

Comune di
Brindisi

Regione Puglia



Provincia di
Brindisi



Committente:



MEROPE SOL S.R.L.
VIA MERCATO 3/5 CAP 20121 MILANO (MI)
c.f. 12502480960



Titolo del Progetto:

Progetto per la realizzazione e l'esercizio di un impianto agrifotovoltaico dotato di accumulo denominato "Boccardi"

Documento:	PROGETTO DEFINITIVO	Codice Pratica:	PCGG1M3	N° Tavola:	E
Elaborato:	RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	SCALA:		N.D.	
		FOGLIO:		1 di 1	
		FORMATO:		A4	

Nome file: **PCGG1M3_Relazione_Tecnica_FV_E.pdf**

Progettazione: NEW DEVELOPMENTS S.r.l. Piazza Europa, 14 87100 Cosenza (CS)	Progettisti: dott. ing. Giovanni Guzzo Foliaro dott. ing. Amedeo Costabile dott. ing. Francesco Meringolo	Gruppo di lavoro dott. ing. Denise Di Cianni dott. ing. Diego De Benedittis dott. ing. Giuseppe Imbrogno dott. geol. Martina Petracca
--	---	--

Rev:	Data Revisione	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
00	01/08/2022	PRIMA EMISSIONE	New Dev.	CSC	CSC

Indice	
Premessa	2
1. Descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata.....	2
1.1 Funzionamento delle celle fotovoltaiche.....	2
1.2 Terminologia	3
1.3 Suddivisione dei campi	4
2. Descrizione delle diverse componenti.....	6
2.1 Modulo fotovoltaico	6
2.2 Struttura di sostegno e sistema di inseguimento solare	8
2.3 Perimetrazione esterna.....	10
2.4 Inverter, trasformatori, quadri.....	11
2.5 Opere elettriche	17
2.6 Stazione Meteorologica	20
2.7 Sistema di accumulo	21
2.7.1 Le politiche energetiche ed il contesto normativo	22
2.7.2 Il ruolo dello storage	25
2.7.3 Le principali caratteristiche del progetto storage.....	26
2.7.3.1 Sistema Batterie	27
2.7.3.2 Convertitore di potenza	31
2.7.3.3 Container.....	33
2.7.3.5 Sistema antincendio.....	34
2.7.4 Sistema BESS	35
2.8 Viabilità interna.....	39
2.9 Tempi, modalità e costi di realizzazione e dismissione	40
3. Dimensionamento dell'impianto.....	41
3.1 Sito di installazione	41
3.2 Potenza totale	41
3.3 Dati di irraggiamento	41
3.4 Sistema di orientamento.....	46
3.5 Previsione di produzione energetica	46
4. Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale	46
5. Elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta ed assensi comunque denominati, già acquisiti o da acquisire ai fini della realizzazione e dell'esercizio dell'opera o intervento ...	48
6. Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini	50

Premessa

Merope sol s.r.l., con sede in via Mercato 3/5 – 20121 – Milano (MI), cf: 12502480960,

propone

in agro di comuni di Brindisi (BR), un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, denominato "**Boccardi**", che sviluppa potenza nominale pari a **30,15540** MWp. Tale impianto sarà dotato di un sistema di accumulo di potenza pari a 26 MW e capacità pari a 104 MWh.

1. Descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata

Vengono fornite informazioni sul funzionamento e sulle caratteristiche elettriche dei generatori fotovoltaici.

1.1 Funzionamento delle celle fotovoltaiche¹

L'interazione di un fotone di sufficiente energia con un elettrone legato (di valenza) di un materiale solido può liberare l'elettrone e portarlo nella banda di conduzione. Questo è il principio di base del funzionamento delle celle fotovoltaiche.

L'energia richiesta per liberare un elettrone e portarlo dalla banda di valenza nella banda di conduzione è denominata energia di gap.

Se l'energia di un fotone è minore dell'energia di gap, l'elettrone non può essere liberato e l'energia del fotone viene dissipata in calore, se l'energia del fotone è maggiore di quella di gap, l'elettrone viene liberato e l'eccesso di energia viene ancora dissipato in calore.

Il materiale maggiormente utilizzato nelle celle fotovoltaiche è il silicio (Si), il quale ha una energia di gap pari a 1,12 (eV).

La lunghezza d'onda massima alla quale la radiazione solare produce l'effetto fotovoltaico risulta dalla relazione:

¹ Mario A. Cucumo, V. Marinelli, G. Oliveti (1994). *Ingegneria Solare*. Bologna: Pitagora Editrice s.r.l.

$$\lambda_{max} = \frac{h \cdot c}{\epsilon_g} = 1,11 \cdot 10^{-6} m$$

dove

$\epsilon_g = 1,12 \text{ eV} = 1,12 \cdot 1,6 \cdot 10^{-19} J$ = energia di gap del silicio;

$h = 6,625 \cdot 10^{-34} J \cdot s$ = costante di Planck;

$c = 3 \cdot 10^8 m/s$ = velocità della luce.

La radiazione di lunghezza d'onda maggiore di $1,1 \mu m$ è pertanto inabile a produrre corrente elettrica nelle celle al silicio, pertanto, esaminando i dati della distribuzione spettrale dell'irraggiamento extraterrestre, si può osservare che circa il 25% dell'energia solare contenuta nello spettro è completamente inefficace.

Le celle fotovoltaiche sono costituite da due strati di semiconduttori in contatto tra di loro, uno di tipo n ed uno di tipo p .

Il silicio presenta quattro elettroni di valenza nell'orbita più esterna e forma un reticolo cristallino in cui ogni atomo di Si è circondato da 4 atomi di Si, con ciascuno dei quali stabilisce un legame covalente.

Il semiconduttore di tipo n si ottiene aggiungendo al silicio piccole quantità di fosforo (P), il quale ha cinque elettroni nell'orbita più esterna; nel semiconduttore n vi è pertanto un eccesso di elettroni liberi, portati dagli atomi di fosforo.

Il semiconduttore di tipo p si ottiene invece degradando il silicio con atomi di boro (B), il quale ha solo tre elettroni nell'orbita esterna: nel semiconduttore p vi sono pertanto vacanze di elettroni.

Quando si pongono in contatto i due strati di semiconduttore di tipo n e di tipo p , gli elettroni liberi del semiconduttore n attraversano la giunzione ed occupano le vacanze esistenti nel semiconduttore p : di conseguenza il semiconduttore n acquista una carica positiva, mentre il semiconduttore p si carica negativamente. Si stabilisce pertanto attorno alla giunzione una barriera di potenziale.

