



COMUNE DI
BENETUTTI



REGIONE AUTONOMA
DELLA SARDEGNA



CITTA' METROPOLITANA
DI SASSARI

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DELLA POTENZA PARI A 29.970 kWp

Sito in Comune di Benetutti – Provincia di Sassari



PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO

PROPONENTE:



BENETUTTI S.R.L.
Via Dott. Giovanni Lai, 5/B
07010 Benetutti (SS)
P.I. 02866920909 – R.E.A. SS-210995
PEC benetuttisrl@legalmail.it

TITOLO ELABORATO:

ELABORATO:

Relazione Tecnica Impianto

R02

SCALA / FORMATO

DATA EMISSIONE:

RTI

Relazione f.to A4

15 settembre 2022

BNT.PRO.REL.R02

SOCIETA' PROPONENTE

BENETUTTI S.r.l.

SOCIETA' DI SVILUPPO PROGETTO

EMAN S.r.l.

Responsabile Progetto
P.M. Alberto Laudadio
L. 4 / 2013 - ASSIREP n. 567

Responsabile Elaborato
Ing. Vincenzo Vergelli
Ord. Ing. Prov. RM n. A26107

Sviluppo Energie Rinnovabili
Via San Quintino 26/A – 10121 Torino (TO)
P.I. IT 11439230019
Mail technical@emansrl.it – PEC eman.srl@pec.it

Gruppo di Lavoro

REVISIONI

N°	Nome e Cognome	Ruolo	N°	DATA	DESCRIZIONE
01	PM Alberto Laudadio	Management e coordinamento	01	9/15/2022	EMISSIONE
02	Ing. Agostino Amato	Progettazione Elettrica impianto	02		
03	Ing. Vincenzo Vergelli	PTO e Progettazione definitiva	03		
04	Ing. Agide Maria Borelli	Calcoli strutturali	04		
05	Dott.ssa Claudia Carente	Archeologica preventiva	05		
07	Dott. Agr. Fabrizio Vinci	Aspetti agronomici	07		
08	Ing. Gianluca Cadeddu	Tecnico in acustica	08		
09	Dott. Francesco Lecis	Aspetti biotici e avifauna	09		
10	Enviarea snc	SIA- Paesaggio e Aspetti Ambientali	10		
11			11		
12			12		
13			13		

INDICE

1. Oggetto	3
2. Il sito.....	4
Analisi di producibilità impianto fotovoltaico (micrositing locale/globale) e calcoli prestazionali effettuati per mezzo del software PVsyst	8
3. Configurazione elettrica generatore fotovoltaico	18
Verifica di compatibilità campo fotovoltaico-inverter.....	18
Interfaccia rete.....	19
Misura energia prodotta	19
Misura energia iniettata/prelevata	19
Cabina elettrica.....	19
Cadute di tensione	21
Protezione circuitale da sovracorrenti dovute a sovraccarichi	21
Protezione contro il corto circuito	22
Impianto di terra e conduttori di protezione.....	22
Protezione contro i contatti indiretti.....	22
Protezione contro i contatti diretti.....	22
Protezione contro le sovratensioni di origine atmosferica/o manovre	23
4. Componentistica.....	24
Moduli fotovoltaici.....	24
Inverter	26
Interfaccia di rete.....	28
Quadri CA_bt	29
Trasformatori.....	29
Impianto di terra.....	30
5. Cavidotti.....	31
6. Area e Piste di Accesso, Aree Tecniche, Recinzione e Cancelli.....	34
7. Scavi, Sbancamenti e Riporti e Caratterizzazione Terre di Scavo	35
8. Montaggio componenti	36
9. Collaudi	36
10. Messa in esercizio	38
11. Documentazione.....	39
12. Principali riferimenti normativi.....	40

1. Oggetto

Il presente progetto è presentato nell'ambito dell'attuazione della Direttiva 2001/77/CE, relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, ed è in linea con le finalità perseguite dal D.Lgs. 387/2003; in particolare è volto a:

- a) promuovere un maggior contributo delle fonti rinnovabili alla produzione di energia elettrica nel mix italiano ed in quello comunitario;
- b) promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi nazionali di cui all'art. 3, primo comma del citato D.Lgs.

Lo sviluppo delle energie rinnovabili è fondamentale per la salvaguardia dell'ambiente, consentendo una riduzione delle alterazioni climatiche dovute alle emissioni CO₂. Pertanto le opere in progetto, nonché le infrastrutture necessarie per la costruzione e l'esercizio, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti (art. 12 D.Lgs. 387/2003).

Il soggetto responsabile dell'impianto (produttore) intende realizzare un impianto solare fotovoltaico a terra da 30,21 MWp, da ubicarsi nel Comune di Benetutti (SS) [40°25'59.79"N - 9°8'16.25"E].

L'infrastruttura in progetto, caratterizzata da strutture fisse per l'ancoraggio dei moduli fotovoltaici e comprensiva delle opere di connessione alla rete elettrica nazionale, prevede una potenza di picco pari a 30209,76 kWp ed una potenza complessiva AC pari a 29970,00 kW.

2. Il sito

Il fondo ove sarà installato l'impianto è individuato al NCT del comune di Benetutti:

- al foglio di mappa n.6 particelle n. 122, 123;
- al foglio di mappa n.20 particelle n. 281, 107, 34, 35.

L'impianto è suddiviso in due settori, connessi tra di loro attraverso un cavidotto interrato in MT, in modo da costituire un'unica centrale fotovoltaica. Le due porzioni di impianto sono identificate con i nomi:

- Settore Nord
- Settore Sud

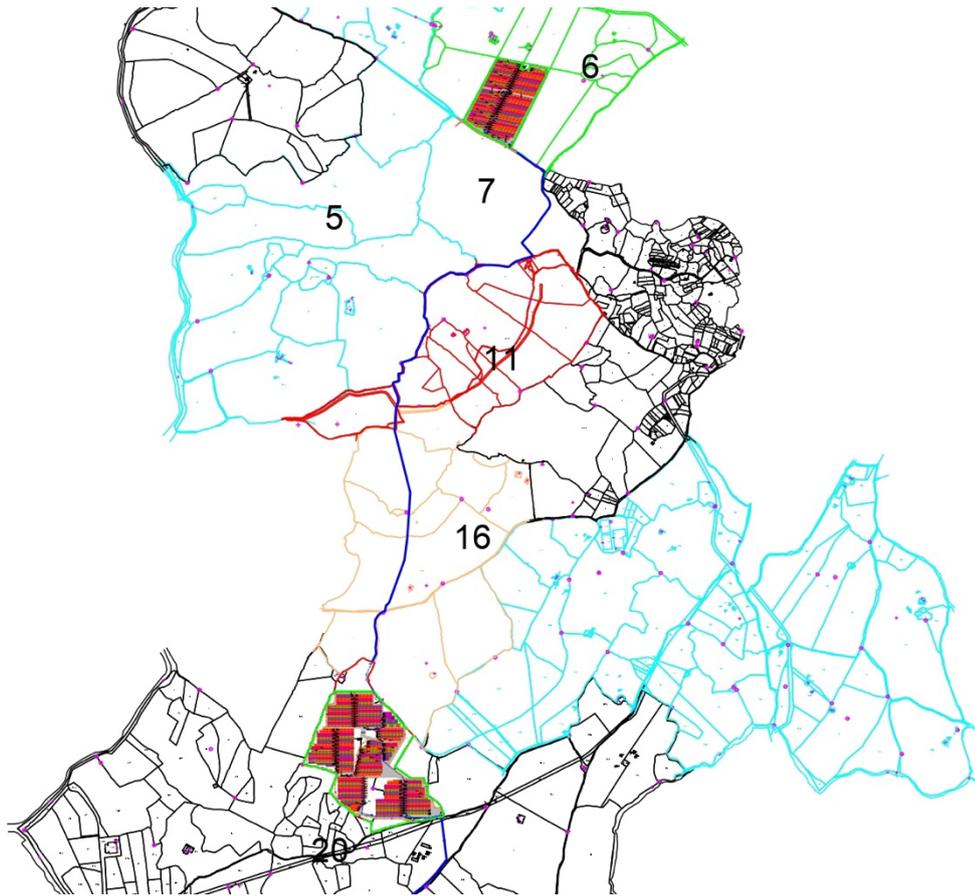
In ogni Settore è presente almeno un locale tecnico (n.7 per il Settore Nord e n.11 per il Settore Sud), necessari per effettuare i paralleli d'impianto, la trasformazione in media tensione, nonché per l'ubicazione dei servizi ausiliari. Nel Settore Sud verrà effettuato l'ultimo parallelo ed avrà origine il cavidotto MT adibito al collegamento con la stazione elettrica utente (SEU), in cui avverranno la trasformazione in AT e la consegna. La stazione utente suddetta sarà ubicata in prossimità della C.P. Enel di Bono per il collegamento con la RTN.

Il cavidotto MT interno interesserà unicamente fogli catastali afferenti al Comune di Benetutti e, partendo dal Settore Nord, foglio n.6 particella n.123, si estenderà in direzione sud attraversando dapprima il foglio n.7, per poi proseguire lungo il confine tra i fogli n.11 e n.15. Una volta completato l'attraversamento del foglio n.11, la linea elettrica interesserà il foglio n.16, raggiungendo infine il Settore Sud dell'impianto avendo percorso circa 3,4 km.

La cabina di parallelo generale di impianto sarà ubicata nel Settore Sud, in corrispondenza del foglio n.20, particella n.107 del Comune di Benetutti. Da essa avrà origine il cavidotto MT interrato per il collegamento con la SEU, di estensione complessiva pari a circa 10,8 km.

L'elettrodotta si svilupperà dapprima in direzione sud-sud/ovest attraversando il foglio n.25 del Comune di Benetutti, per poi deviare in direzione ovest proseguendo lungo il confine tra i fogli n.25 e n.31 del medesimo Comune. Successivamente l'infrastruttura attraverserà in direzione ovest il foglio n.20 del Comune di Bono, deviando nello stesso Comune in direzione sud-sud/ovest in corrispondenza del foglio n.19, e terminando nella SEU, localizzata in adiacenza alla particella n.544 del foglio n.26 del Comune di Bono, in cui è ubicata la C.P. Enel esistente.

Il tracciato in progetto seguirà in massima parte la viabilità esistente, completando inoltre n.3 attraversamenti del fiume Tirso e n.1 del Riu Bicolle, per maggiore dettaglio si rimanda ai relativi elaborati progettuali.



