMPONENTI DELL'IMPIANTO

I principali componenti dell'impianto sono:

- 37.044 moduli fotovoltaici installati su strutture di sostegno in acciaio di tipo mobile (inseguitori) con relativi motori elettrici per la movimentazione, ancorate al suolo tramite paletti in acciaio direttamente infissi nel terreno del tipo SUN HUNTER 18AB della Comal;
- 1.323 stringhe fotovoltaiche costituite da 28 moduli in serie;
- 165 inverter multistringa posizionati in prossimità degli inseguitori all'interno di appositi quadri elettrici;
- cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua che dalle stringhe arrivano agli inverter e ai quadri elettrici BT;
- n.12 trasformatori MT/BT di taglia diversa a seconda dei sottocampi: 1250 kVA – 2500 kVA;
- cavi di bassa tensione per il collegamento degli avvolgimenti di bassa tensione dei trasformatori ai quadri elettrici di bassa tensione;
- n.12 quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno delle cabine di trasformazione, ciascuno dotato di interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale (dispositivi di generatore), uno per ogni gruppo di generazione, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per la protezione dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/MT;
- n.12 cabine di trasformazione dimensioni di 6,06x2,44x2,90 m;
- n. 1 cabina delle dimensioni di 17,70x7,70x3 m adibita alla raccolta dei cavi MT e locale servizi;
- 1 linea di media tensione in cavo interrato in cavo multipolare isolato in HEPR;
- n.1 quadro elettrico generale di media tensione.

6. DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI

L'impianto oggetto della presente relazione tecnica ha una potenza nominale di 19,81854 MWp, intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici scelti per realizzare il generatore fotovoltaico, e sarà ubicato a Sud-Ovest del comune di Cancellò ed Arnone (CE), su terreni identificati catastalmente al foglio 36 p.lle 5019, 91, 28, 29, 88, 90, 92, 30, 31, 5018.

Si tratta di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica il cui layout prevede l'utilizzo di inverter multistringa del tipo **HUAWEI SUN2000-100 KTL-H1** o equivalenti con potenza in uscita in AC di 100 kVA. Al fine di massimizzare la producibilità di energia esso sarà dotato di sistema di inseguimento solare.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici del tipo **Jinko Solar del tipo bifacciale**, o equivalenti, da **535 Wp**, i quali verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione.

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione, di consegna e ricezione.

Il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari a 37.044, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N \text{ moduli} = (P_n \text{ generatore}) / (P_n \text{ modulo})$$

$$N \text{ moduli} = 19.818.540 \text{ W} / 535 \text{ W} = 37.044$$

dove:

- Pn generatore è la potenza nominale del generatore fotovoltaico in W;
- Pn modulo è la potenza nominale del modulo fotovoltaico, in W.

L'impianto sarà suddiviso in 12 sottocampi, per ciascuno dei quali sarà predisposta una cabina di trasformazione, all'interno della quale saranno installati i quadri elettrici di bassa tensione, i trasformatori MT/BT, i dispositivi di protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un interruttore generale di media tensione e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta.

Definito il layout di impianto (soluzione con inverter multistringa), il numero di moduli della stringa (28 moduli) e il numero di stringhe da collegare in parallelo (7-8-9 stringhe), sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

- 1) la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
- 2) la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- 3) la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- 4) la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

VERIFICA DELLA CONDIZIONE 1

(massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione in ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- ✓ - 10° C per le zone fredde;
- ✓ 0° C per le zone meridionali e costiere (-5° C per il progetto in questione).

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAXFV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAXmodulo(\theta_{min})} [V]$$

dove

- ✓ N_s è il numero di moduli che costituiscono la stringa (28 moduli);
- ✓ $U_{MAX modulo(\theta_{min})}$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAXmodulo(\theta_{min})} = U_{oc(25^{\circ}C)} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- ✓ $U_{oc(25^{\circ}C)}$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore (49,42 V);

- ✓ β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore ($0,28\%/^{\circ}\text{C} = 0,145 \text{ V}/^{\circ}\text{C}$).

Deve risultare pertanto:

$$U_{\text{MAXFV}}(\theta_{\text{min}}) = N_s \cdot U_{\text{MAXmodulo}}(\theta_{\text{min}}) = N_s \cdot [U_{\text{oc}}(25^{\circ}\text{C}) - \beta (25 - \theta_{\text{min}})] \leq U_{\text{maxinverter}}$$

essendo $U_{\text{max inverter}}$ la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa (1500 V).

$$U_{\text{MAXFV}}(\theta_{\text{min}}) = 28 \cdot [49,42 - 0,145 (25 + 5)] = \underline{1261,96 \leq 1500} \checkmark$$

VERIFICA DELLA CONDIZIONE 2

(massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$, e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPTMAX FV}}(\theta_{\text{min}}) = N_s \cdot U_{\text{MPPTMAX modulo}}(\theta_{\text{min}})$$

dove:

- ✓ N_s è il numero di moduli collegati in serie (28 moduli);
- ✓ $U_{\text{MPPTMAX modulo}}(\theta_{\text{min}})$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPTMAX modulo}}(\theta_{\text{min}}) = U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})$$

Essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore (40,81 V).

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{\text{MPPTMAX FV}}(\theta_{\text{min}}) = N_s \cdot [U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})] \leq U_{\text{MPPTMAX INVERTER}}$$

dove $U_{\text{MPPTMAX INVERTER}}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa (1500 V).

$$U_{\text{MPPTMAX FV}}(\theta_{\text{min}}) = 28 \cdot [40,81 - 0,145 \cdot (25 + 5)] = \underline{1020,88 \leq 1500} \checkmark$$

VERIFICA DELLA CONDIZIONE 3

(minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- ✓ irraggiamento pari a 1000 W/m²
- ✓ temperatura θ_{\max} pari a 60°C

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPTmin FV}} = N_s \cdot U_{\text{MPPTmin modulo}}$$

dove:

- ✓ N_s è il numero di moduli collegati in serie (28 moduli);
- ✓ $U_{\text{MPPTmin modulo}}$ è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPTmin modulo}} = U_{\text{MPPTmodulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\max})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{\text{MPPTmin FV}} = N_s \cdot [U_{\text{MPPTmodulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\max})] \geq U_{\text{MPPTmin INVERTER}}$$

essendo $U_{\text{MPPTmin INVERTER}}$ la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa (600 V).

$$U_{\text{MPPTmin FV}} = 28 \cdot [40,81 - 0,145 \cdot (25 - 60)] = \underline{1284,78 \geq 600} \checkmark$$

VERIFICA DELLA CONDIZIONE 4

(massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{\text{stringa, Max}} = 1,25 \cdot I_{\text{sc}}$$

dove:

- ✓ $I_{\text{stringa, Max}}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];

- ✓ I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A] (13,79);
- ✓ 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m².

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{\max FV} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \leq I_{\max \text{ Inverter}}$$

dove:

- ✓ $I_{\max FV}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- ✓ N_p è il numero di stringhe in parallelo (massimo 9 stringhe in parallelo per ciascun inverter);
- ✓ $I_{\max \text{ inverter}}$ è la massima corrente in ingresso all'inverter [A] (198 A).

$$I_{\max FV} = 9 \cdot 1,25 \cdot 13,79 = \underline{155,14 \leq 198} \checkmark$$

Per i 12 sotto campi si prevede l'impiego di 165 inverter ai quali saranno collegate le 1323 stringhe fotovoltaiche da **28 moduli in serie**. Gli inverter saranno distribuiti sui relativi trasformatori MT/BT attraverso un quadro elettrico di bassa tensione equipaggiato con dispositivi di generatore (tipicamente interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale) e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico, attraverso il quale verrà realizzato il collegamento con l'avvolgimento BT del trasformatore stesso. Le cabine di trasformazione saranno ubicate in posizione pressoché baricentrica rispetto ai generatori in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua e in corrente alternata.

All'interno di ciascuna cabina di trasformazione, nel locale di distribuzione di media tensione, sarà predisposto un quadro elettrico di media tensione, contenente due interruttori di manovra-sezionatore combinati con fusibili per la protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un sezionatore di linea sotto carico interbloccato con un sezionatore di terra e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta.

Le 12 cabine di trasformazione saranno collegate in cavo elettrificato a 30 kV secondo la configurazione di un circuito "ad anello" che garantisce l'alimentazione di tutte le cabine in caso di guasto del cavo interrato in qualsiasi punto del circuito. I due rami dell'anello confluiranno in una cabina di raccolta da cui partirà il cavo di collegamento in media tensione (30 kV) verso la Stazione di Utenza.

6.1 MODULI FOTOVOLTAICI

Premettendo che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione, ai fini del dimensionamento di massima del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli in silicio monocristallino di potenza pari a 535 Wp, ognuno costituito da 144 celle in silicio monocristallino collegate in serie/parallelo, le cui caratteristiche elettriche, misurate in condizioni standard STC (AM=1,5; E=1000 W/m²; T=25 °C) sono di seguito riportate.



Figura 8: datasheet moduli fotovoltaici TR Bifacial, Jinko Solar

I moduli saranno assemblati meccanicamente su apposite strutture di sostegno e collegati elettricamente in modo tale da formare le stringhe.