Quando la cella fotovoltaica viene illuminata dalla radiazione solare, quest'ultima penetra sia nello strato superiore che inferiore creando delle coppie di elettroni e di vacanze. A causa della barriera di potenziale, gli elettroni possono passare da p ad n ma non da n a p : si produce così un eccesso di elettroni nello strato n , che fluiscono nel conduttore esterno verso lo strato p dando luogo ad una corrente elettrica. La cella è provvista di opportune griglie conduttrici per convogliare gli elettroni nel circuito esterno.

1.2 Terminologia

Nella sistemistica fotovoltaica viene usata la seguente terminologia:

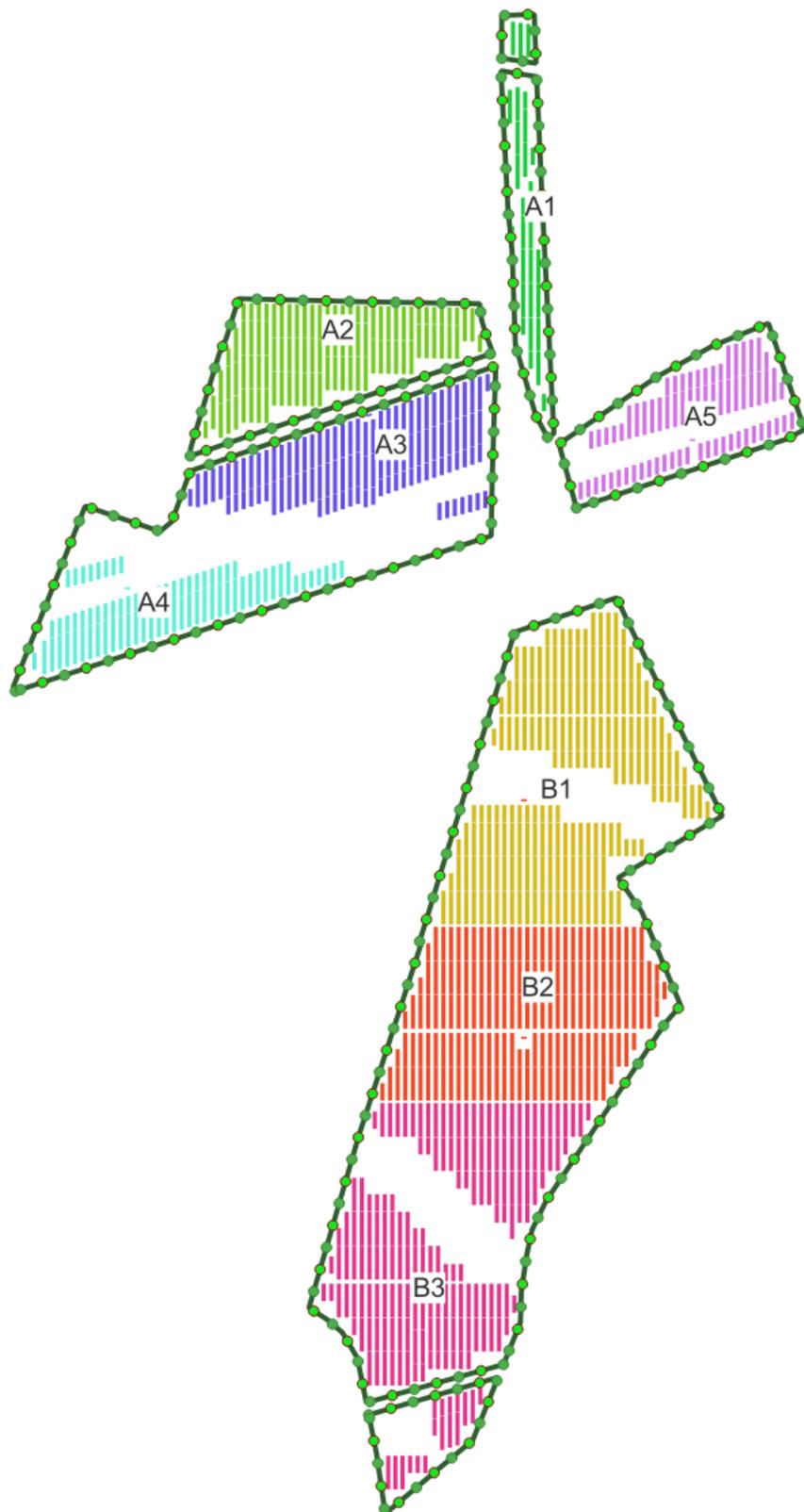
- *Cella fotovoltaica*: è il componente a semiconduttore che realizza la conversione diretta di energia solare in energia elettrica;

Tav. E	Relazione tecnica impianto fotovoltaico	3 di 51
--------	---	---------

- *Modulo*: è un insieme di celle fotovoltaiche, connesse elettricamente fra loro e racchiuse in un involucro sigillato;
- *Pannello*: è un insieme di moduli connessi in una struttura rigida;
- *Stringa*: è un insieme di pannelli connessi in modo da dare la tensione nominale dell'impianto;
- *Campo fotovoltaico*: è l'insieme di tutti i pannelli, connessi tra loro in maniera opportuna, che costituiscono il generatore di energia elettrica;
- *Sistema di inseguimento*: è una macchina elettrica la quale consente di far funzionare il campo fotovoltaico sempre in condizioni di massima potenza erogata;
- *Inverter*: trasforma la corrente continua generata dall'impianto fotovoltaico in corrente alternata.

1.3 Suddivisione dei campi

L'impianto si compone di n. 2 campi denominati rispettivamente A e B, dislocati nel territorio comunale di **Brindisi (BR)**. I sottocampi dell'impianto seguono le denominazioni riportate nella figura che segue:



2. Descrizione delle diverse componenti

2.1 Modulo fotovoltaico

Il modulo scelto per il generatore fotovoltaico è del tipo a tecnologia monocristallino bifacciale della ditta Canadian Solar tipo BiHiKu7 da **660 Watt** o similare.







FRONT BACK

BiHiKu7
BIFACIAL MONO PERC
635 W ~ 660 W
CS7N-635 | 640 | 645 | 650 | 655 | 660MB-AG

MORE POWER

-  Module power up to 660 W
Module efficiency up to 21.2 %
-  Up to 8.9 % lower LCOE
Up to 4.6 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

30 Years Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.45%
*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*
ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*
IEC 61215 / IEC 61730 / INMETRO / UKCA
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
Take-e-way



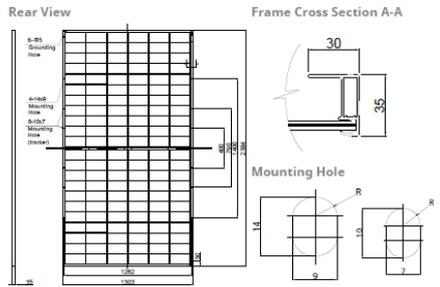
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 55 GW deployed around the world since 2001.