Layout sito

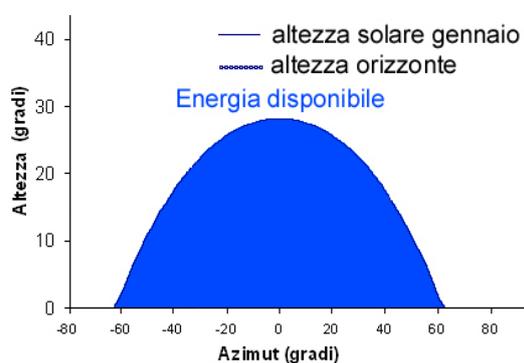


Layout Opere di Rete

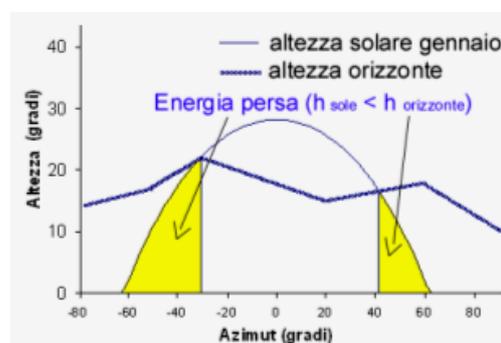
Il layout elaborato nel merito della disposizione dei moduli al suolo deriva da un accurato studio di micrositing:

- a) l'analisi clinometrica globale, cioè la determinazione della perdita di producibilità dell'impianto fotovoltaico in relazione all'orizzonte osservato dall'impianto, è stata integralmente ricostruita con idoneo sopralluogo per rilievo clinometrico e verificata facendo uso di immagini satellitari tridimensionali, per mezzo delle quali si sono potute valutare le altezze angolari degli ostacoli posti all'orizzonte (profilo clinometrico) visti dal generatore fotovoltaico. Gli ombreggiamenti clinometrici sono dovuti alla presenza di colline, montagne, alberi ecc. posti a distanza sufficientemente grande dal campo fotovoltaico, pertanto con buona approssimazione si può

ritenere che i loro effetti siano i medesimi per ogni modulo ed ogni stringa che lo compongono. L'ombreggiamento clinometrico difficilmente può essere evitato o mitigato una volta che il sito di installazione è stato scelto. La stima di tali perdite può essere ottenuta riportando il profilo dell'orizzonte, in termini di altezza e di azimut, sul diagramma di altezza solare. In prima approssimazione il calcolo delle perdite può essere condotto mese per mese ipotizzando che la radiazione incidente sul piano dei moduli sia proporzionale all'area sottesa dalle curve di altezza solare. In tal caso la perdita percentuale di energia per il mese in esame risulta pari al rapporto fra l'energia persa (area gialla) e l'energia disponibile (area blu). Le altezze rilevate spazzando l'orizzonte da est a ovest per il sito in esame sono state di seguito adoperate ai fini della valutazione delle perdite per ombreggiamento clinometrico; va comunque evidenziato che il sito in esame non risulta particolarmente penalizzato in tal senso.



Energia disponibile



Energia persa

- b) l'analisi clinometrica locale rappresenta invece la determinazione della perdita di producibilità dell'impianto fotovoltaico in relazione al mutuo ombreggiamento tra moduli fotovoltaici collocati su strutture adiacenti, oltre all'eventuale contributo attribuibile ad ostacoli presenti all'interno dell'area di impianto.

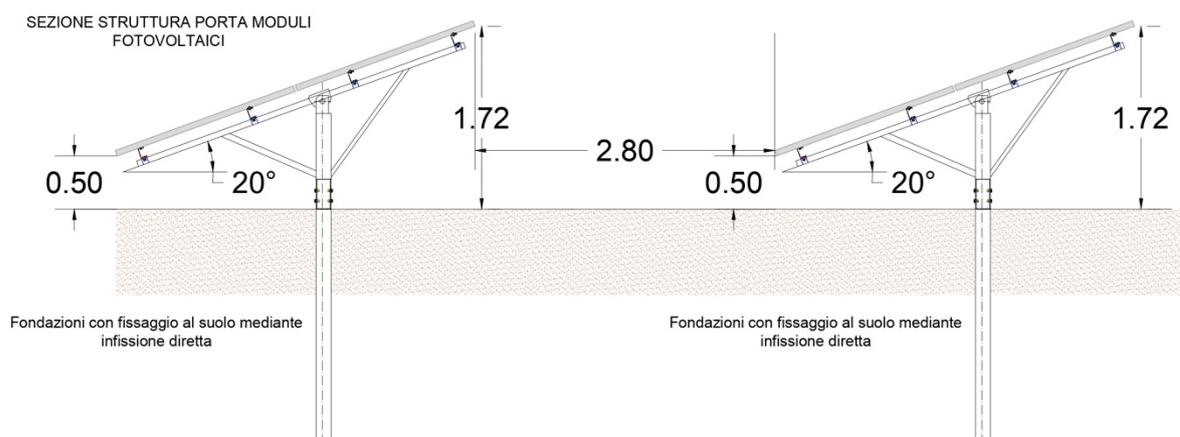
La centrale disporrà di strutture metalliche fisse per l'alloggiamento dei moduli fotovoltaici, caratterizzate da un angolo di tilt pari a 20° ed un angolo di azimut pari a 0° .

La tecnologia scelta per i moduli è di tipo monocristallino, con potenza di picco pari a 370 Wp. Il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di n.81648 moduli ($P_{DC}=30209,76$ kWp), di cui n.27720 nel Settore Nord ($P_{DC,nord}=10256,40$ kWp) e n.53928 nel Settore Sud ($P_{DC,sud}=19953,36$ kWp), distribuiti elettricamente su stringhe connesse a n.162 inverter distribuiti sul campo, di potenza massima pari a 185 kW ciascuno ($P_{AC}=29970,00$ kW), di cui n.55 nel Settore Nord ($P_{AC,nord}=10175$ kW) e n.107 nel Settore Sud ($P_{AC,sud}=19975$ kW).

In alternativa si potranno prevedere, in sede esecutiva, forniture e configurazioni elettriche differenti.

Gli apparati di conversione saranno posizionati dietro le strutture di supporto dove alloggiano i moduli fotovoltaici. I locali tecnici previsti saranno pertanto adibiti all'alloggiamento dei quadri di parallelo, ausiliari, monitoring ed alla trasformazione MT/BT.

Il generatore fotovoltaico verrà ancorato su telai metallici di tipo commerciale fissati al terreno con tecnologia a battipalo. I sostegni saranno costituiti da supporti appositi costituiti da profili metallici a sostegno di traverse che garantiscono il fissaggio dei moduli. I singoli sostegni possono essere regolati in altezza, il che permette un adattamento molto semplice alle più piccole irregolarità del terreno. Non sarà modificata la morfologia del terreno né sarà alterato il normale decorso delle acque meteoriche.



Particolare strutture di supporto

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico non prevede l'esecuzione di sbancamenti, di riporti e di eventuali interventi e/o opere previste per la sistemazione complessiva dell'area interessata dall'impianto stesso.

Analisi di producibilità impianto fotovoltaico (micrositing locale/globale) e calcoli prestazionali effettuati per mezzo del software PVsyst

Vengono di seguito riportati i calcoli relativi alla simulazione del funzionamento dell'impianto in un arco di tempo pari ad un anno.

I dati meteo, facendo riferimento agli archivi Meteororm, si basano su reali rilevazioni ottenute dalle stazioni meteorologiche più prossime all'impianto, mentre la trasposizione dei dati dal piano orizzontale al piano dei moduli ed i calcoli relativi alle perdite sono effettuati per mezzo del software commerciale PVsyst.



Version 7.2.14

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: IMPIANTO FV

Variant: Nuova variante di simulazione

Unlimited sheds

System power: 30.21 MWp

Benetutti - Italia



PVsyst V7.2.14
 VC0, Simulation date:
 29/05/22 10:37
 with v7.2.14

Project: IMPIANTO FV
 Variant: Nuova variante di simulazione

Project summary

Geographical Site Benetutti Italia	Situation Latitude 40.43 °N Longitude 9.14 °E Altitude 280 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Benetutti Meteonorm 8.0 (1991-2013), Sat=100% - Sintetico		

System summary

Grid-Connected System	Unlimited sheds	User's needs
PV Field Orientation Sheds tilt 20 ° azimuth 0 °	Near Shadings Mutual shadings of sheds	Unlimited load (grid)
System information	PV Array	Inverters
	Nb. of modules 81648 units Pnom total 30.21 MWp	Nb. of units 162 units Pnom total 29.97 MWac Pnom ratio 1.008

Results summary

Produced Energy	46 GWh/year	Specific production	1534 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.54 %
-----------------	-------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8
CO ₂ Emission Balance	9



PVsyst V7.2.14
 VC0, Simulation date:
 29/05/22 10:37
 with v7.2.14

Project: IMPIANTO FV

Variant: Nuova variante di simulazione

General parameters

Grid-Connected System		Unlimited sheds		Models used	
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds		Transposition Perez	
Sheds		150 units		Diffuse Perez, Meteonorm	
tilt	20 °	Unlimited sheds		Circumsolar separate	
azimuth	0 °	Sizes			
		Sheds spacing		6.16 m	
		Collector width		3.53 m	
		Ground Cov. Ratio (GCR)		57.3 %	
		Top inactive band		0.02 m	
		Bottom inactive band		0.02 m	
		Shading limit angle			
		Limit profile angle		23.2 °	
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Average Height	3.6 °	Mutual shadings of sheds		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jetion	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JT370SHh	Model	SUN2000-185KTL-H1
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	370 Wp	Unit Nom. Power	185 kWac
Number of PV modules	81648 units	Number of inverters	162 units
Nominal (STC)	30.21 MWp	Total power	29970 kWac
Array #1 - AREA NORD		Array #2 - AREA SUD	
Number of PV modules	27720 units	Number of inverters	55 units
Nominal (STC)	10.26 MWp	Total power	10175 kWac
Modules	990 Strings x 28 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.01
Pmpp	9357 kWp		
U mpp	870 V		
I mpp	10754 A		
Number of PV modules	53928 units	Number of inverters	107 units
Nominal (STC)	19.95 MWp	Total power	19795 kWac
Modules	1926 Strings x 28 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.01
Pmpp	18.20 MWp		
U mpp	870 V		
I mpp	20921 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	30210 kWp	Total power	29970 kWac
Total	81648 modules	Number of inverters	162 units
Module area	151026 m²	Pnom ratio	1.01



PVsyst V7.2.14
 VC0, Simulation date:
 29/05/22 10:37
 with v7.2.14

Project: IMPIANTO FV
 Variant: Nuova variante di simulazione

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/m²K					
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000
Spectral correction								
FirstSolar model								
Precipitable water estimated from relative humidity								
Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5		
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781		

DC wiring losses

Global wiring resistance	0.45 mΩ				
Loss Fraction	1.5 % at STC				
Array #1 - AREA NORD		Array #2 - AREA SUD			
Global array res.	1.3 mΩ	Global array res.	0.69 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC		

System losses

Auxiliaries loss	
Proportionnal to Power	5.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point			
Inverter voltage	800 Vac tri		
Loss Fraction	0.34 % at STC		
Inverter: SUN2000-185KTL-H1		Inverter: SUN2000-185KTL-H1	
Wire section (55 Inv.)	Alu 55 x 3 x 240 mm²	Wire section (107 Inv.)	Alu 107 x 3 x 70 mm²
Average wires length	265 m	Average wires length	0 m