Le stringhe fotovoltaiche saranno costituite da 28 moduli in serie e presenteranno le caratteristiche tecniche riportate nella tabella:

U_{oc} [V]	1383,76
U_{MPPmax} [V]	1142,68
I_{max} [A]	13,11
I_{sc} [A]	13,79

Per la determinazione dei parametri elettrici delle stringhe, sono stati assunti i seguenti valori di temperatura:

- ✓ $\theta_{\text{riferimento}} = 25^{\circ} \text{ C}$;
- ✓ $\theta_{\text{minima}} = -5^{\circ} \text{ C}$;
- ✓ $\theta_{\text{massima}} = 60^{\circ} \text{ C}$.

6.2 STRUTTURE DI SOSTEGNO MODULI FOTOVOLTAICI

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da tracker monoassiali ad asse orizzontale con i moduli installati su un'unica fila, in verticale, secondo n.3 configurazioni portrait da 84, 56 e 28 pannelli. Ciascun tracker si muove in maniera indipendente rispetto agli altri poiché sono dotati di proprio motore. L'asse di rotazione (asse principale del tracker) è in linea orientato nella direzione nord-ovest/sud-est, con una inclinazione (azimut) di circa 160°. Piccole rotazioni sono possibili in relazione alla conformazione del terreno. Il range di rotazione completo del tracker è +/-60°

Ogni tracker è costituito da pali che supportano un numero diverso di travi su cui sono fissati i correntini sui quali vengono ancorati i moduli fotovoltaici con bulloni, di cui almeno uno di essi è dotato di un dado antifurto. Il palo centrale è del tipo HEA 160. Su questo palo è fissato il motore sul quale vengono calettate le prime due travi centrali, una a DR e l'altra a SN. Attraverso opportuni giunti sono collegate le travi successive, di diversa lunghezza, che a loro volta, tramite robusti cuscinetti, poggiano su pali a "Z".

Al fine di rendere la struttura solida e robusta, le travi hanno uno spessore diverso che diminuisce dal centro verso l'esterno. Il motore che ruota i pannelli è di tipo a corrente continua ed è controllato dal controller che utilizza una batteria interna da 6 Ah, la cui carica è garantita da un pannellino fotovoltaico da 30W. Il

pannellino è montato sopra il motore, mentre il controller è fissato sulla traversa centrale immediatamente accanto al motore. Le travi e le omega sono zincate "Z450"; i pali, i giunti e le teste sono zincati a caldo EN 1461. Le strutture di supporto vengono posizionate ad un'altezza di circa 2,20 m dal terreno seguendo la giacitura dello stesso e sono infisse al terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo. Le fondazioni sono costituite da pali a vitone in acciaio collocati nel terreno mediante infissione diretta, alla cui sommità verranno collegati tramite bullonatura le strutture del "tracker" di sostegno dei pannelli.

COMPONENTI CORE DEL TRACKER SUNHUNTER SINGOLO ASSE																			
<ul style="list-style-type: none"> SLEW DRIVE Trasmissione ad alta coppia nominale Grado di protezione IP66 Precisione di rilevamento 0,1 ° Temperatura dell'azionamento a vite senza fine da -20 ° C a + 120 ° C Controllato da una propria scheda elettronica in grado di rilevare la posizione del tracker per controllare l'angolo del tracker stesso e trasmettere i dati utilizzando la rete mesh Zigbee WPAN (wireless personal area networks) Basato sullo standard Zigbee IEEE 802.15.4 STRUTTURA Acciaio al carbonio secondo EN10219 Zincato a caldo I Magnelis ZM430 I Sendzimir Z450 Dadi e bulloni zincati a caldo Certificazione CE 																			
<ul style="list-style-type: none"> CUSCINETTO Cuscinetto orientabile auto-allineante Carichi elevati Resistente allo sporco Resistente ai prodotti chimici Facile montaggio e smontaggio Compensazione di errori di disallineamento che fanno sempre la migliore condizione di rotazione sui tracker SELF POWER Kit di alimentazione con pannello fotovoltaico e batteria per ogni rotazione CARATTERISTICHE GENERALI <table border="0"> <tr> <td>Tipo di sistema</td> <td>Inseguimento orizzontale ad asse singolo</td> </tr> <tr> <td>Tipo di azionamento</td> <td>Slew Drive (134W DC - 5.500 N * m)</td> </tr> <tr> <td>Gamma di rilevamento del movimento</td> <td>± 60 °</td> </tr> <tr> <td>Alimentazione al motore / controller</td> <td>Autoproduzione oppure 100 - 240 V CA 50/60 Hz</td> </tr> <tr> <td>Materiale</td> <td>S275 JOH, S355 JOH zincati a caldo I Magnelis ZM430 I Sendzimir Z450 Dadi e bulloni zincati a caldo Certificazione CE</td> </tr> <tr> <td>Pendenza del terreno consentita</td> <td>≤ 9% N / S</td> </tr> <tr> <td>Velocità massima del vento</td> <td>Standard 17 m / s</td> </tr> <tr> <td>Modalità di sicurezza (posizione orizzontale automatica)</td> <td>Modalità vento / Modalità neve</td> </tr> <tr> <td>Controller</td> <td>Controller elettronico solare, protocollo Modbus</td> </tr> </table> 	Tipo di sistema	Inseguimento orizzontale ad asse singolo	Tipo di azionamento	Slew Drive (134W DC - 5.500 N * m)	Gamma di rilevamento del movimento	± 60 °	Alimentazione al motore / controller	Autoproduzione oppure 100 - 240 V CA 50/60 Hz	Materiale	S275 JOH, S355 JOH zincati a caldo I Magnelis ZM430 I Sendzimir Z450 Dadi e bulloni zincati a caldo Certificazione CE	Pendenza del terreno consentita	≤ 9% N / S	Velocità massima del vento	Standard 17 m / s	Modalità di sicurezza (posizione orizzontale automatica)	Modalità vento / Modalità neve	Controller	Controller elettronico solare, protocollo Modbus	
Tipo di sistema	Inseguimento orizzontale ad asse singolo																		
Tipo di azionamento	Slew Drive (134W DC - 5.500 N * m)																		
Gamma di rilevamento del movimento	± 60 °																		
Alimentazione al motore / controller	Autoproduzione oppure 100 - 240 V CA 50/60 Hz																		
Materiale	S275 JOH, S355 JOH zincati a caldo I Magnelis ZM430 I Sendzimir Z450 Dadi e bulloni zincati a caldo Certificazione CE																		
Pendenza del terreno consentita	≤ 9% N / S																		
Velocità massima del vento	Standard 17 m / s																		
Modalità di sicurezza (posizione orizzontale automatica)	Modalità vento / Modalità neve																		
Controller	Controller elettronico solare, protocollo Modbus																		

Figura 9: caratteristiche tracker SunHunter

6.3 INVERTER

La conversione da corrente continua a corrente alternata a 50 Hz, per la relativa immissione in rete, è ottenuta da un opportuno gruppo di conversione. In prossimità degli inseguitori saranno installati degli inverter di stringa, ossia inverter contenuti all'interno di quadri da esterno con grado di protezione IP 65 per la sezione di raffreddamento, che avviene con aria forzata. Sono dotati di 6 MPP e ciò consente di ridurre i problemi causati da parziale ombreggiamento e polvere. Il prodotto senza fusibili riduce il rischio di incendio e costi di O&M. Maggior rendimento ed efficienza, l'algoritmo aggiornato oltre ad una funzione di auto apprendimento consente di tracciare il picco di potenza più elevato per una migliore produzione.

Saranno tipicamente installati "in testa" agli inseguitori. Gli inverter provvederanno alla conversione della corrente continua proveniente dalle stringhe di moduli in corrente alternata a 50 Hz, che poi sarà trasmessa, tramite apposite linee in cavo, al relativo quadro BT della cabina di trasformazione. Ad ogni inverter afferiranno un massimo di 9 stringhe e un minimo di 7.

Nel caso in esame è prevista l'installazione di n. 165 inverter da 100 kVA per una potenza nominale pari a 16.500 kW; ad ogni inverter afferiranno un massimo di 9 stringhe. Ogni stringa ha una potenza pari a 14,98 kWp (535 Wp x 28 moduli), per una massima potenza totale in ingresso lato DC di ogni inverter pari a circa 134,82 kW.

In particolare si prevedono:

- 2 inverter a cui afferiranno 7 stringhe = $14,98 * 7 * 2 = 209,72$ kW;
- 158 inverter a cui afferiranno 8 stringhe = $14,98 * 8 * 158 = 18.934,72$ kW;
- 5 inverter a cui afferiranno 9 stringhe = $14,98 * 9 * 5 = 674,1$ kW;

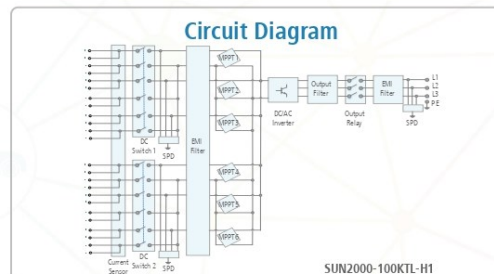
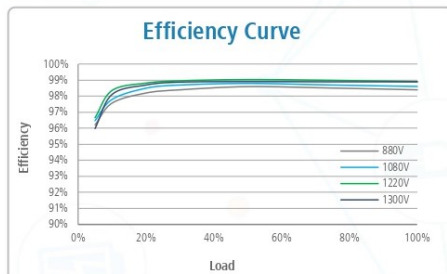
per un totale di = 19.818,54 kW.

Di seguito le caratteristiche tecniche dell'inverter che è stato utilizzato in fase di progettazione.