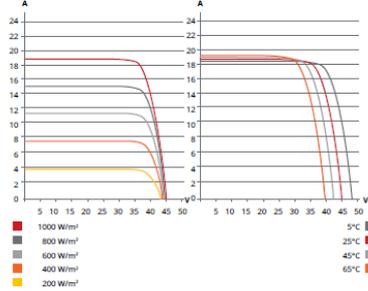
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

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

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-650MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-635MB-AG	635 W	37.3 V	17.03 A	44.4 V	18.27 A	20.4%
Bifacial Gain**	5%	667 W	37.3 V	17.89 A	44.4 V	21.5%
	10%	699 W	37.3 V	18.74 A	44.4 V	22.5%
	20%	762 W	37.3 V	20.44 A	44.4 V	24.5%
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%
Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	24.7%
CS7N-645MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	24.9%
CS7N-650MB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	25.1%
CS7N-655MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%
Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	25.3%
CS7N-660MB-AG	660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%
Bifacial Gain**	5%	693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	22.3%
	10%	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	23.4%
	20%	792 W	38.3 V	20.69 A	45.4 V	25.5%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-635MB-AG	476 W	35.0 V	13.61 A	42.0 V	14.73 A
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A
CS7N-660MB-AG	495 W	35.9 V	13.79 A	42.9 V	14.89 A

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	37.9 kg (83.6 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) (supply additional jumper cable: 2 lines / Pallet) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces or 465 pieces (only for US)

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

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = $\frac{P_{max_{back}}}{P_{max_{front}}}$, both $P_{max_{back}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

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

July 2021. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V1.7_EN

La seguente tabella riporta la distribuzione dei moduli all'interno del parco fotovoltaico divisa per sottocampi:

Campo	N° moduli	Potenza	Superficie pannellata
A1	1.440	950,40	4.754,82
A2	4.950	3.267,00	16.338,68
A3	5.070	3.346,20	16.799,78
A4	3.210	2.118,60	10.701,69
A5	2.790	1.841,40	9.328,76
Tot. Campo A	17.460	11.523,60	57.923,73
<u>B1</u>	9.570	6.316,20	31.611,34
<u>B2</u>	9.210	6.078,60	30.317,00
<u>B3</u>	9.450	6.237,00	31.224,38
Tot. Campo B	28.230	18.631,80	93.152,72
Tot. Impianto	45.690	30.155,40	151.076,45

*la superficie pannellata rappresenta la proiezione al suolo degli inseguitori solari nella loro posizione a tilt zero gradi

2.2 Struttura di sostegno e sistema di inseguimento solare

Il progetto prevede l'impiego di sistemi ad inseguitore solare monassiale di *rollio* del tipo *Tracker*. Queste strutture consentono la rotazione dei moduli fotovoltaici ad essi ancorati intorno ad un unico asse orizzontale permettendo l'inseguimento del sole nell'arco della giornata aumentando la produzione energetica dell'impianto fotovoltaico.

Nei campi fotovoltaici che costituiscono il parco in oggetto i *trackers* lavorano singolarmente ed il movimento è regolato da un unico motore per *tracker*. Questo motore lavora estendendosi ed accorciandosi lungo una direttrice sub-verticale la cui inclinazione cambia di alcuni gradi durante la giornata.

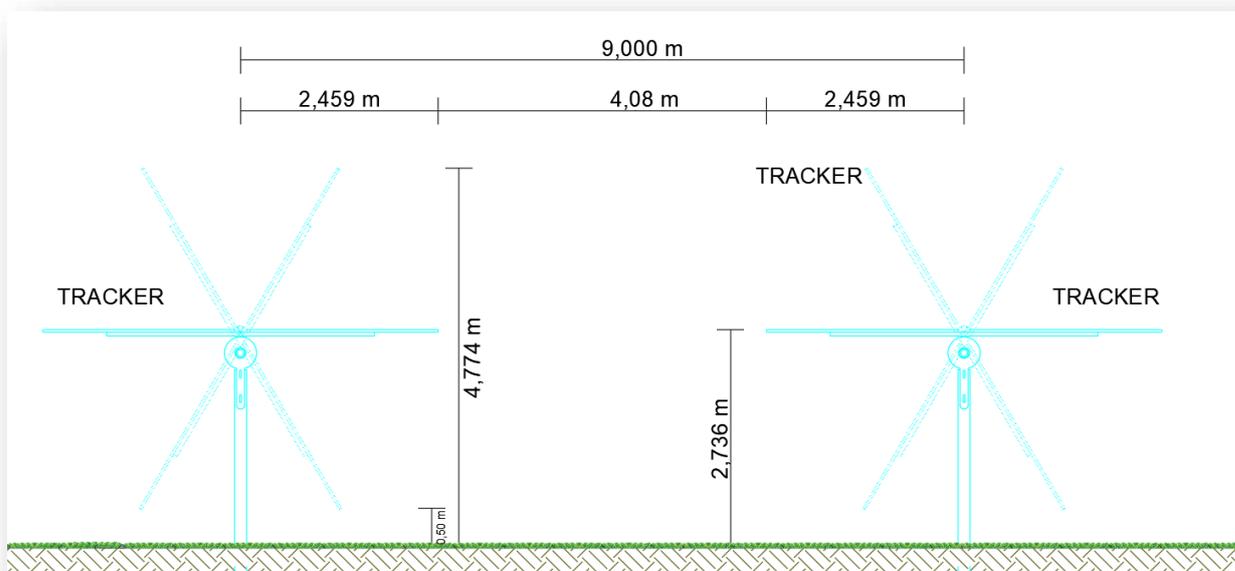
Il movimento del motore si trasforma per i pannelli in rotazione intorno ad un'asse orizzontale.

Tutti gli elementi sono solitamente realizzati in acciaio al carbonio galvanizzato a caldo e sono:

- I pali di sostegno infissi nel terreno
- Travi orizzontali
- Giunti di rotazione

- Elementi di collegamento tra le travi principali
- Elementi di solidarizzazione
- Elementi di supporto dei moduli
- Elementi di fissaggio.

L'interasse minimo tra le fila di trackers è pari a 9 m per ridurre il fenomeno di ombreggiamento reciproco e garantire gli spazi necessari di manovra nelle fasi di raccolta dei frutti e anche in fase di manutenzione .