PVsyst V7.2.14
 VC0, Simulation date:
 29/05/22 10:37
 with v7.2.14

Project: IMPIANTO FV
 Variant: Nuova variante di simulazione

Horizon definition

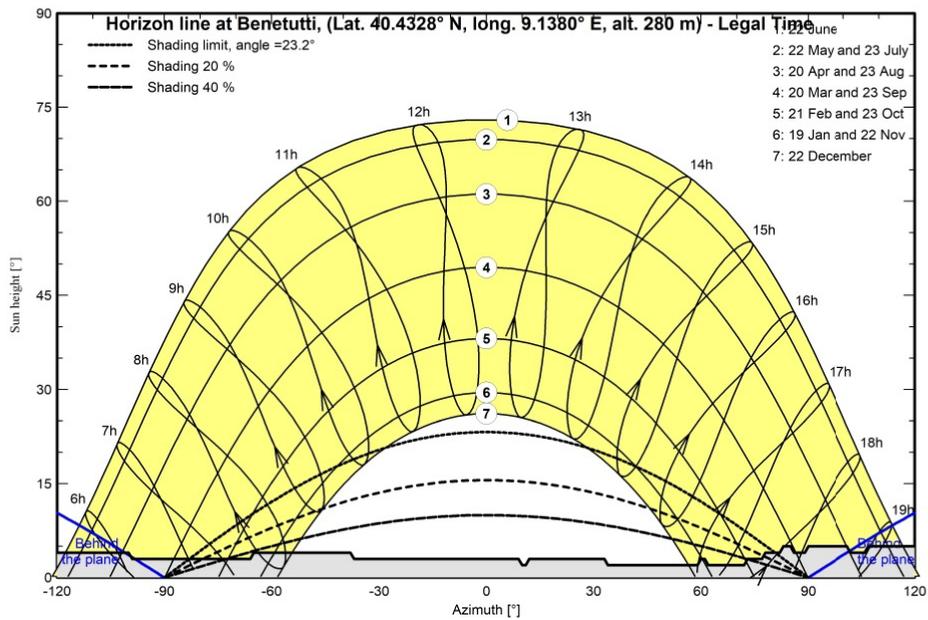
Orizzonte dal servizio web Meteonorm, lat=40,4328, lon=9,138

Average Height 3.6 ° Albedo Factor 0.85
 Diffuse Factor 0.99 Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-175	-174	-100	-99	-66	-65	-38	-37	9	10	11	12	33
Height [°]	3.0	3.0	4.0	4.0	3.0	3.0	4.0	4.0	3.0	3.0	2.0	2.0	3.0	3.0
Azimuth [°]	34	59	60	61	62	72	73	77	78	82	83	85	86	89
Height [°]	2.0	2.0	3.0	3.0	2.0	2.0	3.0	3.0	4.0	4.0	5.0	5.0	4.0	4.0
Azimuth [°]	90	101	102	106	107	146	147	167	168	169	170	179		
Height [°]	5.0	5.0	4.0	4.0	5.0	5.0	4.0	4.0	3.0	4.0	3.0	3.0		

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)





Project: IMPIANTO FV

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.14

VC0, Simulation date:
29/05/22 10:37
with v7.2.14

Main results

System Production

Produced Energy

46 GWh/year

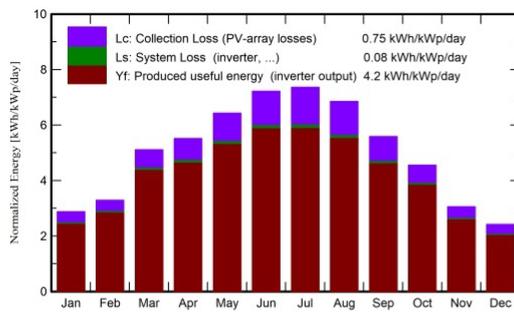
Specific production

1534 kWh/kWp/year

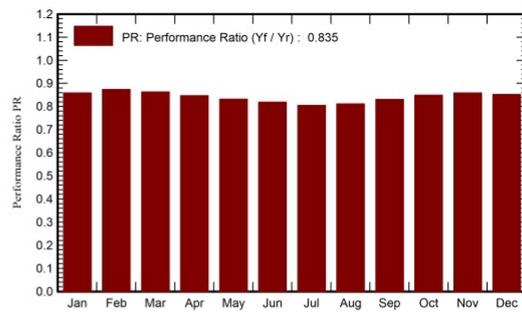
Performance Ratio PR

83.54 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	60.3	24.18	10.29	89.1	81.0	2.356	2.309	0.858
February	72.5	36.01	10.08	92.0	86.1	2.478	2.428	0.873
March	131.6	52.30	12.11	158.3	148.7	4.207	4.129	0.863
April	152.6	68.22	14.19	165.5	155.4	4.319	4.235	0.847
May	194.9	79.02	17.85	199.1	186.8	5.101	5.003	0.832
June	217.4	78.36	22.03	216.4	203.4	5.461	5.354	0.819
July	226.8	67.48	25.30	228.1	214.1	5.655	5.544	0.804
August	199.2	66.61	25.57	212.3	199.9	5.303	5.205	0.812
September	144.6	55.97	21.75	167.7	157.6	4.290	4.208	0.831
October	109.3	42.35	19.09	141.2	132.5	3.691	3.623	0.849
November	65.2	27.68	14.57	91.6	84.7	2.425	2.376	0.858
December	51.9	27.99	11.68	75.0	67.5	1.971	1.929	0.852
Year	1626.3	626.17	17.09	1836.3	1717.7	47.254	46.342	0.835

Legends

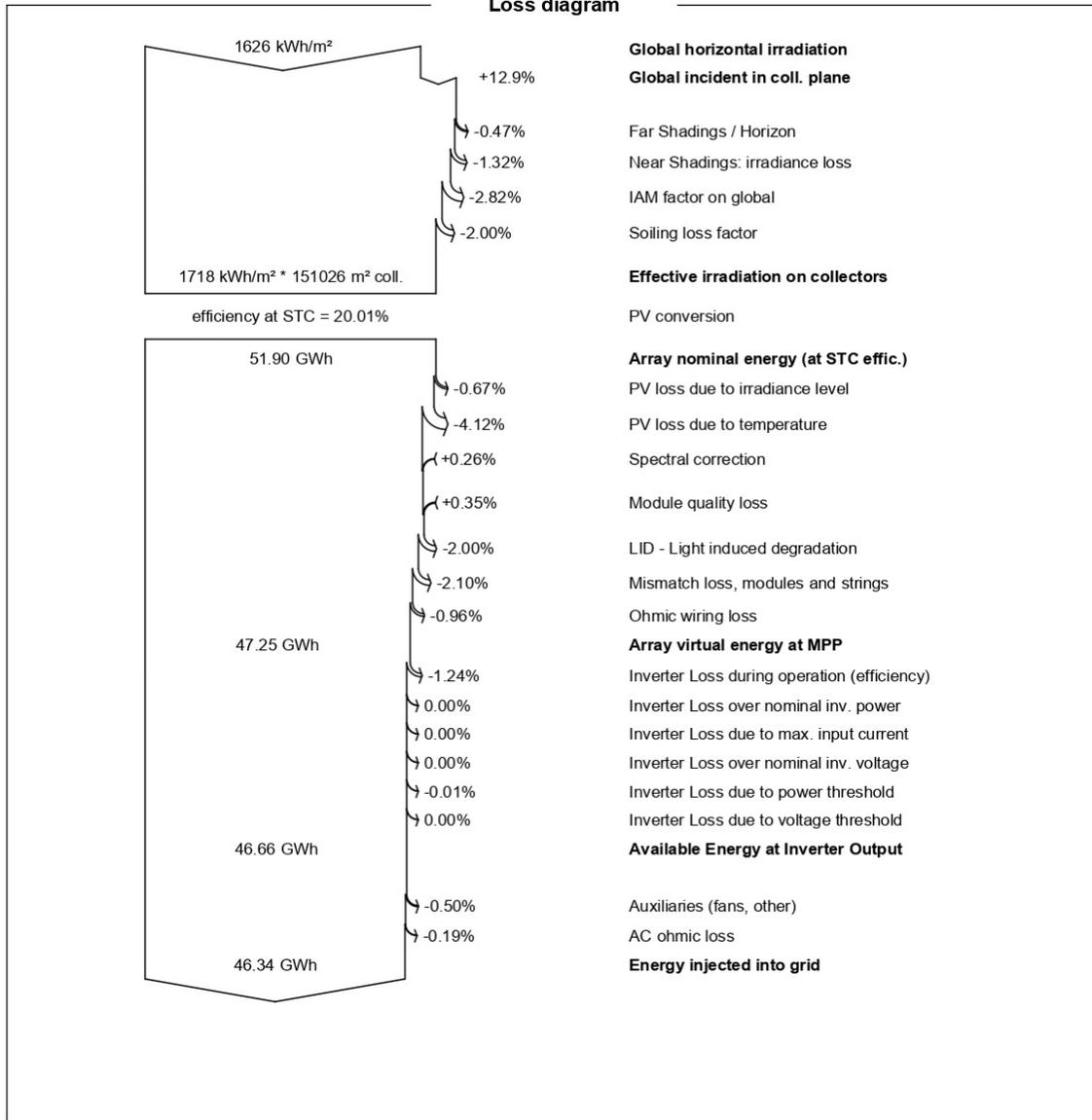
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.2.14
 VC0, Simulation date:
 29/05/22 10:37
 with v7.2.14

Project: IMPIANTO FV
 Variant: Nuova variante di simulazione

Loss diagram



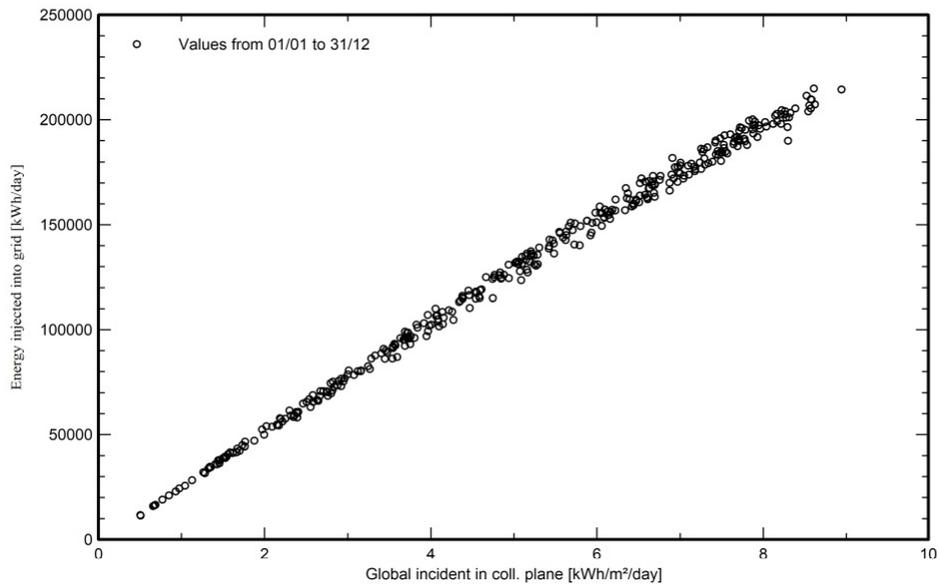


PVsyst V7.2.14
VC0, Simulation date:
29/05/22 10:37
with v7.2.14

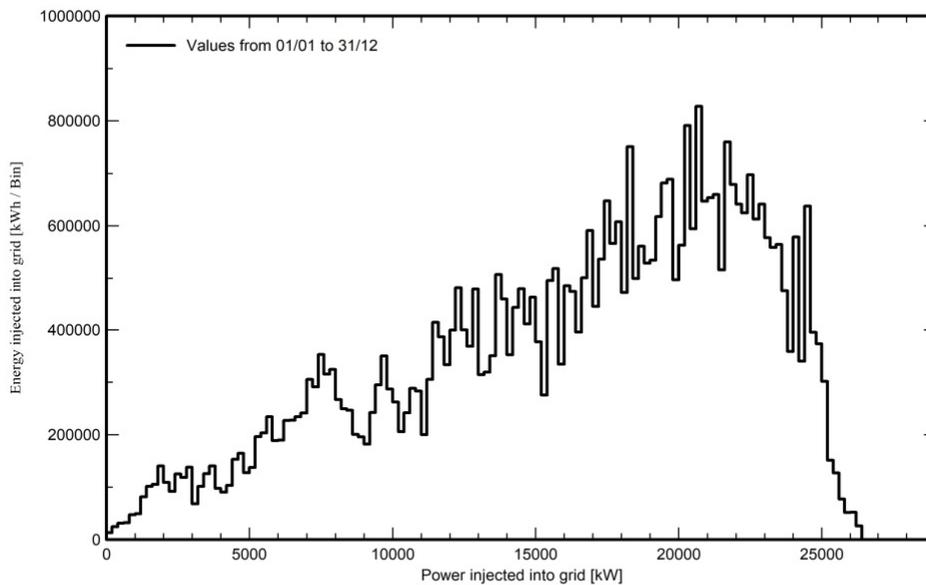
Project: IMPIANTO FV
Variant: Nuova variante di simulazione