Smart String Inverter (SUN2000-100KTL-H1)



Technical Specifications	SUN2000-100KTL-H1
	Efficiency
Max. Efficiency	99.0%
European Efficiency	98.8%
	Input
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	33 A
Start Voltage	650 V
MPPT Operating Voltage Range	600 V ~ 1,500 V
Rated Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6
	Output
Rated AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	105,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	105,000 W
Rated Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A
Max. Output Current	80.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	Protection
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
	Communication
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Power Line Communication (PLC)	Yes
	General
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 605 x 310 mm (42.3 x 23.8 x 12.2 inch)
Weight (with mounting plate)	77 kg (169.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol UTX
AC Connector	Waterproof PG Terminal + Terminal Clamp
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
	Standard Compliance (more available upon request)
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, UTE C 15-712-1, RD 413, RD 1699, RD 661, P.O. 12.3, UNE 206007-1 IN, UNE 2006006 IN



The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions accepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. For more information, please visit solar.huawei.com. Version No. 01-(201807)

Always Available for Highest Yields

solar.huawei.com/eu/

Figura 10: datasheet inverter SUN2000-100KTL-H1

6.4 LINEE BT IN CAVO INTERRATO

All'interno dell'impianto di utenza si individuano due differenti tipologie di cavi di bassa tensione:

- ✓ cavi di bassa tensione in c.a. per il collegamento dei quadri elettrici di bassa tensione agli avvolgimenti di bassa tensione di trasformatori e agli inverter di stringa;
- ✓ cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua.

Di seguito verranno descritte le caratteristiche delle due tipologie di cavi e i criteri adottati ai fini del loro dimensionamento.

6.4.1 Cavi della sezione in corrente continua

Per cavi della sezione in c.c. si intendono:

- ✓ i cavi attraverso i quali vengono collegati tra loro i moduli fotovoltaici per formare le stringhe;
- ✓ i cavi che collegano le stringhe agli inverter;

Normalmente sono posati a portata di mano, posti all'esterno e sottoposti agli agenti atmosferici. Occorre pertanto che siano in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e atmosferiche cui possono essere sottoposti durante l'esercizio.

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo FG21M21 per cablare i moduli di una stringa e cavi ordinari del tipo FG16R16 posati all'interno di tubi protettivi per gli altri collegamenti del circuito in c.c.



r

Figura 11: cavi solari per applicazioni fotovoltaiche

Per entrambe le tipologie di cavo, la tensione nominale (fornita dal costruttore), deve essere coordinata con quella del campo FV; assumendo come tensione nominale del circuito in c.c. la tensione di stringa a vuoto

incrementata cautelativamente del 20%, la scelta del cavo va effettuata in modo tale da rispettare la condizione:

$$1,2 U_{oc \text{ stringa}} \leq 1,5 \cdot U_0 \text{ nel caso di sistemi floating o con un polo a terra}$$

$$1,2 U_{oc \text{ stringa}} \leq 1,5 \cdot U \text{ nel caso di sistemi con punto centrale a terra}$$

dove:

- ✓ $U_{oc \text{ stringa}}$ è la tensione a vuoto di stringa [V];
- ✓ U_0 è la tensione di isolamento verso terra del cavo, dichiarata dal costruttore [V];
- ✓ U è la tensione di isolamento tra due conduttori isolati qualsiasi nel cavo, dichiarata dal costruttore [V].

Scelto il tipo di cavo da utilizzare si procede al dimensionamento della sezione applicando il criterio termico. In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

Nel circuito in corrente continua, la corrente di impiego è pari a:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo della singola stringa;}$$

$$I_B = N_{qsc} \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo che collega il quadro di sottocampo al quadro di campo o all'inverter;}$$

$$I_B = N_{stringhe} \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo che collega il quadro di campo all'inverter.}$$

dove:

- ✓ N_{qsc} il numero di stringhe collegate al quadro di sottocampo;
- ✓ $N_{stringhe}$ il numero di stringhe complessivo.

Ai fini del corretto dimensionamento occorre verificare che:

$$I_B \leq I_z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

dove:

- ✓ I_0 è la portata del cavo in condizioni standard, il cui valore è deducibile dalle tabelle della norma CEI-UNEL 35024/1 e 35026 per i cavi ordinari, o fornito direttamente dal costruttore nel caso di cavi solari;

- ✓ K_1 , K_2 , K_3 e K_4 sono dei fattori di correzione da applicare qualora le condizioni di posa siano diverse da quelle standard:
 - K_1 fattore di correzione per temperatura di posa diversa da quella standard;
 - K_2 fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati nello stesso cavidotto;
 - K_3 fattore di correzione per cavi interrati per profondità di interramento diversa da quella standard;
 - K_4 fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da quella standard.

I valori K_2 , K_3 e K_4 sono deducibili dalle suddette norme. Il valore di K_1 invece si calcola con la seguente espressione:

$$K_1 = \sqrt{[(\theta_s - \theta_a) / (\theta_s - \theta_o)]}$$

in cui:

- ✓ θ_s è la temperatura di funzionamento ininterrotto del cavo, pari a 70°C per cavi ordinari in PVC e 90°C se in EPR. Per i cavi solari viene fornito dal costruttore ed in genere è intorno a 120°C;
- ✓ θ_a è la temperatura di posa, assunta pari a 80°C per posa su retro dei moduli, 40°C per posa in tubo o canale protettivo esposto al sole, 35°C per posa all'interno di locale contenente inverter e quadri campo;
- ✓ θ_o è la temperatura di riferimento per il calcolo della portata in condizioni standard, pari a 20°C per i cavi ordinari in posa interrata, 30°C per i cavi ordinari in posa in aria, il valore fornito dal costruttore per i cavi solari (in genere 60°C).

Scelta la sezione del cavo è necessario che la caduta di tensione percentuale sul lato corrente continua non superi un valore massimo pari al 2%.

La limitazione della caduta di tensione non dipende dalla necessità di mantenere elevata la tensione in ingresso all'inverter, ma da quella di limitare le perdite di energia sulla sezione in c.c.

Ai fini del calcolo della massima caduta di tensione, è stata applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = r \cdot L \cdot I_{sc} / (5 \cdot U_{MPP})$$

dove:

- ✓ I_{sc} è la corrente di cortocircuito di stringa;
- ✓ r è la resistenza del cavo [Ω/km];
- ✓ L è la lunghezza del cavo che collega un polo della stringa all'inverter o al quadro in c.c. [km];
- ✓ U_{MPP} è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

Le linee in cavo in corrente continua saranno in cavo interrato all'interno di tubazione protettiva in PVC, posta ad una profondità di posa di 1,20 m. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,4 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

6.4.2 Cavi della sezione in corrente alternata e dispositivi di protezione contro le sovracorrenti

I cavi della sezione in corrente alternata sono quelli che consentono di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione.

Il loro dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito, assunta pari alla massima corrente erogabile da ciascun inverter (198 A).

Le linee saranno posate all'interno di tubazione protettiva in PVC, ad una profondità di posa di 1,00 m misurato dall'estradosso superiore del tubo. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,3 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

6.5 QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE

Le linee in corrente alternata alimentate dagli inverter di uno stesso sottocampo, saranno collegate ad un quadro elettrico di bassa tensione installato all'interno del locale di trasformazione ed equipaggiato con dispositivi di generatore, uno per ogni inverter, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico.

Generalmente si utilizzano interruttori automatici per usi domestici e similari conformi alla norma CEI 23-3 se la corrente di impiego del circuito da proteggere è inferiore a 125 A, con caratteristica di intervento di tipo C. Se la corrente del circuito da proteggere è superiore a 125 A si utilizzano interruttori automatici per usi industriali, conformi alla norma CEI 17-5.



Figura 12: esempi di interruttori automatici

Se richiesto dal sistema di protezione contro i contatti indiretti, gli interruttori hanno anche un relè differenziale (di tipo AC se l'inverter è dotato di trasformatore di isolamento, in caso contrario di tipo B) la cui corrente differenziale nominale di intervento è coordinata con la resistenza di terra dell'impianto di terra.



Figura 13: esempio di interruttore differenziale

6.6 TRASFORMATORI MT/BT

Per poter immettere l'energia elettrica prodotta dalla centrale fotovoltaica alla sottostazione di trasformazione 150/30 kV, è necessario innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico a 30 kV. Per conseguire questo obiettivo si dovranno utilizzare appositi trasformatori elevatori BT/MT. Essi saranno contenuti all'interno di cabine di trasformazione/di campo; si tratta di container compatti prefabbricati delle dimensioni di 6,058x2,438x2,896 m (L x l x h), contenenti i quadri di BT e tutti i dispositivi elettrici di protezione.

Tenendo conto delle potenze nominali dei 12 sottocampi fotovoltaici, si è scelto di utilizzare per ogni sottocampo un trasformatore BT/MT, di due taglie differenti, avente le seguenti caratteristiche:

An	2500 kVA
V1n	0,8 kV
V2n	30 kV
Collegamento avvolgimento MT	D
Collegamento avvolgimento BT	yn
Gruppo	11
Vcc%	6 %
Isolamento	olio

An	1250 kVA
V1n	0,8 kV
V2n	30 kV
Collegamento avvolgimento MT	D
Collegamento avvolgimento BT	yn
Gruppo	11
Vcc%	6 %
Isolamento	olio

6.7. COLLEGAMENTO DEI TRASFORMATORI AI QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE

Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi, in genere FG16OR16 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale secondaria del trasformatore.