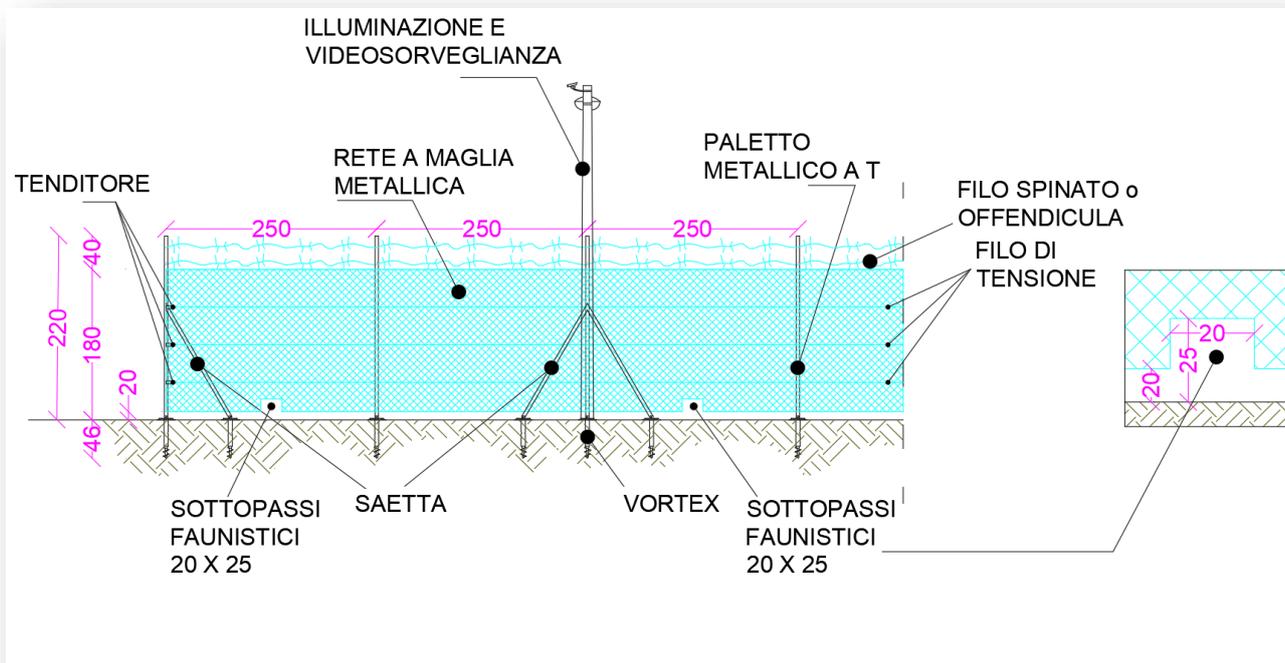
La seguente tabella riporta la distribuzione delle strutture suddivisa per tipologia di lunghezza e relativa ai diversi campi costituenti il parco fotovoltaico in progetto:

Campo	Tipo inseguitore	n.
A1	TR30	6
	TR60	21
A2	TR30	19
	TR60	73
A3	TR30	37
	TR60	66
A4	TR30	41
	TR60	33
A5	TR30	43
	TR60	25

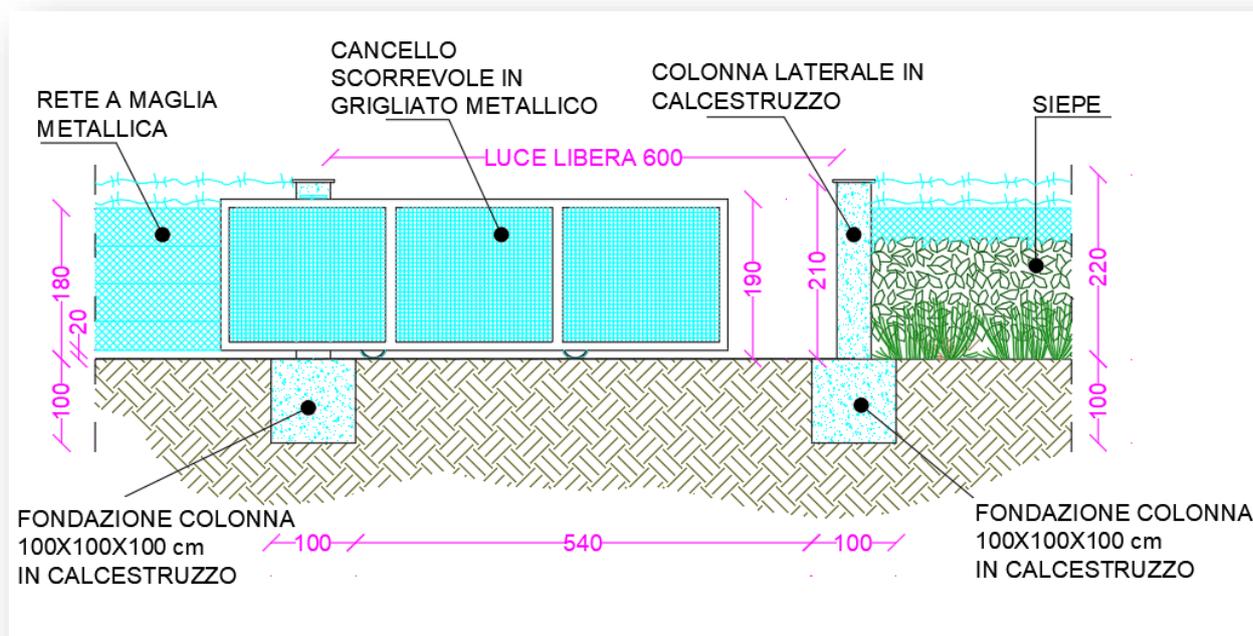
Campo	Tipo inseguitore	n.
B1	TR30	43
	TR60	138
B2	TR30	13
	TR60	147
B3	TR30	45
	TR60	135
Totale A	TR30	146
	TR60	218
Totale B	TR30	101
	TR60	420

2.3 Perimetrazione esterna

La perimetrazione verso l'esterno antintrusione sarà realizzata con rete in maglie metalliche ancorata al terreno e idonei sottopassi faunistici per non ostacolare il transito della fauna locale.



I cancelli carrabili, anch'essi in materiale metallico, saranno realizzati con idonee guide di scorrimento e saranno posati in opera idoneamente ancorati a pilastri di calcestruzzo armato.



Il campo sarà dotato di impianto di illuminazione con palo metallico dotato di testapalo ed idonea lampada atta a garantire un'uniforma illuminazione. Dal predimensionamento effettuato saranno disposti i punti luce lungo la recinzione perimetrale ad intervallo di 15 metri ed altezza palo 4 metri.

Il campo sarà inoltre dotato di impianto antintrusione combinato perimetrale con sistema tipo ad infrarossi o barriera a microonda ed antifurto per singolo modulo.

2.4 Inverter, trasformatori, quadri

L'inverter scelto è rappresentato dalla Smart String Inverter SUN 2000-215KTL-H3 HUAWEI.