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





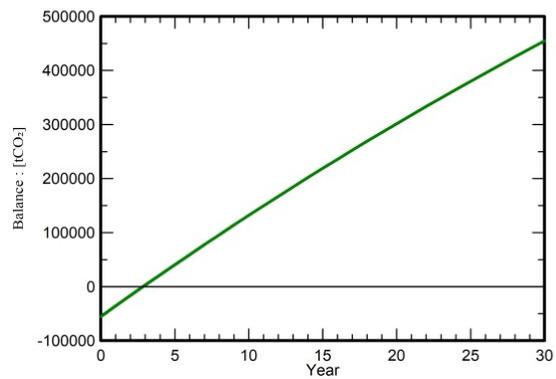
PVsyst V7.2.14
 VC0, Simulation date:
 29/05/22 10:37
 with v7.2.14

Project: IMPIANTO FV
 Variant: Nuova variante di simulazione

CO₂ Emission Balance

Total: 454851.2 tCO₂
Generated emissions
 Total: 55405.82 tCO₂
 Source: Detailed calculation from table below:
Replaced Emissions
 Total: 588080.4 tCO₂
 System production: 46342.03 MWh/yr
 Grid Lifecycle Emissions: 423 gCO₂/kWh
 Source: IEA List
 Country: Italy
 Lifetime: 30 years
 Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	30210 kWp	51740860
Supports	4.40 kgCO ₂ /kg	816480 kg	3594308
Inverters	436 kgCO ₂ /units	162 units	70653

La producibilità specifica annua del sito ammonta a 1534 kWh/kWp, mentre l'efficienza del sistema risulta pari al 83,54%.

La producibilità annua, per una potenza nominale di installazione di 30,21 MWp, è stimata in 46 GWh.

3. Configurazione elettrica generatore fotovoltaico

La tecnologia scelta per i moduli è di tipo monocristallino, e la potenza unitaria è pari a 370 Wp; il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di 81648 moduli (P=30,21 MWp), distribuiti elettricamente su n.2916 stringhe da n.28 moduli in serie (n.990 stringhe nel Settore Nord e n.1926 nel Settore Sud), connesse a n.162 inverter installati in campo di potenza massima pari a 185 kW ciascuno.

In sede esecutiva la configurazione elettrica dell'impianto, nonché la componentistica utilizzata, potranno subire modifiche nel rispetto delle norme tecniche vigenti e del limite relativo alla massima potenza che sarà possibile immettere in rete.

Verifica di compatibilità campo fotovoltaico-inverter

L'interfacciamento campo fotovoltaico-inverter prevede, in corrispondenza dei valori minimi e massimi di temperatura raggiungibile dalle celle fotovoltaiche, la verifica delle seguenti condizioni di compatibilità:

Verifica di compatibilità	
	$V_{mpp}(T_{max}) \geq V_{MPPT\ min}$
	$V_{mpp}(T_{min}) \leq V_{MPPT\ max}$
	$V_{oc}(T_{min}) < V_{max}$

Dove:

$V_{oc}(T_{min})$	tensione di stringa a circuito aperto alla minima temperatura di cella
$V_{mpp}(T_{max})$ o $V_M(T_{max})$	tensione MPP di stringa alla massima temperatura di cella
$V_{mpp}(T_{min})$ o $V_M(T_{min})$	tensione MPP di stringa alla minima temperatura di cella
V_{max}	massimo valore di tensione DC ammissibile ai morsetti dell'inverter
$V_{MPPT\ min}$	valore minimo della finestra di tensione utile lato inverter per la ricerca della massima potenza erogabile dal generatore fotovoltaico nelle condizioni ambientali contingenti
$V_{MPPT\ max}$	valore massimo della finestra di tensione utile lato inverter per la ricerca della massima potenza erogabile dal generatore fotovoltaico nelle condizioni ambientali contingenti

Considerando la variazione della tensione di ogni modulo in funzione della temperatura, V_m e V_{OC} assumono diversi valori rispetto a quelli misurati nella condizione STC (25°C). Considerando una variazione lineare con la temperatura, si verificano le tre disuguaglianze di configurazione (considerando i limiti di temperatura estremi pari a -10°C e +60°C) che con la configurazione adottata risultano tutte soddisfatte.

Cond. di funzionamento	
V_{mpp} (60°C)	834 V
V_{mpp} (20°C)	975 V
V_{ca} (-10°C)	1278 V

Interfaccia rete

Il dispositivo di interfaccia (DDI), sul quale agisce la protezione di interfaccia (PI) così come previsto dalla norma CEI 0-16, sarà installato in AT all'interno della stazione utente adibita alla trasformazione AT/MT e provvederà a scollegare l'intero sistema di generazione qualora si verificasse un disservizio di rete.

Misura energia prodotta

La centrale fotovoltaica produce energia elettrica da immettere integralmente in rete, pertanto la produzione e l'immissione, a meno delle perdite di sistema e al netto dell'autoconsumo finalizzato all'alimentazione dei servizi ausiliari, coincidono.

Non sono previsti contatori di produzione certificati MID in bassa tensione.

L'impianto sarà telemonitorato e si potrà pertanto eventualmente misurare l'energia elettrica in uscita da ciascun convertitore statico.

Misura energia iniettata/prelevata

Il gruppo di misura bidirezionale dell'energia iniettata/prelevata verrà installato in AT all'interno della stazione elettrica di utente.

Il contatore sarà di tipo trifase a inserzione indiretta, corredato da n.3 trasformatori amperometrici (TA) e da altrettanti voltmetrici (TV), con rapporto di trasformazione adeguato; sia il contatore che i trasformatori di misura saranno corredati di morsettiera sigillabile. L'intero sistema di misura sarà fornito completo di certificati di calibrazione e collaudo da esibire dopo l'installazione ai funzionari UTF (certificazione MID).

Sarà comunque possibile prevedere eventualmente un contatore non fiscale da installare in MT all'interno della cabina di parallelo nel Settore Sud dell'impianto.

Cabina elettrica

In ogni Settore è presente almeno un locale tecnico (n.7 per il Settore Nord e n.11 per il Settore Sud), necessari per effettuare i paralleli d'impianto, la trasformazione in media tensione, nonché per l'ubicazione dei servizi ausiliari. Nel Settore Sud verrà effettuato l'ultimo parallelo ed avrà origine il cavidotto MT adibito al collegamento con la SEU.

In totale sono previste n.5 cabine di trasformazione, n.1 di parallelo e n.1 ausiliaria nel Settore Nord, mentre nel Settore Sud sono previste n.9 cabine di trasformazione, n.1 di parallelo e n.1 ausiliaria.

Ciascuna cabina prefabbricata sarà realizzata mediante una struttura monolitica in calcestruzzo armato vibrato autoportante, completa di porta di accesso e griglie di aerazione.

Le pareti sia interne che esterne, di spessore non inferiore a 7-8 [cm], saranno trattate con intonaco murale plastico.

Il tetto di spessore non inferiore a 6-7 cm, sarà a corpo unico con il resto della struttura e impermeabilizzato con guaina bituminosa elastomerica applicata a caldo per uno spessore non inferiore a 4 mm, successivamente protetta.

Il pavimento sarà dimensionato per sopportare un carico concentrato di 50 kN/m² ed un carico uniformemente distribuito non inferiore a 5 kN/m².

Sul pavimento saranno predisposte apposite finestre per il passaggio dei cavi, complete di botola di accesso al vano cavi.

Le porte saranno dotate di griglie d'aerazione di tipo standard. I materiali utilizzati, ignifughi ed autoestinguenti, saranno in vetroresina stampata o in lamiera zincata (norma CEI 11-1 e DPR 547/55 art. 340).

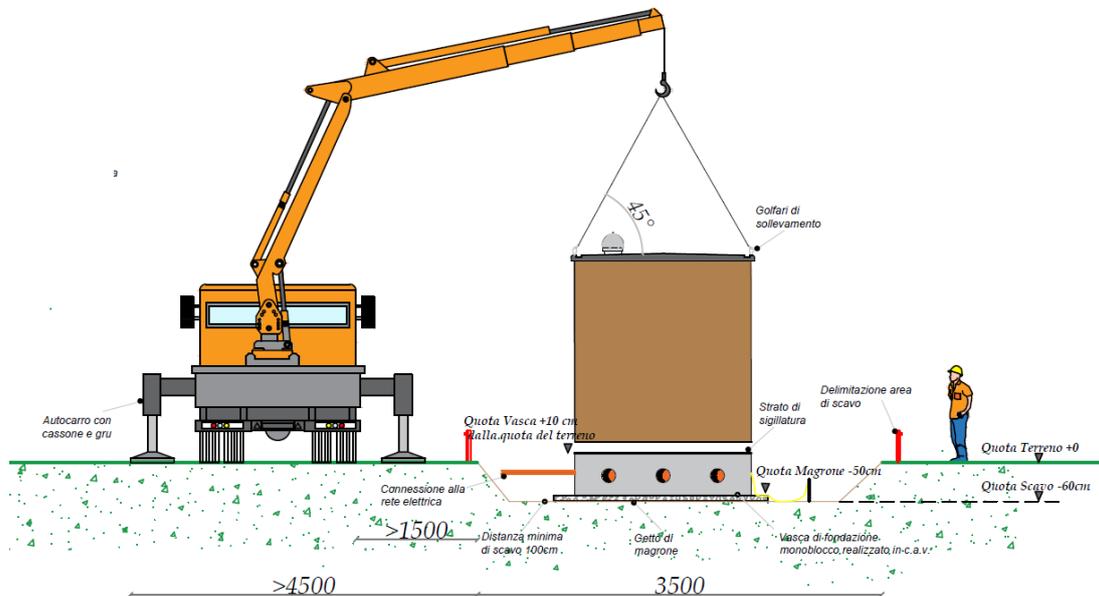
La base della cabina sarà sigillata alla platea, mediante l'applicazione di un giunto elastico tipo ECOACRIL 150; successivamente la sigillatura sarà rinforzata mediante cemento anti-ritiro. Per la realizzazione delle fondazioni sulle quali poggeranno le cabine, e per quelle sulle quali saranno alloggiati le strutture metalliche, si eseguiranno scavi in sezione ristretta con mezzo meccanico e, qualora il materiale risultante non fosse riutilizzato, lo stesso verrà opportunamente smaltito.