I cavi possono essere posati in cunicoli, passerelle, canali, tubi, sottopavimento o galleggiante.

Per trasformatori fino a 250 kVA si impiegano in genere cavi unipolari (uno per ogni fase). Per potenze maggiori si utilizzano più cavi unipolari in parallelo, oppure condotti sbarre.

I cavi in parallelo devono avere la stessa sezione e lunghezza per favorire una corretta ripartizione del carico; inoltre i cavi di una stessa fase devono essere disposti, per quanto possibile, in modo simmetrico rispetto centro del fascio di cavi (per uniformare le mutue induttanze).

I condotti sbarre devono avere una corrente nominale superiore alla corrente nominale secondaria del trasformatore e una corrente nominale ammissibile di breve durata uguale o superiore alla corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Circa la forma di segregazione del quadro generale BT non esistono prescrizioni normative.

6.8 PROTEZIONE DEI TRASFORMATORI DALLE SOVRACORRENTI

La messa in tensione di un trasformatore comporta una sovracorrente di inserzione, la quale si smorza secondo una legge di tipo esponenziale con costante di tempo T_i dipendente dalla potenza nominale dello stesso.

La protezione contro il cortocircuito del trasformatore deve essere scelta in modo che non intervenga all'inserzione del trasformatore stesso.

Nel caso specifico, sul lato MT di ciascun trasformatore, sarà previsto un interruttore di manovra sezionatore con fusibile opportunamente dimensionato.

In occasione della messa in tensione della linea di media tensione che consente di collegare la centrale fotovoltaica alla Stazione di Utenza, le correnti di inserzione dei trasformatori potrebbero determinare l'intervento delle protezioni della linea MT installate nella SU.

Per evitare questo inconveniente, si potrà prevedere un automatismo che inserisca i trasformatori singolarmente o a gruppi con un ritardo di 5s-10s.

6.9 LINEE ELETTRICHE DI COLLEGAMENTO TRA IL QUADRO GENERALE MT E I TRASFORMATORI MT/BT e TRA CABINA DI RACCOLTA E STAZIONE UTENZA

Le linee elettriche di media tensione di collegamento tra il quadro elettrico generale di media tensione, da prevedere all'interno del locale MT e le cabine di trasformazione saranno realizzate in cavo tripolare concentrico isolati in HEPR (Figura 14).

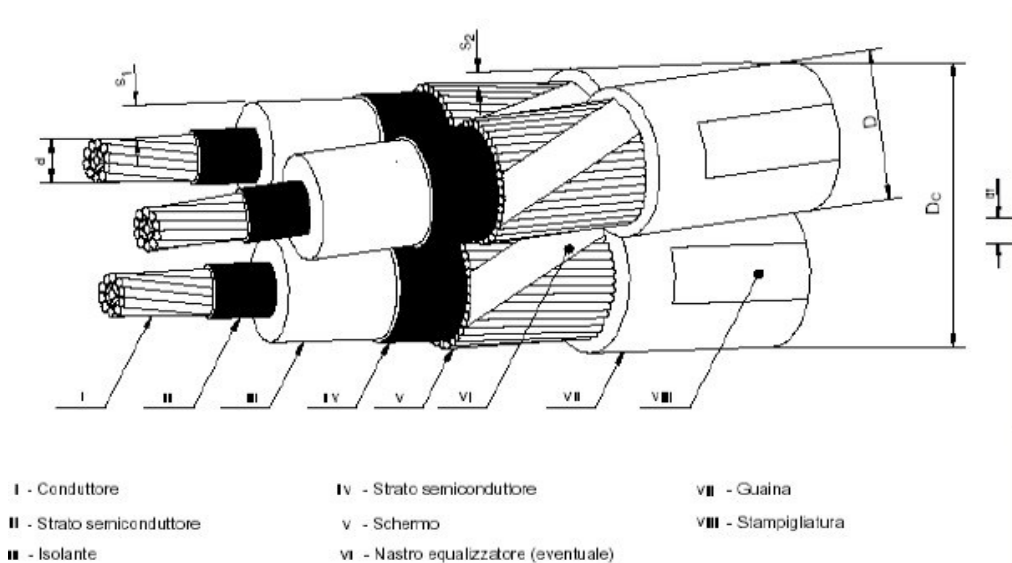


Figura 14: cavi tripolari di media tensione unificati e-distribuzione

Il loro dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico, tenendo conto delle condizioni di posa e di installazione.

In merito alle condizioni di posa, si ricorda che i cavi di media tensione possono essere posati direttamente nel terreno (posa diretta) oppure in tubi, condotti o cunicoli interrati (posa indiretta).

Nel caso in esame le linee saranno posate in tubo protettivo il quale dovrà avere un diametro almeno 1,3 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

La profondità di posa prevista è di 1,30 m per non interferire con altri servizi interrati.

La corrente di impiego di ciascuna linea è stata determinata attraverso l'applicazione della seguente formula:

$$I_B = (P_n \text{ sottocampo fotovoltaico}) / (\sqrt{3} \times V_n \times \cos\phi)$$

dove:

- ✓ P_n è la potenza nominale del sottocampo fotovoltaico [Wp];
- ✓ V_n è la tensione nominale della linea [V];

- ✓ $\cos\phi$ è il fattore di potenza, fissato a 0,95.

Per il corretto dimensionamento, è stata applicata la seguente relazione:

$$I_z = I_{z0} \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \geq I_B$$

dove:

- ✓ I_{z0} è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- ✓ I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- ✓ K_1 è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- ✓ K_2 è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- ✓ K_3 è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;
- ✓ K_4 è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;
- ✓ I_B è la corrente di impiego calcolata.

Le n. 12 cabine di trasformazione saranno collegate tra di loro in cavo elettrificato a 30 kV secondo la configurazione di un circuito "ad anello" che garantisce l'alimentazione di tutte le cabine in caso di guasto del cavo interrato in qualsiasi punto del circuito; i due rami dell'anello confluiranno in una cabina di raccolta da cui partirà il cavo di collegamento in media tensione (30 kV) verso la Stazione di Utenza.

Pertanto, il cavo MT a 30 kV è stato dimensionato considerando la portata di corrente massima derivante dalla potenza totale di circa 20 MW, ossia la condizione più sfavorevole, qualora il guasto dovesse avvenire ad un capo iniziale del circuito. L'intensità calcolata è pari a:

$$I_B = P_n / (\sqrt{3} \times V_n \times \cos\phi) = 20.000 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \times 30.000 \times 0,95) = 406 \text{ A}$$

Le principali caratteristiche elettriche dei cavi scelti sono le seguenti:

- ✓ $U_0 = 18 \text{ kV}$;
- ✓ $U = 30 \text{ kV}$;
- ✓ $U_{\max} = 36 \text{ kV}$;
- ✓ Sigla del cavo: ARE4H5EX
- ✓ Tipologia di cavo: tripolare ad elica visibile
- ✓ $S = 3 \times (1 \times 300) \text{ mm}^2$
- ✓ Portata in condizioni di posa = 459 A.

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20-30 cm al di sopra del cavo stesso.

Una volta terminata la posa del cavo, prima di sigillare le teste è consigliabile tagliare uno o due metri di cavo alle due estremità, poiché potrebbero aver subito danni meccanici e/o infiltrazioni di umidità.

Gli eventuali giunti ed i terminali andranno eseguiti a regola d'arte secondo le istruzioni del fabbricante da personale qualificato.

6.10 QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE

Il quadro elettrico di media tensione, di tipo protetto, sarà costituito dai seguenti scomparti:

- ✓ 2 scomparti di arrivo linea dalle cabine di trasformazione, che conterranno il sezionatore generale di linea interbloccato con il sezionatore di terra;
- ✓ 1 scomparto partenza linea con interruttore partenza linea verso la stazione di utenza;
- ✓ 1 scomparto servizi ausiliari.

Lo scomparto di arrivo conterrà il sezionatore generale di linea interbloccato con il sezionatore di terra.

Lo scomparto interruttore generale conterrà il dispositivo generale (DG), costituito da un interruttore tripolare e un sezionatore di linea. Il dispositivo generale sarà dotato del sistema di protezione generale (SPG) richiesto dalla Norma CEI 0-16 e comprenderà i seguenti relè di protezione:

- ✓ protezione 50 e 51;
- ✓ protezione 50N e 51N;
- ✓ protezione 67N.

Lo stesso dispositivo potrà svolgere anche la funzione di protezione di interfaccia (PI) e pertanto sarà corredato delle ulteriori seguenti protezioni:

- ✓ protezione 27;
- ✓ protezione 59;
- ✓ protezione 81<;
- ✓ protezione 81>;
- ✓ protezione 59N.

Ciascuno scomparto partenza linee conterrà un dispositivo per la protezione delle linee di media tensione contro le sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato dai seguenti relè di protezione:

- ✓ protezione 50 e 51;
- ✓ protezione 50N e 51N;
- ✓ protezione 67 N.

Dallo scomparto linea partirà una linea di media tensione in cavo interrato che andrà ad attestarsi sul quadro elettrico di media tensione installato all'interno della corrispondente cabina di trasformazione.

È previsto inoltre uno scomparto servizi ausiliari, all'interno del quale verrà installato un trasformatore MT/BT da 100 kVA con il relativo quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di centrale:

- ✓ relè di protezione;
- ✓ sganciatori degli interruttori MT;
- ✓ motori elettrici per la movimentazione dei Tracker;
- ✓ relè ausiliari per la segnalazione delle avarie.

Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione attraverso le quali verranno alimentati i servizi ausiliari, si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale, installati in un apposito quadro di bassa tensione denominato "quadro elettrico servizi ausiliari".

6.11 SERVIZI DI CABINA

All'interno dei locali cabine si dovranno prevedere i seguenti servizi di cabina:

- ✓ impianto di ventilazione forzata attivato con termostato;
- ✓ n. 2 plafoniere 1x36W tutte dotate di kit di emergenza autonomia minima 180 minuti;
- ✓ n.2 prese industriali di tipo industriale interbloccate 2P+T e 3P+T da 16;
- ✓ n.1 sistema di supervisione e controllo con interfaccia GPRS.

I servizi ausiliari di cabina saranno alimentati da un'utenza elettrica in BT appositamente dedicata, indipendente dal sistema di generazione locale.

6.12 RECINZIONI

Per garantire la sicurezza dell'impianto, l'area di pertinenza sarà delimitata da una recinzione metallica integrata da un impianto di videosorveglianza.

La recinzione continua lungo il perimetro dell'area d'impianto sarà costituita da elementi modulari rigidi in tondini di acciaio elettrosaldati di diverso diametro che conferiscono una particolare resistenza e solidità alla recinzione. Essa offre una notevole protezione da eventuali atti vandalici, lasciando inalterato un piacevole effetto estetico e costituisce un sistema di fissaggio nel rispetto delle norme di sicurezza.

La recinzione avrà altezza complessiva di circa 250 cm con pali di sezione 135x75 mm disposti ad interassi regolari di circa 2.5 m infissi nel terreno ad una profondità minima di 150 cm dal piano campagna.

In prossimità degli accessi all'impianto saranno predisposti cancelli metallici per gli automezzi della larghezza di 6 m e dell'altezza di 2,50 m.

Per la recinzione si provvederà a lasciare un'apertura nella parte inferiore per garantire, oltre il passaggio della piccola fauna, anche il regolare flusso delle acque.

La recinzione presenta le seguenti caratteristiche tecniche:

- **PANNELLI**

Zincati a caldo, elettrosaldati con rivestimento protettivo in Poliestere.

Larghezza mm 2500.

- **PALI**

Lamiera d'acciaio a sezione quadrata, rettangolare o a T. Sezione mm 135 x 75.

Giunti speciali per il fissaggio dei pannelli. Fornibili con piastra per tassellare.

- **COLORI**

Verde Ral 6005 e Grigio Ral 7030, altri colori a richiesta.

- **CANCELLI**

Cancelli autoportanti e cancelli scorrevoli. Cancelli a battente carrai.

- **RIVESTIMENTO PANNELLI**

Zincati a caldo, quantità minima di zinco secondo norme DIN 1548 B.

Plastificazione con Poliestere spessore da 70 a 100 micron.

- **RIVESTIMENTO PALI**

Zincati a caldo.

Plastificazione con Poliestere spessore da 70 a 100 micron.

La recinzione sarà mitigata con delle siepi di idonea altezza costituite da essenze arboree arbustive autoctone.

7. DESCRIZIONE DELLE FASI, TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI

7.1 FASI DI ESECUZIONE DEI LAVORI

Gli interventi di progetto, analizzando le diverse categorie di lavoro per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, consistono nel:

- livellamento e sistemazione del terreno mediante eliminazione di pietrame sparso, taglio di spuntoni di roccia affiorante da eseguirsi con mezzi meccanici tipo escavatore, terna, ruspa;
- formazione di percorso carrabile di ispezione lungo il perimetro del fondo con spianamento e livellamento del terreno con misto di cava da eseguirsi con mezzi meccanici tipo escavatore, a sua volta servito da camion per il carico e scarico del materiale utilizzato e/o rimosso;
- realizzazione di una recinzione dell'intero fondo lungo il perimetro di ciascun blocco, con ringhiera tipo rete elettrosaldata o similare, completa di n°3 cancelli di ingresso con stessa tipologia della recinzione;
- realizzazione di impianto antintrusione dell'intero impianto;
- costruzione dell'impianto fotovoltaico costituito da struttura metallica portante, previo scavo per l'interramento dei cavi elettrici per media e bassa tensione di collegamento alle cabine di campo e alla stazione di utenza;
- assemblaggio, sulle predette strutture metalliche portanti preinstallate, di pannelli fotovoltaici, compreso il relativo cablaggio;
- a completamento dell'opera, smobilitazione cantiere e sistemazione del terreno a verde con piantumazione di essenza vegetali tipiche dei luoghi, previa realizzazione di apposite buche nel terreno e riempimento delle stesse con terreno vegetale.

In linea di principio le operazioni si articoleranno secondo le seguenti fasi:

- realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere;
- apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea;
- posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni;
- ricopertura della linea e ripristini.

Al termine dei lavori civili ed elettromeccanici sarà effettuato il collaudo di tutte le opere.

Si riporta di seguito una tabella con le fasi principali previste. Accanto ad ogni fase è specificato il tempo di esecuzione stimato e il tipo di squadra coinvolta:

FASE	Operatore	Tempo [gg lav.]
Richiesta di connessione a TERNA e ottenimento della STMG	Ufficio	90
Rilascio delle autorizzazioni necessarie	Ufficio	120
Recinzione provvisoria dell'area	Manovali edili	5
Sistemazione del terreno	Ditta specializzata	5
Pulizia del terreno	Ditta specializzata	5
Sbancamento per le piazzole di cabina	Manovali edili	7
Esecuzione scavi perimetrali	Manovali edili	20
Tracciamento delle strade interne	Manovali edili	5
Tracciamento dei punti come da progetto	Manovali edili	5
Realizzazione dei canali per la raccolta delle acque meteoriche	Manovali edili	10
Posa della recinzione definitiva	Manovali edili	15
Posa delle cabine prefabbricate	Ditta specializzata	20
Esecuzione delle infissioni delle strutture di sostegno e livellamenti necessari	Manovali edili	100
Infissione e collegamento dei dispersori dell'impianto di terra	Manovali edili	15
Esecuzione scavi per canalette	Manovali edili	20
Installazione delle palificazioni	Manovali edili	20
Installazione e cablaggio corpi illuminanti	Elettricisti	20
Installazione sistemi di sicurezza	Ditta specializzata	10
Posa delle canalette	Manovali edili	15
Posa degli inverters	Ditta specializzata	15
Montaggio delle strutture di sostegno	Montatori meccanici	100
Posa dei moduli FV sulle sottostrutture	Elettricisti	200
Installazione dei quadri di campo esterni	Elettricisti	10
Esecuzione dell'impianto di terra e collegamento conduttori di protezione	Elettricisti	20
Posa dei cavi di energia nelle canalette	Elettricisti	20
Posa dei cavi di segnale in corrugato	Elettricisti	15
Cablaggi nei cestelli e raccordi alle canalette	Elettricisti	15
Chiusura di tutte le canalette	Elettricisti	5
Cablaggi delle apparecchiature elettriche	Elettricisti	10
Cablaggi in cabina	Elettricisti	15
Reinterro attorno alle cabine	Manovali edili	4
Cablaggi dei moduli fotovoltaici	Elettricisti	150
Posa e cablaggio dei cancelli	Manovali edili	2

Esecuzione dei lavori di linea da parte di ENEL	ENEL	90
Verifiche sull'impianto di terra	Elettricisti	3
Collaudo degli impianti tecnologici e servizi ausiliari	Ditta specializzata	2
Primo collaudo funzionale e di sicurezza (prove in bianco)	Direzione lavori	2
Prova di produzione	Direzione lavori	2
Installazione dei gruppi di misura da parte del distributore	Distributore	1
Intervento dell'UTF	UTF	1
Collaudo finale e messa in esercizio	Direzione lavori	1

7.2 FASE DI CANTIERIZZAZIONE

Il cantiere principale dell'impianto dovrà essere dotato di locali per i servizi igienico assistenziali di cantiere (del tipo chimico) dimensionati in modo da risultare consoni al numero medio di operatori presumibilmente presenti in cantiere e con caratteristiche rispondenti all'allegato XIII del D.Lgs. 81/08. Il numero dei servizi non potrà essere in ogni caso inferiore ad 1 ogni 10 lavoratori occupati per turno.

Sulla base delle attività suddette dovranno essere analizzati e valutati i rischi e quindi, sulla base delle dettagliate valutazioni che saranno svolte durante la predisposizione del piano di sicurezza e coordinamento (PSC), saranno proposte procedure, apprestamenti e attrezzature per la prevenzione degli infortuni e la tutela della salute dei lavoratori, oltre che stimati i relativi costi. Il PSC proporrà altresì le misure di prevenzione dei rischi risultanti dall'eventuale presenza, simultanea o successiva, di varie imprese e di lavoratori autonomi, nonché dall'utilizzazione di impianti comuni quali infrastrutture, mezzi logistici e di protezione collettiva.

La realizzazione dell'impianto sarà divisa in varie fasi. Ogni fase potrà prevedere il noleggio di uno o più macchinari (muletti, escavatrici, gru per la posa della cabina prefabbricata, ecc.).

Nessuna nuova viabilità esterna sarà realizzata essendo l'area già servita da infrastrutture viarie.

Le restanti aree del lotto (aree tra le stringhe e sotto le strutture di supporto) saranno piantumate con erba.