SUN2000-215KTL-H3 Smart String Inverter



100A
Per MPPT



99.0%
Max. Efficiency



String-Smart
Switch



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



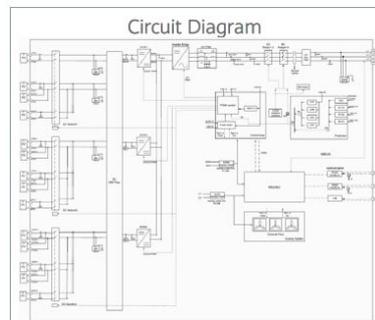
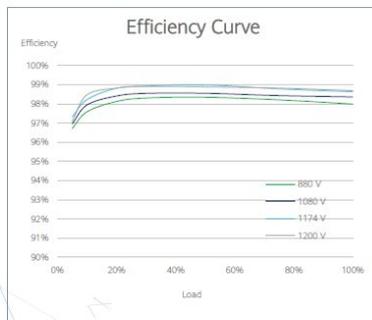
Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



SOLAR.HUAWEI.COM

Specifiche tecniche:

SUN2000-215KTL-H3
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
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)	≤86 kg (191.8 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

SOLAR.HUAWEI.COM

Ogni sottocampo sarà dotato di apposito trasformatore del tipo Smart Transformer Station STS-3000K-H1 o Smart Transformer Station STS-6000K-H1 , Eco design HUAWEI a seconda delle potenze da servire.

Dette stazioni rappresentano una soluzione compatta e pre-assemblata contenente:

- un trasformatore;
- un quadro AT;
- un pannello BT.

Vengono riportate di seguito la figura rappresentante i trasformatori e la scheda tecnica della Smart Transformer Station STS-3000K-H1 e della Smart Transformer Station STS-6000K-H1.



Scheda tecnica STS -3000K-H1

Input	
Available Inverters / PCS	SUN2000-200KTL / SUN2000-215KTL / LUNA2000-200KTL
Maximum LV AC Inputs	17
AC Power	3,400 kVA @40°C ^[1]
Rated Input Voltage	800 V
Max. Input Current at Nominal Voltage	2637.8 A
LV Main Switches	ACB (2900 A / 800 V / 3P, 1*1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 1*17 pcs)
Output	
Rated Output Voltage	30 kV
Frequency	50 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type
Tappings	± 2 x 2.5%
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)
Transformer Vector Group	Dy11
Minimum Peak Efficiency Index	99.532%
Transformer Load Losses	28.7 kW (+15%)
Transformer No-load Losses	2.2 kW (+15%)
Impedance	7.3% (0 ~ +10%) @3,400 kVA
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated
RMU Transformer Protection Modules	MV Vacuum Circuit Breaker Modules
RMU Cable Incoming / Outgoing Modules	1 or 2 Cable Modules
Auxiliary Transformer	5 kVA, Dyn11, 0.8/0.4 kV
Protection	
Transformer Monitoring & Protection	Oil level, oil temperature, oil pressure and buchholz
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54
Internal Arcing Fault Classification of STS	IAC A 20 kA 1s
LV Overvoltage Protection	Type I+II
General	
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,4.38 mm (20' HC Container)
Weight	< 15 t
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ^[2] (-13°F ~ 140°F)
Relative Humidity	0% ~ 95%
Max. Operating Altitude	1,000 m
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability
Communication	Modbus RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B
Applicable Standards	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 61439-1

Scheda tecnica STS -6000K-H1

Input					
Available Inverters	SUN2000-185KTL-H1				
AC Power	6,300 kVA @40°C / 5,400 kVA @50°C				
Max. Inverters Quantity	36				
Rated Input Voltage	800 V				
Max. Input Current at Nominal Voltage	2 * 2428 A				
LV Panel Type	ACB (2500 A / 800 V / 3P, 2*1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 2*18 pcs)				
Output					
Rated Output Voltage	20 kV	22 kV	30 kV	33 kV	34.5 kV
Frequency	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed				
Tappings	± 2 x 2.5%				
Transformer Cooling Method	ONAN				
Transformer Oil Type	Mineral Oil				
Transformer Vector Group	Dy11-y11				
Minimum Peak Efficiency Index	99.51%, in accordance with EN 50588-1				
Transformer Load Losses	≤ 49.7 kW	≤ 49.7 kW	≤ 49.7 kW	≤ 49.7 kW	≤ 41 kW
Transformer No-load Losses	≤ 4.8 kW	≤ 4.8 kW	≤ 4.8 kW	≤ 4.8 kW	≤ 5.8 kW
Impedance	7.5% (0 ~ +10%) @6300 kVA				
MV Switchgear Type	SF6 Gas Insulated, 3 Feeders				
Auxiliary Transformer	5 kVA, Dyn11, Ratio Varies according to Customization				
Protection					
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54				
Internal Arcing Fault MV Switchgear	IAC A 20 kA 1s				
LV SPD	Type II				
General					
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)				
Weight	< 23 t				
Operating Temperature Range	-25°C ~ 55°C ¹ (-13°F ~ 140°F)				
Relative Humidity	0% ~ 95%				
Max. Operating Altitude	2000 m	2000 m	2000 m	2000 m	2500 m
Applicable Standards	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 61439-1				
Features					
Auxiliary Transformer(50 kVA, Dyn11)	Optional ² , Ratio Varies according to Customization				
LV SPD (Type I+II)	Optional ²				
UPS for Monitoring (1.5kVA, 30min)	Optional ²				
Electrostatic Shields Winding	Optional ²				
IMD	Optional ²				

2.5 Opere elettriche

Le opere elettriche sono costituite da:

- *Impianto fotovoltaico*: costituito da n°8 subcampi fotovoltaici che convertono l'energia solare in energia elettrica per mezzo di moduli fotovoltaici ed inverter. Un trasformatore elevatore BT/36 kV porta la tensione al valore di trasmissione interno dell'impianto;
- *linee interrate in AT a 36 kV*: convogliano la produzione elettrica dell'impianto fotovoltaico alla Cabina di Raccolta e da questa alla Cabina di Consegna;
- *Cabina di Consegna*: raccoglie le linee in AT a 36 kV per la successiva consegna alla rete AT. In questa cabina vengono posizionati gli apparati di protezione e misura dell'energia prodotta;
- *Sistema di accumulo*: della potenza di 26 MW, con capacità di 104 MWh;
- *Cavidotto di consegna a 36 kV*: cavo di collegamento a 36 kV tra la Cabina di Consegna ed il futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN 380/150 kV "Brindisi Sud";

La rete di alta tensione a 36 kV sarà composta da n° 2 circuiti con posa completamente interrata. Il tracciato planimetrico della rete è mostrato nelle tavole allegate, precisando che nel caso di posa su strada esistente l'esatta posizione del cavidotto rispetto alla carreggiata sarà opportunamente definito in sede di sopralluogo con l'Ente gestore in funzione di tutte le esigenze dallo stesso richieste, pertanto il percorso su strada esistente indicato negli elaborati progettuali è da intendersi, relativamente alla posizione rispetto alla carreggiata, del tutto indicativo.