L'impianto di terra della cabina sarà costituito internamente da una bandella di rame 30x3 mm e da un collettore 50x10 mm; verrà realizzato mediante la messa a terra di tutte le incastellature metalliche con cavo e morsetti capicorda a compressione di materiale adeguato.

L'impianto di terra esterno della cabina sarà costituito da:

- un dispersore intenzionale che realizza un anello in corda di rame nudo da 35 mmq (ETP UNI 5649-71), posato ad una profondità di 0.5÷0.8 m completo di morsetti per il collegamento tra rame e rame.
- morsetti a compressione in rame per realizzare le giunzioni tra i conduttori trasversali alla maglia principale;
- dispersori verticali in acciaio zincato (o ramato) H=2 m;
- morsetti in rame stagnato o ottone per il collegamento ai dispersori in acciaio;
- pozzetti in calcestruzzo armato vibrato di tipo carrabile completi di chiusino.

Schema di posa della cabina (dimensioni indicative):



Cadute di tensione

Relativamente al layout impiantistico riportato negli elaborati allegati, le cadute di tensione percentuali che caratterizzeranno l'intera linea di conduttori costituita da cavi di stringa, inverter e distribuzione si manterranno entro il limite del 4%, parametro relazionato alle perdite di potenza.

Protezione circuitale da sovracorrenti dovute a sovraccarichi

La verifica per sovraccarico viene eseguita utilizzando le relazioni:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad e \quad I_f \leq 1,45 I_Z$$

Per la parte in DC, non protetta da interruttori automatici nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, I_B risulta essere uguale alla corrente nominale dei moduli FV in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre I_N e I_f sono poste entrambe uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile.

Per la sezione in AC la corrente di impiego I_B è posta pari alla corrente nominale in uscita dall'inverter (rapporto tra potenza nominale e tensione nominale), mentre la I_Z è tabellata in relazione ai dati caratteristici del cavo (sezione, tipologia, tipo-posa ecc.); la I_N è rappresentata dalla corrente nominale del dispositivo di protezione.

Protezione contro il corto circuito

Per il lato DC la protezione è assicurata dai fusibili che agiscono anche come sezionatori di linea. Per il lato AC la protezione è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno degli inverter, oltre all'interruttore automatico a protezione del cavo in uscita dall'inverter (DDG).

Impianto di terra e conduttori di protezione

(Norma CEI 64/8 capitolo 54)

Il sistema di terra è costituito dalla maglia e dai collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti.

I quadri, gli inverter e tutte le masse presenti all'interno dell'impianto verranno messi a terra mediante cavo di rame con guaina giallo/verde, opportunamente dimensionato, connesso ai rispettivi nodi equipotenziali a loro volta collegati al sistema di terra disperdente perimetrale mediante conduttori di terra in arrivo sui picchetti dispersori.

A valle degli scaricatori di sovratensione la sezione del PE sarà di 16 mm². L'impianto di protezione equipotenziale assolverà alle funzioni di protezione dai contatti indiretti e dalle sovratensioni.

Protezione contro i contatti indiretti

(Norma CEI 64-8/4 sezione 413)

La protezione dai contatti indiretti sarà realizzata mediante interruzione automatica dell'alimentazione.

La misura realizzata soddisfa il richiesto coordinamento tra collegamento a terra del sistema e caratteristiche dei conduttori di protezione e dei dispositivi di protezione. Questi ultimi sono infatti in grado di interrompere automaticamente l'alimentazione nei modi e nei tempi previsti dalle norme.

Protezione contro i contatti diretti

(Norma CEI 64-8/4 sezione 412)

La protezione contro i contatti diretti sarà realizzata come descritto di seguito:

- Mediante isolamento delle parti attive.

L'alimentazione degli apparecchi avviene mediante l'uso di conduttori dotati di un isolamento che può essere rimosso solo mediante distruzione dello stesso, e tale da soddisfare le relative norme.

- Mediante involucri e barriere.

Le parti in tensione degli apparecchi sono racchiuse in un involucro tale da assicurare un grado di protezione superiore a IP54, che pertanto impedisce il contatto delle parti attive con un dito; le superfici orizzontali delle barriere o degli involucri che sono a portata di mano hanno un grado di protezione non inferiore a IP54. La rimozione di involucri o parte di essi è consentita solo mediante uso di chiave o attrezzo.

Protezione contro le sovratensioni di origine atmosferica/o manovre

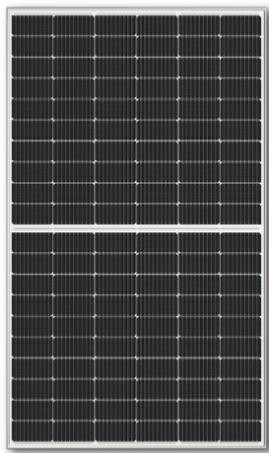
(Norma CEI 64/8 sezione 443)

Devono essere prese in considerazione le sovratensioni che possono apparire all'origine dell'impianto, il livello ceramico previsto e il luogo nel quale sono installati e le caratteristiche dei dispositivi di protezione contro le sovratensioni, in modo che la probabilità di guasti dovuti alle sollecitazioni di sovratensione sia ridotta ad un livello accettabile.

Per questo motivo gli inverter (lato DC e AC) ed i quadri saranno protetti da scaricatori di sovratensione.

4. Componentistica

Moduli fotovoltaici



QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: Quality Management System
- ISO 14001: Environment Management System
- OHSAS 18001: Occupational Health and Safety
- IEC TS 62941: Design and Manufacture of Crystalline Silicon Photovoltaic Modules

JETION SOLAR

As a member of CNBM - a Fortune 500 company, Jetion Solar provides various product solutions, global EPC service and financing. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry. Till now, Jetion Solar has cumulatively more than 6 GW module shipment and 1 GW global EPC track records.

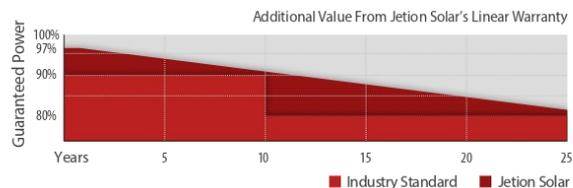
Jetion Solar (China) Co., Ltd.
Add: 1011 Zhencheng Road, Jiangyin, Jiangsu Province, P.R. China 214443
Tel: +86 (510) 8668 7300
E-mail: marketing@jetion.com.cn
Web: www.jetion.com.cn

KEY FEATURES

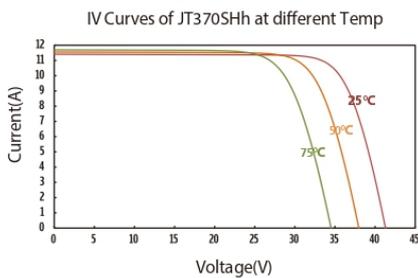
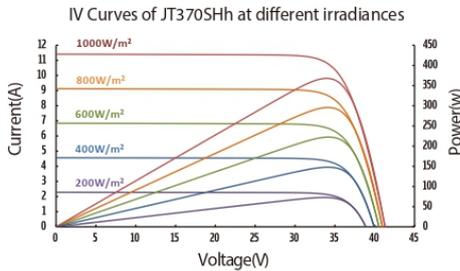
- 
Higher module conversion efficiency
Maximize limited space with high efficiency mono PERC cells
Half-cell design, lower Rs loss, lower hot spot temperature
- 
Highly reliable due to stringent quality control
100% EL double inspection
In-house testing goes well beyond certification requirements
- 
Excellent low light performance
Excellent low light performance on cloudy days mornings and evenings
- 
Certified to withstand the most challenging environment
2400 Pa wind load • 5400 Pa snow load • 25 mm hail stones at 82 km/h
- 
High system voltage compatible
Maximum 1500V DC system voltage saves total system cost
- 
IP67 junction box
High waterproof level for long term weather endurance

WARRANTY

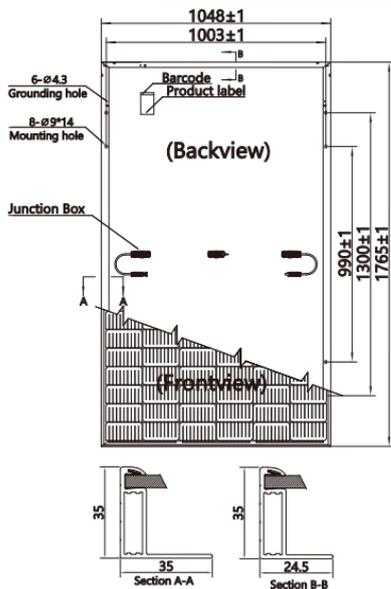
- 
12 years Product Warranty
- 
25 years Performance Warranty
- 
Insured by
Munich RE



IV CURVES



DIMENSION



Remarks

ELECTRICAL DATA *STC

TYPE (Tolerance: 0--5W)	JT350SHh	JT355SHh	JT360SHh	JT365SHh	JT370SHh
Maximum Power Pmax (W)	350	355	360	365	370
Maximum Power Voltage Vmp (V)	33.5	33.7	33.9	34.1	34.3
Maximum Power Current Imp (A)	10.45	10.54	10.62	10.71	10.79
Open Circuit Voltage Voc (V)	40.5	40.7	40.9	41.1	41.3
Short Circuit Current Isc (A)	11.05	11.14	11.23	11.32	11.41
Module Efficiency (%)	18.9%	19.2%	19.4%	19.7%	20.0%

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5

ELECTRICAL DATA *NMOT

Maximum Power Pmax (W)	259.11	262.65	266.53	270.43	274.37
Maximum Power Voltage Vmp (V)	30.70	30.90	31.10	31.30	31.50
Maximum Power Current Imp (A)	8.44	8.50	8.57	8.64	8.71
Open Circuit Voltage Voc (V)	37.80	38.00	38.20	38.40	38.60
Short Circuit Current Isc (A)	8.89	8.95	9.03	9.09	9.17

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s

TEMPERATURE RATINGS

Temperature Coefficient of Isc (αIsc)	+0.05%/°C
Temperature Coefficient of Voc (βVoc)	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of Pmax (γPmp)	-0.35%/°C
Normal Module Operating Temperature (NMOT)	41°C±3°C

OPERATING PARAMETERS

Maximum System Voltage	1000V/DC(IEC)/1500V/DC(IEC)
Operating Temperature	-40°C+85°C
Maximum Series Fuse	20A
Maximum Test Load, Push/Pull	5400Pa/2400Pa
Conductivity at Ground	≤ 0.1Ω
Safety Class	II
Resistance	≥ 100MΩ
Voc and Isc Tolerance	±3%