La tabella di seguito fornisce una panoramica di tipo e quantità dei trasporti previsti.

Materiale di trasporto	N. Autoarticolato o autosnodato a 3 o più assi	N. Betoniere	N. Furgoni
Moduli fotovoltaici	90		
Inverter	45		
Strutture sostegno pannelli	90		
Trasformatori, quadri elettrici e scomparti elettrici	40		6
Canali portacavi	20		
Cavi elettrici	30		10
Cabine prefabbricate	10		
Recinzione	6		3
Pali e corpi illuminanti	6		
Impianti tecnologici di controllo e allarme			6
Materiale edile	10	10	
Trasporto a rifiuto	5		
Totale	352	10	25

Oltre ai veicoli per il normale trasporto giornaliero del personale di cantiere, saranno presenti in cantiere 1 autogru (all'occorrenza) per la posa delle cabine prefabbricate, 1 o 2 muletti per lo scarico del materiale, 1 o 2 furgoni cassonati per il trasporto interno del materiale, 1 o 2 escavatori a benna ed 1 escavatore a pala.

7.3 MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

Durante la sua vita utile stimata per circa 30 anni, si farà manutenzione su ciascuna componente dell'impianto come di seguito dettagliato. Per ulteriori dettagli si consulti la relazione dedicata alla manutenzione (SE225_PD_R_MAN_Piano di manutenzione e gestione dell'impianto).

7.3.1 Moduli fotovoltaici

La manutenzione preventiva sui singoli moduli non richiede la messa fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- ispezione visiva, volta all'identificazione dei danneggiamenti ai vetri (o supporti plastici) anteriori, deterioramento del materiale usato per l'isolamento interno dei moduli, microscariche per perdita di isolamento ed eccessiva sporcizia del vetro (o supporto plastico);
- controllo cassetta di terminazione, mirata ad identificare eventuali deformazioni della stessa, la formazione di umidità all'interno, lo stato dei contatti elettrici della polarità positive e negative, lo stato dei diodi di by-pass, il corretto serraggio dei morsetti di intestazione dei cavi di collegamento delle stringhe e l'integrità della siliconatura dei passacavi;
- pulizia periodica dei moduli per il mantenimento dell'efficienza.

7.3.2 Stringhe fotovoltaiche

La manutenzione preventiva sulle stringhe non richiede la messa fuori servizio di parte o tutto l'impianto e deve essere effettuata dal quadro elettrico in continua, e consiste nel controllo delle grandezze elettriche: con l'ausilio di un normale multimetro, controllare l'uniformità delle tensioni a vuoto e delle correnti di funzionamento per ciascuna delle stringhe che fanno parte dell'impianto; nel caso in cui tutte le stringhe dovessero essere nelle stesse condizioni di esposizione, risulteranno accettabili scostamenti fino al 10%.

7.3.3 Quadri elettrici

La manutenzione preventiva sui quadri elettrici non comporta operazioni di fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- ispezione visiva tesa alla identificazione di danneggiamenti dell'armadio e dei componenti contenuti ed alla corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti sul fronte quadro;
- controllo protezioni elettriche: per verificare l'integrità dei diodi di blocco e l'efficienza degli scaricatori di sovratensione;

- controllo organi di manovra per verificarne l'efficienza;
- controllo cablaggi elettrici: per verificare, con prova di sfilamento, i cablaggi interni dell'armadio (solo in questa fase e opportuno il momentaneo fuori servizio) ed il serraggio dei morsetti;
- controllo elettrico: per controllare la funzionalità e l'alimentazione del relè di isolamento installato, se il generatore è flottante, e l'efficienza delle protezioni di interfaccia;
- UPS: periodicamente verranno manutenzionate le batterie dei sistemi di accumulo in relazione alle specifiche indicazioni poste dei costruttori;
- Gruppo Elettrogeno, al fine di assicurare il corretto funzionamento del gruppo elettrogeno di soccorso, periodicamente verranno effettuate le sostituzioni dei liquidi di lubrificazione e raffreddamento nonché la manutenzione delle batterie elettrolitiche: inoltre saranno effettuate prove di avviamento periodiche.

7.3.4 Inverter

Le operazioni di manutenzione preventiva saranno limitate ad una ispezione visiva mirata ad identificare danneggiamenti meccanici dell'armadio/cabina di contenimento, infiltrazione di acqua, formazione di condensa, eventuale deterioramento dei componenti contenuti e controllo della corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti.

Tutte le operazioni saranno eseguite con impianto fuori servizio.

7.3.5 Trasformatori

Il trasformatore MT/BT di cabina necessita di verifica e manutenzione periodica, non solo perché richiesto dalla normativa ma perché è una delle parti più importanti dell'impianto elettrico.

Le operazioni di revisione o riparazione possono riguardare:

- rifacimento degli avvolgimenti delle colonne primarie;
- sostituzione delle guarnizioni degli isolatori in porcellana MT e BT e del coperchio in caso di perdite d'olio;
- verifica e ripristino della funzionalità del commutatore MT;
- ripristino della funzionalità delle protezioni buchholz e termometro;
- verifica e ripristino Sali;
- rabbocco d'olio;

- prove d'isolamento e verifica rapporti di tensione a mezzo sala prove in conformità a norma CEI 14.4 e CEI EN60076;
- rilascio del verbale di collaudo;
- verifica delle proprietà chimico-fisiche e dielettriche dell'olio ed eventuale trattamento.

7.3.6 Collegamenti elettrici

La manutenzione preventiva sui cavi elettrici di cablaggio consiste, per i soli cavi a vista, in un'ispezione visiva tesa all'identificazione di danneggiamenti, bruciature, abrasioni, deterioramento isolante, variazioni di colorazioni del materiale usato per l'isolamento e fissaggio saldo nei punti di ancoraggio (per esempio la struttura di sostegno dei moduli).

7.3.7 Opere a verde

La tipologia di progettazione con cui sono state pensate le fasce di rispetto prevede un impegno di gestione contenuto e via via minore man mano che le piante si accrescono. Per questo motivo, considerando la rusticità dell'impianto, si prevede che le operazioni richieste per il mantenimento delle fasce possano essere:

- controllo delle erbe infestanti;
- potatura e gestione dell'accrescimento: la pratica di potatura permetterà, nei primi anni, di ottenere una crescita equilibrata e armonica delle essenze e contribuirà al corretto sviluppo sia in altezza che in volume delle fasce. A sviluppo completo, invece, gli interventi di potatura saranno indispensabili solo nel caso in cui l'accrescimento delle piante non sia compatibile con l'operatività dell'impianto fotovoltaico. In questo caso gli interventi potranno essere rivolti alla rettifica della corretta forma effettuando tagli di ritorno e riduzioni di chioma.
- controllo di patogeni e parassiti: data la rusticità e l'adattabilità all'ambiente delle essenze scelte, il controllo di patogeni e parassiti verrà effettuato solo ed esclusivamente nel caso in cui l'eventuale danno pregiudicasse la vegetazione a meno di interventi di controllo imposti da decreti di lotta del servizio fitosanitario regionale competente.

Ogni operazione sarà eseguita con un approccio integrato, seguendo il criterio di intervenire solo nel caso in cui sia ravvisabile una problematica tale da pregiudicare il corretto accrescimento delle mitigazioni. In ogni caso, anche in relazione alla rusticità delle piante, verranno privilegiati interventi agronomici e, ove strettamente necessario, interventi con presidi fitosanitari.

7.4 DISMISSIONE IMPIANTO E RIPRISTINO STATO DEI LUOGHI

Si prevede una vita utile dell'impianto non inferiore ai 30 anni.

A fine vita dell'impianto è previsto l'intervento sulle opere non più funzionali attraverso uno dei modi seguenti:

- totale o parziale sostituzione dei componenti elettrici principali (moduli, inverter, trasformatori, ecc.);
- smantellamento integrale del campo e riutilizzazione del terreno per altri scopi.

In caso di smantellamento dell'impianto, i materiali tecnologici elettrici ed elettronici verranno smaltiti secondo direttiva 2002/96/EC: WEEE (Waste Electrical and Electronic Equipment) – direttiva RAEE – recepita in Italia con il Dlgs 151/05.

Il prodotto più tecnologicamente sviluppato e maggiormente presente in peso nel campo è il modulo fotovoltaico. A tal proposito, è stata istituita un'associazione/progetto di produttori di celle e moduli fotovoltaici, chiamata PV-Cycle. L'associazione consta al momento di circa 40 membri tra i maggiori paesi industrializzati, tra cui TOTAL, SHARP, REC e molti altri giganti del settore. Il progetto si propone di riciclare ogni modulo a fine vita. Sono attualmente attive 2 linee di riciclaggio sperimentale avviate dalle società First Solar e SolarWorld. Il costo dell'operazione è previsto da sostenersi a cura dei produttori facenti parte dell'associazione.

I materiali edili (i plinti di pali perimetrali, la muratura delle cabine) in calcestruzzo, verranno frantumati e i detriti verranno e riciclati come inerti da ditte specializzate.

Per le ragioni sinora esposte, lo smaltimento/riciclaggio dei moduli non rappresenterà un futuro problema. Prodotti quali gli inverter, il trasformatore BT/MT, ecc., verranno ritirati e smaltiti a cura del produttore.