La rete a 36 kV sarà realizzata per mezzo di cavi unipolari del tipo ARP1H5E (o equivalente) con conduttore in alluminio. Le caratteristiche elettriche di portata e resistenza dei cavi in alluminio sono riportate nella seguente tabella (portata valutata per posa interrata a 1,2 m di profondità, temperatura del terreno di 20° C e resistività termica del terreno di 1 K m /W):

Sezione [mm ²]	Portata [A]	Resistenza [Ohm/km]
95	257	0,403
240	433	0,161
630	735	0,061

Caratteristiche elettriche cavo AT

I cavi verranno posati con una protezione meccanica (lastra o tegolo) ed un nastro segnalatore. Su terreni pubblici e su strade pubbliche la profondità di posa dovrà essere comunque non inferiore a 1,2 m previa autorizzazione della Provincia. I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata. Mantenendo valide le ipotesi di temperatura e resistività del terreno, i valori di portata indicati nel precedente paragrafo vanno moltiplicati per dei coefficienti di correzione che tengono conto della profondità di posa di progetto, del numero di cavi presenti in ciascuna trincea e della ciclicità di utilizzo dei cavi.

Dove necessario si dovrà provvedere alla posa indiretta dei cavi in tubi, condotti o cavedi. Per i condotti e i cunicoli, essendo manufatti edili resistenti non è richiesta una profondità minima di posa né una protezione meccanica supplementare. Lo stesso dicasi per i tubi 450 o 750, mentre i tubi 250 devono essere posati almeno a 0,6 m con una protezione meccanica.

In questi casi si applicheranno i seguenti coefficienti:

- lunghezza ≤ 15 m: nessun coefficiente riduttivo,
- lunghezza ≥ 15 m: 0,8 m,

Si installerà una terna per tubo che dovrà avere un diametro doppio di quello apparente della terna di cavi.

Nella stessa trincea verranno posati i cavi di energia, la fibra ottica necessaria per la comunicazione e la corda di terra.

Le terne provenienti dai trasformatori di campo verranno convogliate dapprima nella cabina di raccolta e successivamente inviate tramite uno cavidotto interrato AT ad una cabina di consegna posta nelle immediate vicinanze della futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione "Foggia-Palo del colle". La Cabina di Consegna è necessaria per raccogliere le linee a 36 kV provenienti dall'impianto fotovoltaico e permettere l'immissione dell'energia prodotta nella rete di TERNA. Nel sistema a 36 kV all'interno della Cabina di Consegna si utilizzano cavi isolati e segregati in apposite celle prefabbricate, collaudate e certificate dal Costruttore secondo procedure a norma di legge per il livello di isolamento indicato.

Le opere civili per entrambi gli edifici di controllo sono di seguito descritte.

Piattaforma

I lavori riguarderanno le intere aree degli edifici di controllo e consisteranno nell'eliminazione del mantello vegetale, scavo, riempimento e compattamento fino ad arrivare alla quota di appianamento prevista.

Fondazioni

Si realizzeranno le fondazioni necessarie alla stabilità delle apparecchiature a 36 kV.

Tav. E	Relazione tecnica impianto fotovoltaico	18 di 51
--------	---	----------

Drenaggio di acqua pluviale

Il drenaggio di acqua pluviale sarà realizzato tramite una rete di raccolta formata da tubature drenanti che canalizzeranno l'acqua attraverso un collettore verso l'esterno, orientandosi verso le cunette vicine agli edifici di controllo.

Canalizzazioni elettriche

Si costruiranno le canalizzazioni elettriche necessarie alla posa dei cavi di potenza e controllo. Queste canalizzazioni saranno formate da solchi, archetti o tubi, per i quali passeranno i cavi di controllo necessari al corretto controllo e funzionamento dei distinti elementi dell'impianto.

Edifici di Controllo

Gli edifici di controllo Cabina di Consegna e cabina di raccolta saranno composti dai seguenti vani:

- Locale quadri AT,
- Locale BT e trafo AT/BT,
- Locale Gruppo Elettrogeno,
- Locale comando e controllo,

Messa a terra

Gli edifici di controllo saranno dotati di una rete di dispersione interrata a 0,7 m di profondità.

Si conetteranno direttamente a terra i seguenti elementi, che si considerano messa a terra di servizio:

- I neutri dei trasformatori di potenza e misura
- Le prese di terra dei sezionatori di messa a terra
- Le prese di terra degli scaricatori di sovratensione
- I cavi di terra delle linee che entrano negli edifici di controllo.

Messa a terra di protezione

Tutti gli elementi metallici dell'impianto saranno connessi alla rete di terra, rispettando le prescrizioni nella CEI 99-2.

Si conetteranno a terra (protezione delle persone contro contatto indiretto) tutte le parti metalliche normalmente non sottoposte a tensione, ma che possano esserlo in conseguenza di avaria, incidenti, sovratensione o tensione indotta. Per questo motivo si conetteranno alla rete di terra:

- le carcasse di trasformatori, motori e altre macchine,
- le carpenterie degli armadi metallici (controllo e quadri AT),
- gli schermi metallici dei cavi AT,
- le tubature ed i conduttori metallici.

Nell'edificio non si metteranno a terra:

- Le porte metalliche esterne dell'edificio
- Le sbarre anti-intrusione delle finestre
- Le griglie esterne di ventilazione.

I cavi di messa a terra si fisseranno alla struttura e carcasse delle attrezzature con viti e graffe speciali di lega di rame. Si utilizzeranno saldature alluminotermiche Cadweld ad alto potere di fusione per l'unione sotterranea, per resistere alla corrosione galvanica.

2.6 Stazione Meteorologica

All'interno dei campi è inoltre prevista l'impiego di n. 1 stazione meteorologica assemblata e configurata specificatamente per il monitoraggio dell'efficienza energetica degli impianti fotovoltaici aventi i requisiti previsti dalle normative di settore (IEC9060, WMO, CEI 82-5 e IEC60904) e dotate di sistemi operativi e web-server integrati.