MECHANICAL DATA

Solar Cell Type	Mono 83x166 mm(6 inches)
Number of Cells	120 [2 x (10 x 6)]
Module Dimensions	1765x1048x35 mm(69.5x41.3x1.4 inches)
Weight	21 kg(46.3 lb)
Front Cover	3.2 mm (0.13 inches), high transmission, AR coated tempered glass
Back Cover	White composite film
Frame	Silver, anodized aluminium alloy
J-Box	≥ IP67
Cable	4.0 mm² solar cable, 150/300 mm(5.9/11.8 inches)
Number of diodes	3
Connector	MC4 EVO2 compatible

PACKAGING CONFIGURATION

Module per pallet	30 pieces
Module per 40'HQ container	24 pallets, 720 pieces

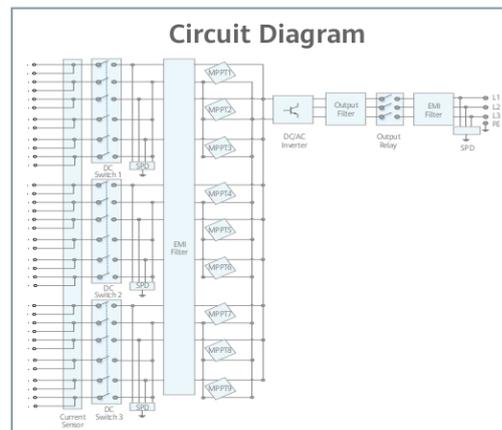
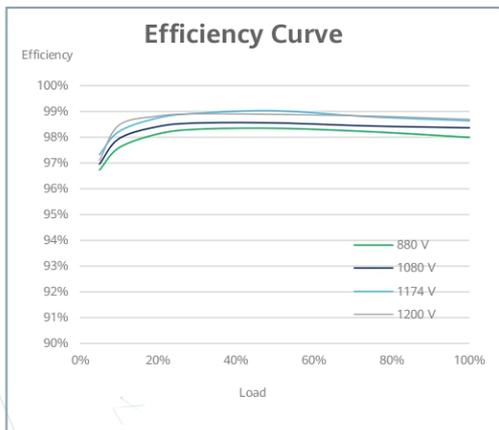
*Installation instruction must be followed. See the installation manual or contact our technical service department for further information on approved installation.
 *The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Jetion Solar (China) Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein. Jetion Solar_REV_2020_04_EN

Inverter

SUN2000-185KTL-H1
Smart String Inverter



- 
9
MPP Trackers
- 
99.0%
Max. Efficiency
- 
String-level
Management
- 
Smart I-V Curve
Diagnosis Supported
- 
MBUS
Supported
- 
Fuse Free
Design
- 
Surge Arresters
for DC & AC
- 
IP66
Protection



SOLAR.HUAWEI.COM

SUN2000-185KTL-H1
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 160,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 115.5 A @50°C
Max. Output Current	134.9 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, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006

Interfaccia di rete

Il relè di protezione NV10P può essere impiegato in AT, MT e BT a protezione di reti e macchine elettriche, distacco carichi e separazione di utenti attivi dalla rete elettrica. In particolare il relè è impiegabile come protezione di interfaccia degli Utenti allacciati alla rete di trasmissione in accordo con i requisiti indicati nel Codice di Rete Terna; inoltre la versione con circuiti d'entrata alimentati da TV induttivi è conforme alla norma CEI 0-16.

Specifiche

Applicazioni

- Generatore
- Interfaccia
- Motore
- Sbarra

Funzioni di protezione

- Protezione termica da sonde termometriche (26)
- Minima tensione (27)
- Minima tensione di sequenza diretta (27V1)
- Massima Tensione (59)
- Massima tensione residua (59N)
- Massima tensione media (59Uavg)
- Massima tensione di sequenza inversa (59V2)
- Derivata di frequenza (81R)
- Minima e Massima frequenza (81U 81O)
- Mancata apertura interruttore (BF)

Funzioni di monitoraggio e controllo

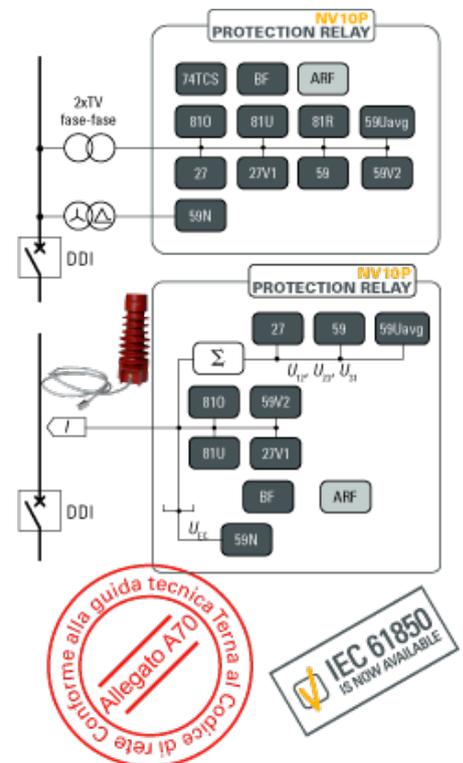
- Autodiagnostica
- Diagnostica interruttore
- Doppio banco di taratura
- Logica programmabile (PLC)
- Memorizzazione cronologica di guasti ed eventi (SER e SFR)
- Oscillografia (DFR)
- Richiusura automatica per impianti fotovoltaici
- Supervisione del circuito di scatto (74TCS)

Hardware

- 2 ingressi digitali + 6 relè finali + 8 LED di segnalazione
- Alimentazione ausiliaria 110-230V ca/cc
- Alimentazione ausiliaria 24-48 Vca/cc
- Circuiti d'entrata voltmetri da sensori ThySensor o V-sensor
- Circuiti d'entrata voltmetrici standard 100 V
- Circuiti d'entrata voltmetrici standard 400 V
- Interfaccia RS485 (assente con scheda di rete FX)
- Montaggio incassato, sporgente, rack, con MMI separato
- Scheda di rete FX (fibra ottica alternativa a RS485)
- Scheda di rete TX (rame RJ45) + porta RS485

Comunicazione

- Protocollo IEC 61850



- Protocollo Modbus RTU RS232
- Protocollo Modbus RTU RS485 / IEC 870-5-103 / DNP3
- Protocollo Modbus TCP/IP (deve essere prevista scheda di rete)

Quadri AC_bt

All'interno dei quadri di BT AC saranno installati i seguenti componenti:

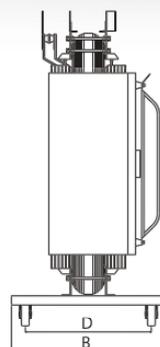
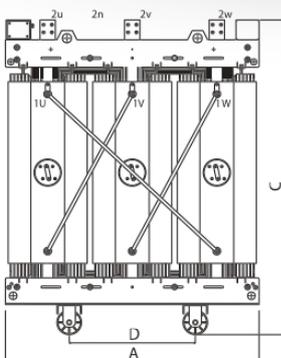
- n. 1: Interruttore magnetotermico come interruttore generale di cabina.
- un numero idoneo di interruttori magnetotermici differenziali per effettuare il parallelo degli inverter.
- una centralina di servizio per l'alimentazione dei servizi ausiliari di cabina.

Trasformatori

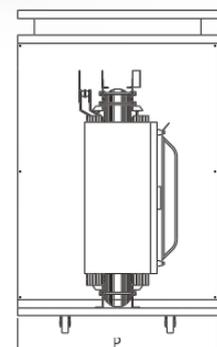
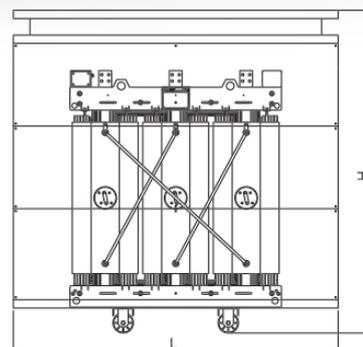
POTENZA NOMINALE kVA		100	160	250	400	630	800	1.000	1.250	1.600	2.000	2.500	3.150
PERDITE A VUOTO	W	280	350	520	750	1.100	1.300	1.550	1.800	2.200	2.600	3.100	3.800
PERDITE A CARICO A 75 °C	W	1.575	2.275	2.975	3.950	6.200	7.000	7.875	9.625	11.375	14.000	16.625	19.250
PERDITE A CARICO A 120 °C	W	1.800	2.600	3.400	4.500	7.100	8.000	9.000	11.000	13.000	16.000	19.000	22.000
CORRENTE A VUOTO I ₀	%	1	0,9	0,8	0,8	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,4	0,4
TENSIONE DI C.T.O. C.T.O. V _{cc}	%	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
CORRENTE DI INSERZIONE IE/IN		11,5	10,5	10,00	9,5	9,5	9	9	8,5	8,5	8	8	7,5
RENDIMENTO A 75° C													
COS φ 1 CARICO 100%	%	98,15	98,36	98,60	98,83	98,84	98,96	99,06	99,09	99,15	99,17	99,21	99,27
COS φ 1 CARICO 75%	%	98,45	98,65	98,83	99,01	99,03	99,13	99,20	99,23	99,28	99,30	99,34	99,38
COS φ 0,9 CARICO 100%	%	97,90	98,14	98,41	98,67	98,68	98,82	98,93	98,96	99,04	99,06	99,10	99,17
COS φ 0,9 CARICO 75%	%	98,25	98,47	98,68	98,88	98,90	99,01	99,10	99,13	99,19	99,21	99,25	99,30
CADUTA DI TENSIONE A 75° C													
COS φ 1 CARICO 100%	%	1,74	1,59	1,36	1,16	1,16	1,05	0,96	0,95	0,89	0,88	0,84	0,79
COS φ 0,9 CARICO 100%	%	4,04	3,93	3,75	3,59	3,59	3,5	3,43	3,41	3,36	3,36	3,33	3,28
RUMORE													
POT. ACUSTICA (L _{wa})	dB(A)	51	54	57	60	62	64	65	67	68	70	71	74

DIMENSIONI E PESI (INDICATIVI)

Senza Box protezione IP 00



Con Box protezione IP 31





Impianto di terra

L'impianto di terra interno delle cabine sarà costituito da una bandella di rame 30x3 mm e da un collettore 50x10 [mm]; verrà realizzato mediante la messa a terra di tutte le incastellature metalliche con cavo FS17 e morsetti capicorda a compressione di materiale adeguato. L'impianto di terra esterno della cabina sarà costituito da:

- un dispersore intenzionale che realizza un anello in corda di rame nudo da 35 mmq (ETP UNI 5649-71), posato ad una profondità di 0.5÷0.8 [m] completo di morsetti per il collegamento tra rame e rame.
- morsetti a compressione in rame per realizzare le giunzioni tra i conduttori trasversali alla maglia principale;
- dispersori verticali in acciaio zincato (o ramato) H=2 [m];
- morsetti in rame stagnato o ottone per il collegamento ai dispersori in acciaio;
- pozzetti in calcestruzzo armato vibrato di tipo carrabile completi di chiusino.

L'anello di terra della cabina sarà reso equipotenziale con l'impianto di terra della centrale mediante posa di una treccia di rame nudo da 35 mmq nella trincea del cavidotto di collegamento bt.