Essendo prevista la completa sfilabilità dei cavi, a fine vita ne verrà recuperato il rame e smaltiti i rivestimenti in mescole di gomme e plastiche. Le opere metalliche quali i pali di sostegno delle strutture, la recinzione, i pali perimetrali e le strutture in acciaio e ferro zincato verranno recuperate; le strutture in alluminio saranno riciclabili al 100%.

Per ulteriori dettagli sul piano di smaltimento dell'impianto si veda la relazione di dettaglio sulla dismissione (SE225_PD_R_DISM_Piano di dismissione).

7.4.1 Stima dei costi di dismissione dell'impianto

All'Allegato 1 si riporta il computo metrico relativo alle opere di dismissione dell'impianto, stimato per un totale di circa € 1.334.140,83.

7.4.2 Cronoprogramma delle fasi attuative di dismissione

LAVORAZIONI	Settimane																																																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45										
CAMPO FOTVOLTAICO																																																							
Allestimento cantiere, picchettamento e sondaggi	█	█	█	█	█																																																		
Realizzazione recinzione cantiere e accessi						█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█			
Trasporto strutture di sostegno moduli																																																							
Realizzazione scavi per cavidotti e basamenti cabine																																																							
Montaggio strutture sostegno moduli																																																							
Trasporto moduli fotovoltaici																																																							
Montaggio moduli fotovoltaici																																																							
Trasporto e montaggio cabine elettriche																																																							
Trasporto e montaggio inverter, trasformatori e quadri elettrici																																																							
Posa cavidotti, cablaggio stringhe, collegamenti a sottocampi, inverter, trasformatori e quadri																																																							
Collegamento alla stazione di utenza con posa cavidotto MT																																																							
Test, collaudi e messa in servizio campo fotovoltaico																																																							
STAZIONE DI UTENZA																																																							
Allestimento cantiere, picchettamento e sondaggi	█																																																						
Realizzazione recinzione cantiere e accessi																																																							
Realizzazione scavi per cavidotti e basamenti																																																							
Posa dei cavidotti																																																							
Livellamento, posa basamenti e platie in C3, realizzazione di viabilità interna																																																							
Realizzazione della recinzione definitiva e dei varchi cancelli completa di piantumazione di mitigazione																																																							
Posa dei prefabbricati civili																																																							
Installazione apparecchiature AT																																																							
Installazione apparecchiature di controllo e MT all'interno dei prefabbricati																																																							
Scavo ingresso in Stazione RTN Terna per posa cavidotti AT																																																							
Allaccio alla rete RTN																																																							
Test, collaudi e messa in servizio																																																							
STAZIONE ELETTRICA 150/380 DELLA RTN																																																							
Consegna e picchettamento aree, apertura cantiere, preparazione aree	█																																																						
Realizzazione strade di servizio, preparazione aree																																																							
Realizzazione impianto acque meteoriche																																																							
Realizzazione edifici																																																							
Realizzazione fondazioni apparecchiature AT																																																							
Realizzazione rete di terra primaria																																																							
Realizzazione vie cavo BT e cunicolo																																																							
Montaggi elettromeccanici AT																																																							
Montaggi BT																																																							
Completamento aree di piazzale, finiture, recinzioni e cancelli																																																							
Messa in funzione dell'impianto e relativi tests																																																							

8. PROVENTI ANNUI DALLA PRODUZIONE DI ENERGIA

Considerando la producibilità attesa dell'impianto in oggetto derivante dalla simulazione, si propone un calcolo di massima dei proventi annui derivanti dalla valorizzazione dell'energia prodotta.

Attualmente, considerando le tendenze del mercato energetico, il prezzo medio di vendita dell'energia può essere considerato pari a circa 80 €/MWh che per una produzione di 36.000 MWh/anno determinerebbe un provento annuo pari a €2.880.000,00.

9. POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

La realizzazione di un impianto fotovoltaico ha intrinsecamente benefici di tipo globale e locale.

In primis consentono di ridimensionare l'uso dei combustibili fossili per la produzione di energia elettrica e di conseguenza di ridurre le emissioni di CO₂ e di altri agenti inquinanti (in conformità alle strategie europee di decarbonizzazione). A ciò si aggiungono altre ricadute economiche dirette relative a tutta la catena della filiera nelle fasi di finanziamento (banche, compagnie assicurative, studi legali, fiscali, notarili), di realizzazione delle componenti (inverter, strutture di sostegno dei moduli, trasformatori), di progettazione, installazione, gestione e manutenzione dell'impianto.

Tuttavia, è proficuo rammentare che la realizzazione dell'impianto è in linea con la Strategia Elettrica Nazionale (SEN) che pone obiettivi al 2030:

- aumento della competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei;
- il miglioramento della sicurezza nell'approvvigionamento e nella fornitura dell'energia;
- decarbonizzazione del sistema di approvvigionamento energetico.

È evidente che un ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili costituisce uno dei punti principali (se non addirittura il principale) per il conseguimento degli obiettivi del SEN. Benché l'Italia abbia raggiunto con largo anticipo gli obiettivi rinnovabili del 2020, con una penetrazione del 17,5% sui consumi già nel 2015, l'obiettivo indicato nel SEN è del 28% al 2030. In particolare le rinnovabili elettriche dovrebbero essere portate al 48-50% nel 2030, rispetto al 33,5% del 2015. La SEN propone di concentrare l'attenzione sulle tecnologie rinnovabili mature, quali il fotovoltaico, il cui LCOE è vicino al market parity, che dovranno essere sostenute non più con incentivi alla produzione ma con sistemi che facilitino gli investimenti.

Dal punto di vista locale, invece, gli introiti sono attribuibili al comune in termini di IMU; ai proprietari terrieri che percepiscono la quota relativa alla cessione del diritto di superficie; alle manovalanze deputate all'installazione e alla manutenzione dell'impianto appannaggio di imprese locali. Si rammentano anche introiti per gli studi di consulenza, quali servizi tecnici di ingegneria e di consulenza fiscale locali.

Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, altre occasionalmente a chiamata, in caso di necessità di manutenzione ordinaria o straordinaria.

La SEN (Strategia Energetica Nazionale) prevede al 2030 notevoli investimenti per il settore delle rinnovabili che comporteranno negli anni un elevato impatto occupazionale.

Il GSE ha stimato che, investendo in nuovi interventi di efficienza energetica, si potrebbe arrivare a creare un'occupazione per circa 101.000 persone ogni anno nel periodo 2018-2030.

Considerando l'occupazione temporanea e i nuovi occupati coinvolti nella realizzazione di nuove reti ed infrastrutture si potrebbe arrivare ad attivare circa 145.000 occupati in media ogni anno da qui al 2030.

Sulla base delle previsioni esposte all'interno del SEN 2017 e dei parametri riportati dalle analisi di mercato del GSE, ricaviamo che per l'impianto da realizzare saranno impiegati:

- in fase di costruzione circa 11 ULA/MW (unità lavorativa annua, ossia la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno);
- in fase di esercizio 0,6 ULA/MW.

Da questa stima, per l'impianto fotovoltaico di potenza di circa 20 MW è possibile prevedere una ricaduta occupazionale in fase di costruzione pari a circa 220 unità lavorative e in fase di esercizio di circa 12 unità lavorative.



Oggetto: Impianto Fotovoltaico Potenza di picco 19.818,54 kW

Elaborato: Relazione tecnica

ALLEGATO 1 – COMPUTO METRICO DISMISSIONE

COMPUTO METRICO

OGGETTO: Computo metrico estimativo delle opere di dismissione e ripristino
INSTALLAZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA
FONTE SOLARE DI POTENZA PARI A 19.818,54 kW - Codice pratica:
202100623