L'installazione tipica comprende i seguenti sensori:

- *Sensore di Temperatura e Umidità Relativa dell'Aria a norma del WTO, con schermo solare a ventilazione naturale in alluminio anodizzato.*
- *Sensore per la misura della temperatura di pannelli fotovoltaici o superfici piane a contatto adesivo. Costituito da termistore con involucro di alluminio e cavo teflonato lungo 10 metri.*
- *Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, I Classe.*
- *Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, I Classe con schermo a banda equatoriale manuale per la misura della sola componente diffusa della radiazione.*
- *Sensore Velocità Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.*
- *Sensore Direzione Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.*
- *Datalogger multicanale con sistema operativo e web-server integrato.*
- *Modulo con scheda di protezione segnali e interfaccia dotato di doppio livello di protezione segnali da sovratensioni e scariche indirette tramite scaricatori a gas e diodi speciali.*
- *Alimentazione di base 220V. Opzionalmente tramite pannello fotovoltaico*
- *Trasmissione dati di base di tipo LAN. Opzionalmente wireless, GPRS, Satellitare.*
- *Palo 5 metri autoportante in alluminio anodizzato anticorrosione composto da elementi (2m+3m), completo di supporti per 6 sensori, base di sostegno(20x20cm) e kit viterie in acciaio inox. Pesa 17kg.*
- *Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 5 metri*
- *Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 10 metri*

Grazie ai dati forniti dai piranometri e le misure dei parametri ambientali e prestazionali (temperatura, umidità, vento, temperatura superficiale pannello ed opzionalmente corrente e tensione), è possibile ottenere un costante monitoraggio dell'impianto fotovoltaico correggendo i dati in funzione della posizione del pannello solare, attraverso uno speciale algoritmo implementato nel datalogger.



2.7 Sistema di accumulo

Gli sfidanti obiettivi imposti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNEIC) e dai programmi europei in termini di sviluppo della penetrazione rinnovabile hanno fatto sì che l'Italia si trovi oggi nel pieno di una intensa Transizione Energetica. Per cogliere gli obiettivi suddetti mantenendo alta la qualità dei servizi forniti dal sistema elettrico nazionale e, in particolare, dalla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), è necessario da un lato un intenso sviluppo di impianti a Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) in regime di grid parity, e dall'altro lo sviluppo di tecnologie che abilitino una penetrazione sempre maggiore di FRNP mantenendo alta la qualità dei servizi sopracitati.

Nel PNEIC è indicato come obiettivo al 2030 la realizzazione di 6 GW di sistemi di accumulo per abilitare la Transizione Energetica: tra di essi, sebbene sia previsto che la quota maggiore sia coperta da impianti di pompaggio, un ruolo rilevante è ricoperto anche dai sistemi di accumulo elettrochimico, anche noti come Energy Storage Systems (ESS) o semplicemente batterie.

Se diverse tecnologie FRNP (PV, Wind onshore, ecc.) risultano ormai mature, con migliaia di MW installati sul territorio nazionale, al contrario le realizzazioni di batterie di grande taglia sono ancora poco diffuse, pur essendo alcune tecnologie già sviluppate ed affidabili.

Di seguito si illustra il contesto tecnologico, normativo e di mercato in cui lo storage si inserisce, per poi articolare la proposta tecnica di un sistema di storage associato ad un impianto fotovoltaico.

2.7.1 Le politiche energetiche ed il contesto normativo

Lo sviluppo delle FRNP è fortemente supportato dalle politiche energetiche dei governi, sia a livello mondiale (COP 21, accordi di Parigi), sia a livello comunitario (pacchetto Clima-Energia 2030 europeo), sia a livello nazionale (PNEIC).

L'obiettivo comune primario è la lotta ai cambiamenti climatici, che deve essere realizzata perseguendo diversi obiettivi chiave:

- decarbonizzazione, ossia riduzione di emissione di gas clima alteranti (CO₂ in primis), attraverso un progressivo abbandono delle fonti energetiche fossili;
- sviluppo delle FRNP, che deve avvenire parallelamente all'abbandono delle fonti fossili e deve essere accompagnato dallo sviluppo di nuovi modelli di sistemi energetici e reti elettriche che consentano di accogliere tale sviluppo in maniera sostenibile (generazione distribuita, smart grid, ESS, ecc.);
- riduzione dei consumi energetici attraverso l'efficientamento energetico degli usi finali dell'energia.

Come evidenziato nel secondo punto, una condizione necessaria allo sviluppo delle FRNP è che le reti elettriche e i sistemi energetici nazionali siano sufficientemente pronti a gestirne l'aleatorietà della produzione.

In Italia le FRNP hanno priorità di dispacciamento rispetto agli impianti la cui produzione è programmabile, e Terna, in qualità di Transmission System Operator (TSO), si occupa dell'approvvigionamento di risorse per garantire la stabilità della RTN tramite il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), nonché della gestione dei flussi di potenza in tempo reale.

Il MSD è lo strumento attraverso il quale vengono approvvigionate le risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema elettrico nazionale (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva, bilanciamento in tempo reale).

Sul MSD le offerte presentate dai soggetti abilitati che vengono accettate, sono remunerate al prezzo presentato (pay-as-bid). Fino al 30/05/2017, gli unici soggetti abilitati al MSD erano solamente le Unità di Produzione (UP) rilevanti (ossia di taglia superiore a 10 MW) ad esclusione di quelle non programmabili (PV,

Wind, ecc.). Tali soggetti sono obbligati a presentare in ogni sessione di mercato le offerte per i vari servizi di dispacciamento (per ulteriori approfondimenti si rimanda al Codice di Rete).

A seguito della Delibera 300/2017/R/eel dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), dal titolo "Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo" sono stati avviati i primi step per la progressiva apertura del MSD a nuovi soggetti (la domanda, la generazione distribuita, le FRNP rilevanti, ecc.), tramite una serie di progetti pilota.

Con le delibere dell'ARERA 372/2017/R/eel e 583/2017/R/eel sono poi stati rispettivamente approvati i regolamenti (predisposti da Terna) relativi ai progetti pilota che disciplinano la partecipazione al MSD delle seguenti categorie:

- Le Unità di Consumo Virtuali Abilitate (UVAC), costituite da uno o più impianti di consumo connessi alla rete aventi le seguenti caratteristiche:
 - i. "Potenza Massima di Controllo", intesa come la massima quantità di prelievo che può essere modulata in riduzione, superiore a 1 MW;
 - ii. in grado di incrementare la propria immissione (cioè, fisicamente, di modulare in riduzione il prelievo degli impianti di consumo associati alla UVAC) entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna per un valore non inferiore alla quantità minima di cui sopra, e sostenere tale riduzione per un periodo almeno pari a due ore consecutive;
 - iii. ogni impianto di consumo deve essere dotato di un sistema di misura della potenza rispondente ai requisiti individuati da Terna; Nel caso delle UVAC, è ammesso che le Unità di Consumo possano avere al loro interno anche sistemi di generazione purché questi.
- Le Unità di Produzione Virtuali Abilitate (UVAP), costituite da uno o più punti di immissione ai quali siano connessi esclusivamente impianti di produzione (attualmente esclusivamente non rilevanti), caratterizzate dai seguenti attributi:
 - i. per servizio di riserva sia nella modalità a salire che a scendere: essere in grado di aumentare o ridurre la potenza immessa di almeno 1 MW;
 - ii. per servizio di riserva solo a salire: essere in grado di aumentare la potenza immessa di almeno 1 MW;
 - iii. per servizio di riserva solo a scendere: essere in grado di ridurre la potenza immessa di almeno 1 MW;

- iv. devono essere in grado di modulare in incremento (o in decremento) l'immissione entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna e sostenere tale modulazione per un periodo almeno pari a due ore consecutive;
- v. ogni impianto di produzione deve essere dotato di un sistema di misura della potenza rispondente ai requisiti individuati da Terna.