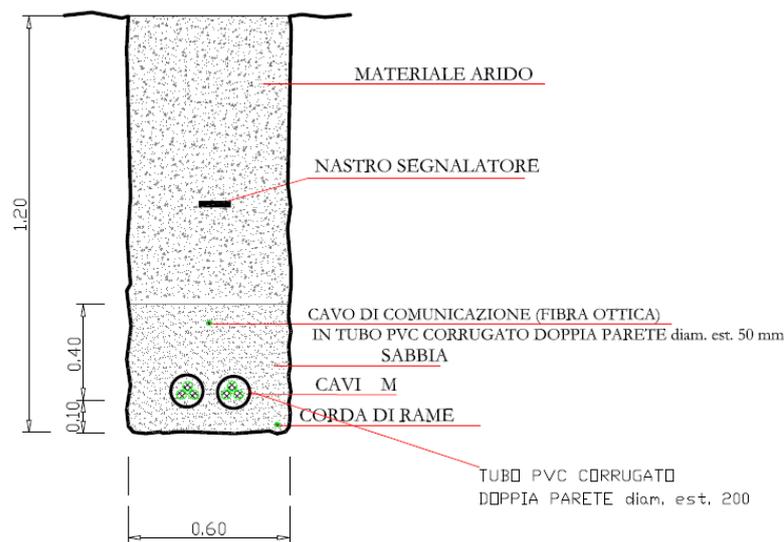
5. Cavidotti

Da ciascuna stringa di moduli FV partirà un cavidotto atto a convogliare l'energia elettrica in ingresso al corrispondente canale dell'inverter. Da ciascun inverter, analogamente, partirà un cavidotto che raggiungerà la relativa cabina di trasformazione, ove sarà posto il quadro di parallelo.

I cavidotti avranno le lunghezze più brevi possibili nel rispetto dei vincoli tecnici imposti dal corretto ed efficiente funzionamento dell'impianto.

I cavidotti saranno posati in conformità alla norma CEI 11-17 posando più linee nella stessa trincea, assicurando la facilità di posa dei cavi e contemporaneamente riducendo al minimo il numero di scavi necessario. Il materiale di risulta dagli scavi sarà utilizzato per il rinterro.

Saranno eseguiti scavi a sezione ridotta e obbligata di profondità variabile da 60 a 120 cm. La larghezza dei cavidotti sarà variabile in funzione del numero di conduttori da porre in opera. Per assicurare una maggiore protezione meccanica i cavi saranno posati in con tubazioni in PVC.



Tipo di posa prevista in conformità alla modalità "N" delle Norme CEI 11-17

Per facilitare la posa dei cavi saranno installati pozzetti di tiro ed ispezione ad ogni deviazione di percorso.

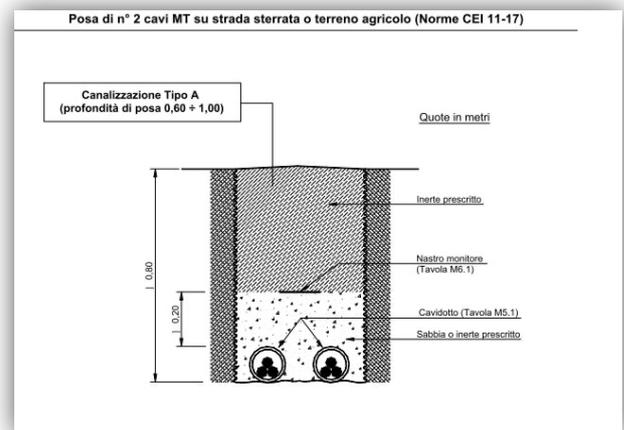
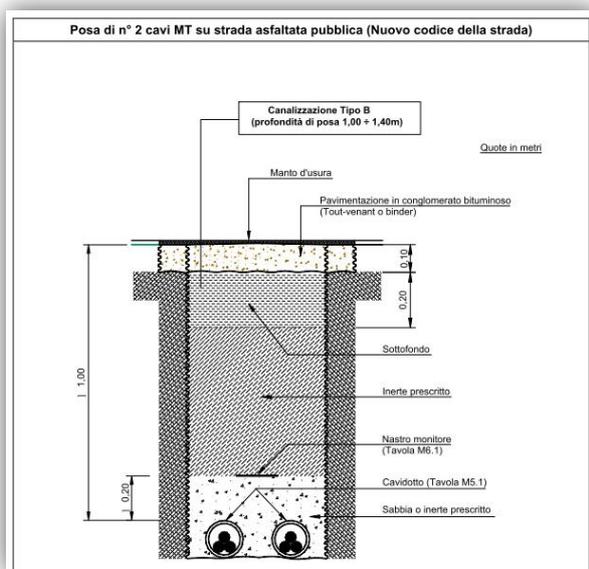
Si procederà quindi con:

- Scavo e posa di tubazione in PVC
- riempimento per formare un primo strato di 30 cm con materiale di risulta,

- posizionamento di eventuali tegolini di tipo prefabbricato in C.A.V. di protezione e individuazione,
- posa di tritubo in PEHD per cavo di controllo,
- riempimento con materiale di risulta,
- posa di uno o più nastri segnalatori,
- rinterro con materiale arido proveniente dagli scavi, preventivamente approvato dalla D.L., per gli attraversamenti non carrabili; rinterro con conglomerato cementizio classe Rck 150 con inerti calcarei o di fiume nel caso di attraversamenti zone carrabili.

Sebbene valori univoci delle sezioni e tipologia dei cavi saranno determinati in fase di progettazione esecutiva dell'impianto elettrico, si precisa quanto segue:

- Durante le operazioni di installazione la temperatura dei cavi per tutta la loro lunghezza e per tutto il tempo in cui essi possono venir piegati o raddrizzati non deve essere inferiore a quanto specificato dal produttore del cavo.
- Al fine di evitare danneggiamenti nel caso di scavo da parte di terzi, lungo il percorso dei cavi dovrà essere posato sotto la pavimentazione, un nastro di segnalazione in polietilene.
- Per la terminazione dei cavi scelti e per l'attestazione sui quadri in cabina si dovranno applicare terminali unipolari per interno con isolatore in materiale ritraibile e capicorda di sezione idonea.



Schemi di posa cavo MT su strada asfaltata – terreno agricolo – strada sterrata

Il cavo MT a 30 kV sarà posato a profondità non inferiore a 1,20 m. Nell'esecuzione delle opere l'impresa dovrà attenersi alle disposizioni degli Enti concedenti per quanto attiene ai periodi consentiti per l'apertura degli scavi e alle prescrizioni imposte per il ripristino delle pavimentazioni.

I materiali di scavo, qualora non ne sia richiesto l'asporto temporaneo, sarà essere raccolto su un solo bordo della trincea. In caso di scavo in pendenza sarà necessario lasciare diaframmi di terra che impediscano all'acqua di percorrere tutto lo scavo.

La larghezza dello scavo deve essere realizzata in funzione del numero di cavi da posare.

Per le operazioni di posa i cavi MT isolati in G7 non dovranno essere esposti a temperature inferiori a 0°. Pertanto se la temperatura ambiente dovesse essere inferiore ai valori indicati, si dovrà avere cura di predisporre lo scavo in tutti i particolari e portare a piè d'opera il cavo solo quando tutto è pronto per la messa in opera. In tal caso il cavo dovrà provenire da un deposito chiuso nel quale la temperatura dello stesso deve essere notevolmente superiore alla temperatura minima suddetta in quanto i cavi avvolti su bobine seguono con molto ritardo le variazioni di temperatura ambientali.

Prima di procedere alla posa del cavo è necessario predisporre il piano di posa costituito da terra vagliata o sabbia o pozzolana posata per uno spessore di 10 cm per tutta la lunghezza dello scavo su cui si adagerà il cavo. Durante la posa si eliminerà dal piano di posa qualsiasi pietra o altro che sia caduta sul piano stesso.

Le operazioni di rinterro seguiranno immediatamente la posa dei cavi. La prima parte del rinterro, per uno spessore di minimo di 20 cm, deve essere eseguita con terreno omogeneo di risulta dallo scavo, se idoneo, opportunamente vagliato, o con sabbia o pozzolana e, in caso di cavo interrato non protetto da tubo, sarà posato a 10 cm dalla sommità del cavo un elemento protettivo in resina (coppone).

Si sottolinea l'importanza di posizionare la canaletta in resina o comunque gli elementi di protezione in posizione corretta per evitare che in futuro si possa intaccare la guaina del cavo.

Al di sopra il riempimento dello scavo sarà effettuato con materiale inerte a granulometria differenziata per uno spessore di 30 cm ciascuno, o con materiale proveniente dallo scavo se di adeguate caratteristiche.

A completamento di questo strato i materiali utilizzati per il riempimento devono essere compressi ed eventualmente irrorati in modo da evitare cedimenti.

Per la posa del cavo saranno osservate le seguenti prescrizioni:

- Nel corso dello svolgimento del cavo dalla bobina sarà effettuato un puntuale controllo a vista dello stesso, segnalando eventuali anomalie ai tecnici responsabili del fornitore del cavo.
- Le estremità dei cavi tagliate per la posa saranno tempestivamente protette con cappucci di materiale termo restringente, qualora non venga subito eseguita la giunzione o la terminazione.
- I cavi saranno utilizzati al meglio per limitare gli sfridi.
- I cavi non devono subire brusche piegature, ammaccature, scalfitture e stiramenti della guaina.
- I cavi saranno posati in trincea seguendo un percorso leggermente sinuoso.

La profondità di interrimento dei cavi MT, considerando il punto di appoggio dei cavi sul piano di posa, non deve risultare inferiore a 1,20 m. Il cavo di comunicazione dati potrà essere posato nello stesso scavo ma dovrà comunque essere distanziato dal più vicino cavo di potenza di almeno 60 cm; esso dovrà avere una profondità di interrimento non inferiore a 0,40 m. e sarà alloggiato in tubazione di PVC dedicata. Sarà anche fornita in opera nello scavo una corda Cu nuda da 35 mmq per tutta la lunghezza dello scavo. Giunzioni e derivazioni di questo conduttore saranno effettuati con morsetti a compressione pressati con apposito attrezzo.

A distanza minima di 60 cm dal cavo in tensione sarà posto un nastro segnalatore colorato secondo quanto previsto dalla CEI 11-17.

A completamento dei lavori verranno forniti i disegni planimetrici riproducenti il tracciato delle linee elettriche posate e delle corografie atte a individuare tutte le giunzioni.

Saranno impiegati tubi spiralati in PE o PVC con interno liscio; dovranno essere dotati di apposita certificazione sia sul tipo di materiale che sui metodi di impiego. I suddetti tubi dovranno essere scelti con dimensione interna maggiore o uguale a quanto indicato sui disegni esecutivi. Durante la posa in opera dei suddetti tubi, i raggi di curvatura dovranno rispettare le prescrizioni del costruttore e le modalità di posa dei cavi da contenere; detti raggi di curvatura, non dovranno comunque essere inferiori a 5 volte il diametro della tubazione stessa. Per la loro giunzione, dovranno essere utilizzati esclusivamente i giunti previsti dalla ditta produttrice.