COMMITTENTE: SMARTENERGYIT2104 SRL

Data, 28/03/2022

IL TECNICO

Num.Ord. TARIFFA	DESIGNAZIONE DEI LAVORI	DIMENSIONI				Quantità	IMPORTI	
		par.ug.	lung.	larg.	H/peso		unitario	TOTALE
	R I P O R T O							
	LAVORI A MISURA							
1 / 1 NP36	RIMOZIONE LOCALI PREFABBRICATI Rimozione dei locali prefabbricati in CAV e acciaio, compreso il carico dei materiali, lo sgombero degli eventuali cordoli o platee di fondazione, il carico e trasporto dei detriti alle discariche senza limiti di distanza. <i>Cabine di trasformazione</i>	12,00	6,06	2,440	2,900	514,57		
	SOMMANO m3					514,57	183,10	94'217,77
2 / 2 NP37	RIMOZIONE MODULI FOTOVOLTAICI Rimozione di moduli fotovoltaici in silicio monocristallino da 144 celle, compreso ogni onere relativo agli apprestamenti di servizio, il carico, il trasporto e scarico del materiale di risulta al centro di riciclaggio e quant'altro necessario per dare il lavoro finito					37'044,00		
	SOMMANO cadauno					37'044,00	6,60	244'490,40
3 / 3 NP38	Rimozione di opere in ferro, relative a "carpenterie del tipo pesante", complete di pezzi speciali e collari di ancoraggio alla muratura e alle strutture, di qualsiasi dimensione e spessore e con qualsiasi sviluppo, in opera a qualsiasi altezza anche in posizioni non facilmente accessibili. Compreso l'onere per tagli, carico, trasporto e accatastamento dei materiali riutilizzabili e/o di risulta nel cantiere - elementi strutturali con profili NP, HEA, UPN, L, C e similari <i>Rimozione tracker monoassiali</i>					793800,00		
	<i>Cancello</i> <i>*(lung.=6*2,5*3,7)</i>	3,00	55,50			166,50		
	<i>Recinzione</i> <i>*(H/peso=4665*2,5*3,7)</i>				43151,250	43'151,25		
	<i>Puntazze</i>	102,00			5,250	535,50		
	<i>Rimozione pali di illuminazione e videosorveglianza</i>	106,00	4,00		0,590	250,16		
	SOMMANO kg					837'903,41	0,75	628'427,56
4 / 4 T.01.020.010 .a	Trasporto di materiale proveniente da lavori di demolizione con autocarro Trasporto di materiali di risulta, provenienti da demolizioni e rimozioni, eseguiti anche a mano o in zone disagiate, con autocarro, compresi carico, anche a mano, viaggio, scarico, spandimento del materiale ed esclusi gli oneri di discarica autorizzata. Per trasporti fino a 10 km <i>Trasporto tracker</i> <i>*(H/peso=793800/7850)</i>					101,121	101,12	
	<i>Trasporto cancello</i> <i>*(H/peso=6*2,5*0,05)</i>	3,00				0,750	2,25	
	<i>Trasporto recinzione</i>		4665,00	0,020		2,500	233,25	
	<i>Rimozione cavi interni MT</i>					7,420	7,42	
	<i>Rimozione cavi BT</i>					2,160	2,16	
	<i>Rimozione cavi illuminazione e videosorveglianza</i>					0,120	0,12	
	SOMMANO mc					346,32	41,07	14'223,36
5 / 5 NP39	Rimozione di corpi illuminanti eseguita a mano o con l'ausilio di attrezzatura idonea, compresa la demolizione di piccole parti in muratura, la rimozione di grappe, zanche e tasselli ad espansione, il taglio di parti metalliche e l'isolamento delle derivazioni elettriche, se necessario. Incluso inoltre la cernita e l'accatastamento dei materiali rimossi, il tiro in basso, il carico su automezzo e il trasporto dei materiali di risulta nell'ambito del cantiere, il ripristino delle eventuali parti murarie demolite e quant'altro occorre per dare il lavoro finito in opera a perfetta regola d'arte.							
	A R I P O R T A R E							981'359,09

Num.Ord. TARIFFA	DESIGNAZIONE DEI LAVORI	DIMENSIONI				Quantità	IMPORTI	
		par.ug.	lung.	larg.	H/peso		unitario	TOTALE
	R I P O R T O							981'359,09
	<i>Rimozione di corpi illuminanti</i> <i>Rimozione termocamere</i>					106,00 106,00		
	SOMMANO cadauno					212,00	15,75	3'339,00
6 / 6 E.01.010.010 .a	Scavo a sezione aperta eseguito con mezzi meccanici Scavo a sezione aperta per sbancamento, eseguito con mezzi meccanici, anche in presenza di battente d'acqua fino a 20 cm sul fondo, compresi i trovanti di volume fino a 0,30 mc, la rimozione di arbusti, lo stradicamento di ceppaie, la regolarizzazione delle pareti secondo profili di progetto, lo spianamento del fondo, anche a gradoni, il paleggiamento sui mezzi di trasporto o l'accantonamento in appositi siti indicati dal D.L. nell'ambito del cantiere, compresi il rispetto di costruzioni preesistenti sotterranee. In rocce sciolte (con trovanti fino a 0,3 mc) <i>Rimozione strade interne area impianto</i>		15287,00		0,200	3'057,40		
	SOMMANO mc					3'057,40	4,13	12'627,06
7 / 7 E.01.015.010 .a	Scavo a sezione obbligata eseguito con mezzi meccanici Scavo a sezione obbligata, eseguito con mezzi meccanici, anche in presenza di battente d'acqua fino a 20 cm sul fondo, compresi i trovanti di volume fino a 0,30 mc, la rimozione di arbusti, lo stradicamento di ceppaie, la regolarizzazione delle pareti secondo profili di progetto, lo spianamento del fondo, anche a gradoni, il paleggiamento sui mezzi di trasporto o l'accantonamento in appositi siti indicati dal D.L. nell'ambito del cantiere. Compresi il rispetto di costruzioni preesistenti sotterranee. In rocce sciolte (con trovanti fino a 0,3 mc) <i>Cavidotto interno MT</i> <i>Cavidotto interno BT</i> <i>Cavidotto MT + BT</i> <i>Cavidotto illuminazione e videosorveglianza</i>	3010,00 3972,00 142,00 4671,00	0,500 0,500 0,600 0,500	1,350 0,900 1,350 0,900		2'031,75 1'787,40 115,02 2'101,95		
	SOMMANO mc					6'036,12	4,84	29'214,82
8 / 8 NP40	Compenso per rinterro o ricolmo degli scavi con materiali idonei provenienti dagli scavi, accatastati al bordo dello scavo, compresi spianamenti, costipazione a strati non superiori a 30 cm, bagnatura e necessari ricarichi ed i movimenti dei materiali per quanto sopra, sia con mezzi meccanici che manuali. - per ogni m ³ di materiale costipato m ³ si considera il 50% del materiale <i>Cavidotto interno MT</i> <i>Cavidotto interno BT</i> <i>Cavidotto MT e BT</i> <i>Cavidotto illuminazione e videosorveglianza</i>	3010,00 3972,00 142,00 4671,00	0,500 0,500 0,600 0,500	0,800 0,400 0,800 0,400		1'204,00 794,40 68,16 934,20		
	SOMMANO m3					3'000,76	4,00	12'003,04
9 / 9 NP41	SFILAGGIO CAVI ELETTRICI Sfilaggio di conduttori e cavi elettrici o linee multipolari, in qualunque tipo di posa, compreso l'eventuale trasporto alla pubblica discarica senza limiti di distanza dei materiali di risulta. <i>Cavidotto interno MT</i> <i>Cavidotto interno BT</i> <i>*(lung.=8200,00*3)</i> <i>Cavidotto Illuminazione e videosorveglianza</i>	3507,00 24600,00 4671,00				3'507,00 24'600,00 4'671,00		
	SOMMANO m					32'778,00	1,34	43'922,52
10 / 10 NP42	RIMOZIONE TUBAZIONI PER CAVIDOTTO Rimozione di tubazioni in polietilene a doppia parete per cavidotto interrato, compresa il carico e il trasporto dei materiali alle discariche e quant'altro necessario per consegnare il lavoro finito a regola d'arte.							
	A R I P O R T A R E							1'082'465,53

Num.Ord. TARIFFA	DESIGNAZIONE DEI LAVORI	DIMENSIONI				Quantità	IMPORTI	
		par.ug.	lung.	larg.	H/peso		unitario	TOTALE
	R I P O R T O							1'082'465,53
	<i>Cavidotto interno MT</i> <i>*(lung.=3152,00*2)</i>		6304,00			6'304,00		
	<i>Cavidotto interno BT</i> <i>*(lung.=8200*2)</i>		16400,00			16'400,00		
	<i>Cavidotto illuminazione e videosorveglianza</i> <i>*(lung.=4671*2)</i>		9342,00			9'342,00		
	SOMMANO m					32'046,00	2,70	86'524,20
11 / 11 NP43	DISALLACCIO E RIMOZIONE DELLE APPARECCHIATURE ELETTRICHE Lavoro di disallaccio, rimozione e accatastamento per il successivo smaltimento/recupero delle cabine di campo e relative apparecchiature elettriche per il regolare funzionamento dell'impianto fotovoltaico (inverter, quadri di ricezione MT, quadri ausiliari, contatori, trasformatori, unità frigorifere, quadri parallelo, contatori etc.)					1,00		
	SOMMANO a corpo					1,00	77'000,00	77'000,00
12 / 12 NP44	Fornitura e posa in opera di terreno vegetale idoneo per formazione di strato superficiale dei rinterri, esente da ciottoli, radici e materie rocciose in genere, compreso lo spargimento e la configurazione							
	<i>Cavidotto interno MT</i>		3010,00	0,500	0,550	827,75		
	<i>Cavidotto interno BT</i>		3972,00	0,500	0,500	993,00		
	<i>Cavidotto MT + BT (scavo comune)</i>		142,00	0,600	0,550	46,86		
	<i>Cavidotto illuminazione e videosorveglianza</i>		4671,00	0,500	0,500	1'167,75		
	<i>Viabilità interna</i>		15287,00		0,200	3'057,40		
	SOMMANO m3					6'092,76	26,25	159'934,95
13 / 13 NP45	OPERE PRELIMINARI E FUNZIONALI ALLA RIVEGETAZIONE Aratura o vangatura meccanica con trattore gommato da 81 HP a 100HP					24,00		
	SOMMANO h					24,00	31,05	745,20
14 / 14 NP46	Smantellamento e rimozione di tutte le opere presenti nella stazione MT/AT, compreso la rimozione dei manufatti e piazzali dell'area esterna, compresa la recinzione e la viabilità, e di tutti gli oneri per la rimozione e smaltimento dei trasformatori ed impianti elettrici.					1,00		
	SOMMANO a corpo					1,00	110'000,00	110'000,00
15 / 15 NP47	Proventi derivanti dalla vendita di materiale di risulta proveniente dalla rimozione di opere in ferro incluso il trasporto				912645,27	0	912'645,27	
	SOMMANO kg					912'645,27	-0,20	-182'529,05
	Parziale LAVORI A MISURA euro							1'334'140,83
	T O T A L E euro							1'334'140,83
	----- ----- ----- ----- -----							
	A R I P O R T A R E							