Eventuali variazioni, nei limiti del progetto approvato, potranno essere eseguite in fase di progetto esecutivo.

Prima della messa in servizio saranno eseguite le prove prescritte dalla Norma CEI 11-7.

6. Area e Piste di Accesso, Aree Tecniche, Recinzione e Cancelli

Quanto all'accesso all'impianto, esso è garantito per il Settore Sud dalla SP86, mentre per il Settore Nord da strade locali esistenti, che hanno adeguate caratteristiche tecniche per le esigenze di cantiere e di esercizio dell'impianto.

Nel progetto è prevista per ogni Settore almeno un'area tecnica per l'alloggiamento delle cabine e il posizionamento degli apparati di trasformazione, nonché un'area dedicata all'ubicazione dei manufatti adibiti al parallelo MT.

Per il trasporto delle componenti dell'impianto fino al sito prescelto, si utilizzeranno le strade esistenti, limitandosi alla realizzazione della pista interna al fondo (realizzata in terra battuta con adduzione di uno strato di ghiaia bianca superficiale) che avrà i seguenti requisiti minimi:

- ✓ larghezza minima 4,00m;
- ✓ raggio di volta > 13,00 m;
- ✓ pendenza: non superiore al 10%;
- ✓ resistenza al carico: superiore a 12 tonnellate per asse.

Al termine dei lavori si procederà al ripristino morfologico, alla stabilizzazione ed inerbimento di tutte le aree soggette a movimento di terra e al ripristino della viabilità pubblica e privata, utilizzata ed eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni.

Per ogni Settore è prevista l'esecuzione di un cancello e di una recinzione metallica zincata per una lunghezza complessiva di 4200 metri circa (2800 m per il Settore Sud e 1400 per il Settore Nord), le cui caratteristiche dimensionali sono riportate negli allegati progettuali.

La recinzione è prevista a maglia rombica in ferro zincato plastificato di opportuno spessore, con altezza di 2 m e di colore verde. Alla base viene lasciato ad intervalli regolari uno spazio di 15 cm per consentire la continuità ecologica per il passaggio della piccola fauna.

Sarà posta in opera su paletti in ferro zincato IPE ad ali parallele di altezza di 2.5 m, posti a distanza non superiore a 3 m oltre ad un contrafforto ogni 25 m circa e sarà corredata di legatura con filo di ferro alle asole dei paletti, e ancorati a piccoli plinti di calcestruzzo. I pali da mettere in opera sono circa 1400, distanziati tra di loro di 3 metri, ed incardinati sul terreno mediante basamenti di calcestruzzo gettato in opera.

Sarà inoltre realizzato un cancello di accesso ad ogni Settore con struttura e pannelli in acciaio zincato, anch'esso di color verde (vedasi relativo allegato).

7. Scavi, Sbancamenti e Riporti e Caratterizzazione Terre di Scavo

Come sottolineato in precedenza, in ragione della morfologia pianeggiante del terreno, non si rendono necessari sbancamenti e riporti o livellamenti del terreno.

Tuttavia per la posa in opera dei cavidotti e delle cabine elettriche si rendono necessari degli scavi del terreno alla profondità di circa 1,20 m per i cavidotti e di 0,5-0,8 m per le sottofondazioni delle cabine.

Le aree interessate da piazzole e dalla viabilità d'impianto saranno scoticate per circa 0,50 m per la rimozione del terreno vegetale, dopodiché verrà posato uno strato di materiale stabilizzato debitamente compattato per rendere i piani carrabili al transito dei mezzi pesanti per il trasporto dei componenti.

Le cabine prefabbricate verranno posate su vasche in cls prefabbricato poggiate direttamente sullo strato superficiale di terreno naturale (L) previa rimozione dello strato vegetale con scavo di splateamento della profondità 0,50 m e posa di uno strato di materiale stabilizzato debitamente compattato per rendere i piani livellati e drenanti rispetto alle acque meteoriche.

I cavidotti saranno rinterrati con lo stesso materiale proveniente dagli scavi ed eventuali eccedenze saranno distribuite sul terreno riempiendo gli avvallamenti presenti al fine di uniformare il piano di campagna.

L'eventuale materiale in eccesso sarà utilizzato per il rifianco delle cabine stesse o sul terreno medesimo.

Le superfici rinfiancate saranno sistemate a verde con essenze autoctone.

8. Montaggio componenti

I montaggi delle opere elettromeccaniche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte".

I montaggi meccanici in campo, consistono principalmente nel montaggio dei moduli sulle strutture di sostegno.

I montaggi elettrici in campo, consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa in opera degli inverter;
- Posa in opera della rete di terra;
- Posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e gli inverter;
- Posa dei cavi di collegamento tra gli inverter ed i relativi quadri di parallelo in corrente alternata, mediante gli appositi cavidotti;
- Posa dei cavi MT di collegamento tra le cabine, mediante gli appositi cavidotti;

9. Collaudi

I collaudi consistono in prove di tipo e di accettazione, da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

Prove di tipo

I componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

Prove di accettazione in officina

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

Verifiche in cantiere

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto. Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni, dovuti ai lavori, o esecuzioni non a "regola d'arte".

Prove d'accettazione in sito

Congiuntamente all'Installatore/Appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati:

1. Esame a vista:

verifica che i componenti e i materiali corrispondano ai disegni e ai documenti di progetto, per quanto riguarda la quantità, la tipologia, il dimensionamento, la posa in opera e l'assenza di danni o difetti visibili di fabbricazione;

2. Verifica delle opere civili:

verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto;

3. Verifica delle opere meccaniche:

verifica della buona esecuzione dei montaggi meccanici e del corretto allineamento delle strutture, secondo i disegni e i documenti di progetto; verifica del serraggio della bulloneria, della corretta posa in opera dei quadri e delle apparecchiature;

4. Verifica della rete di terra:

verifica della corretta esecuzione della rete di terra, mediante i pozzetti di ispezione, in accordo con i disegni e i documenti di progetto; misura della resistenza di terra: se il valore è superiore a 10 Ω , l'Appaltatore deve aggiungere ulteriori picchetti e corda di rame, fino ad ottenere il valore richiesto;

5. Verifica dei collegamenti di terra:

verifica della corretta esecuzione dei collegamenti a terra di tutte le parti metalliche non in tensione e degli scaricatori nei quadri elettrici;

6. Verifica dei collegamenti elettrici:

verifica della corretta esecuzione dei cablaggi e delle marcature dei cavi, secondo i disegni e i documenti di progetto; controllo del serraggio dei cavi nei rispettivi morsetti e del corretto serraggio di pressacavi e raccordi;

7. Prova di isolamento verso terra:

verifica di tutti i collegamenti elettrici in c.c. e c.a. nelle seguenti condizioni:

- temperatura ambiente: compresa tra 20 e 45 °C.
- umidità relativa: compresa tra 45 e 85 %.
- tensione di prova: 2000 Vcc per 1 minuto (tutte le apparecchiature elettroniche e i dispositivi di protezione, per i quali è dannoso tale livello di tensione, devono essere scollegati); la resistenza di isolamento dell'impianto deve essere adeguata ai valori prescritti dalla norma CEI 64-8/6.

8. Verifica degli organi di manovra e di protezione:

verifica della funzionalità di interruttori, sezionatori, contattori e scaricatori; controllo e regolazione delle soglie di intervento dei dispositivi.

9. Misura della resistenza di isolamento del campo fotovoltaico:

la misura, da eseguire con tensione di 1500 Vcc, sui morsetti DC, deve essere superiore a 50/N M Ω in condizioni di tempo asciutto, e superiore a 20/N M Ω in condizioni di tempo piovoso (N = numero di moduli).

10. Misura delle tensioni e delle correnti del campo fotovoltaico:

le misure, per ciascuna stringa, sono effettuate in corrispondenza del relativo inverter.

11. Verifica degli strumenti di misura:
verifica della funzionalità di contatori e indicatori.

10. Messa in esercizio

Ai fini della messa in esercizio dell'impianto, si eseguiranno le prove e i controlli di seguito elencati:

- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche in corrente alternata BT
- avviamento degli inverter
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

Secondo quanto è previsto all'art. 4 comma 4 del decreto 28 Luglio 2005, integrato dal Decreto 6 Febbraio 2006 si procede a verificare le due seguenti condizioni:

a) $P_{cc} > 0,85 \times P_{nom} \times I / I_{stc}$

dove:

- P_{cc} = potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;
- P_{nom} = potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I = irraggiamento misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$ (deve essere $I > 600 \text{ W/m}^2$);
- I_{stc} = 1000 W/m^2 (irraggiamento in condizioni di prova standard);

b) $P_{ca} > 0,9 \times P_{cc}$

dove:

- P_{ca} = potenza attiva in corrente alternata, misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del $\pm 2\%$.

Tale condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.

11. Documentazione

A conclusione dei lavori di realizzazione dell'impianto, sono emessi e rilasciati i seguenti documenti:

- Progetto "as built" redatto, timbrato e firmato da un progettista abilitato, e integrato con le eventuali varianti realizzate in corso d'opera (come costruito).
- Manuale d'uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione, corredato di schede tecniche dei materiali e apparecchiature installati;
- Elenco dei moduli fotovoltaici che compongono l'impianto, indicante modello, marca e numero di matricola (come riportato dai costruttori), organizzato in ordine progressivo;
- Certificato di collaudo firmato e timbrato in originale dal collaudatore, attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- Dichiarazione di conformità, sottoscritta dall'installatore (con abilitazione lettera A) e corredata con gli eventuali allegati obbligatori e facoltativi;
- Certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- Documentazione attestante che materiali e componenti sono stati specificamente acquistati o prodotti per l'impianto fotovoltaico in oggetto, o comunque non già impiegati per altri impianti;
- Certificazione di garanzia dei moduli, rilasciata dai costruttori, attestante il numero di anni di garanzia delle prestazioni dei moduli fotovoltaici installati. La certificazione deve essere rilasciata per ciascun tipo di modulo fotovoltaico installato;
- Certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino, e alla CEI EN 61646 per moduli a film sottile. La certificazione deve essere rilasciata per ciascun tipo di modulo fotovoltaico installato;

12. Principali riferimenti normativi

Le opere e le installazioni relative all'impianto in oggetto al presente progetto, devono essere eseguite a regola d'arte in conformità alle Norme applicabili CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate nel seguito.

Le principali normative e leggi di riferimento per la progettazione dell'impianto fotovoltaico sono le seguenti:

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore ad 1 kV in corrente alternata.
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente.
- CEI 17-1 Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V.
- CEI 17-6 Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 a 52 kV.
- Norma CEI 17-11 Apparecchiatura a bassa tensione - Parte 3: Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra-sezionatori e unità combinate con fusibili.
- CEI 17-13/1 Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V.
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- 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 EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase).

-
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti d'alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.
 - CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione.
 - CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.
 - CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP).
 - CEI EN 60099-1-2: Scaricatori.
 - UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
 - UNI 8477 -1: Calcoli degli apporti per applicazioni in edilizia. Valutazione dell'energia raggiante ricevuta.
 - CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
 - IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems.
 - D.M. 37/08: Regolamento ai sensi della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.
 - D.LGS 81/08 per la sicurezza e prevenzione infortuni sul lavoro.