Con la delibera 422/2018/R/eel i sopracitati progetti sono confluiti nel progetto pilota delle Unità Virtual Abilitate Miste.

A questi progetti si aggiungono anche:

- FRNP rilevanti, ossia impianti rinnovabili non programmabili di taglia superiore a 10 MW. Il regolamento è in corso di approvazione da parte dell'ARERA (383/2018/R/eel);
- Unità di Produzione Integrate, ossia UP tradizionali affiancate da sistemi di storage elettrochimico. Il regolamento deve essere presentato all'ARERA per l'approvazione, essendo chiusa la fase di consultazione con gli operatori (402/2018/R/eel);

Inoltre da dicembre 2019 risulta in consultazione, da parte di TERNA, un progetto pilota denominato "Riserva Ultrarapida" caratterizzato dalle seguenti requisiti principali

- Taglia minima a livello di aggregato almeno pari a 5 MW e taglia massima al più pari a 25 MW (l'obiettivo è di evitare eccessiva concentrazione di riserva in pochi aggregati/dispositivi e assicurare una maggiore disponibilità media delle risorse);
- Essere in grado di fornire una regolazione continua e automatica della frequenza nel rispetto dei vincoli di tempo di attivazione, durata e modalità di seguito definite e indipendentemente dal tipo di tecnologia;
- Essere in grado di fornire la risposta **entro 1 secondo** dall'evento di deviazione della frequenza (secondo le modalità definite da Terna), di regolare continuativamente il profilo di potenza richiesto per 30 secondi e di eseguire una derampa lineare fino a potenza nulla entro tempo di default di 5 minuti;
- Essere in grado di garantire una durata minima di erogazione del servizio a piena potenza pari a 15 minuti sia a salire sia a scendere.

Nonostante il progetto pilota della riserva Ultra-rapida risulti essere tecnologicamente neutro, la caratteristica del terzo punto (risposta completa del sistema entro 1 secondo) rende il progetto dedicato quasi esclusivamente ai sistemi di accumulo elettrochimico.

Tav. E	Relazione tecnica impianto fotovoltaico	24 di 51
--------	---	----------

2.7.2 Il ruolo dello storage

I sistemi di storage elettrochimico, più comunemente noti come batterie, sono in grado, se opportunamente gestiti, di essere asserviti alla fornitura di molteplici applicazioni e servizi di rete.

Uno sviluppo sostenuto degli ESS, grazie appunto ai servizi che sono in grado di erogare verso la rete, è il fattore abilitante per una penetrazione di FRNP molto spinta, che altrimenti il sistema elettrico nazionale non sarebbe in grado di accogliere in maniera sostenibile per la rete.

Una prima classificazione degli ESS (si veda anche la Figura 1) può essere fatta in base a chi eroga e/o beneficia di tali applicazioni e servizi (produttori di energia, consumatori, utility).

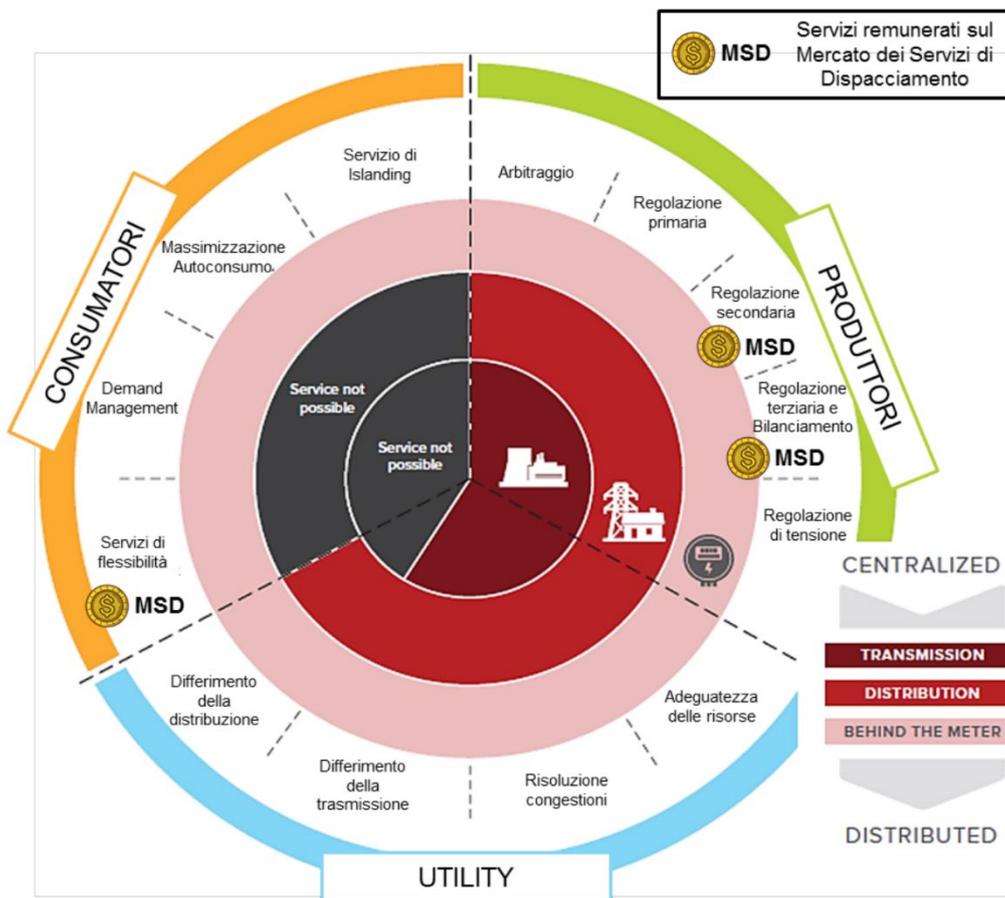


Figura 1 I diversi servizi erogabili dai sistemi Storage

Limitatamente alle applicazioni di interesse per i Produttori, vengono di seguito elencate tutte le applicazioni e i servizi di rete che possono essere erogati dalle batterie:

- Arbitraggio: differimento temporale tra produzione di energia (ad esempio da fonte rinnovabile non programmabile, FRNP) ed immissione in rete della stessa, per sfruttare in maniera conveniente la variazione del prezzo di vendita dell'energia elettrica;
- Regolazione primaria di frequenza: regolazione automatica dell'erogazione di potenza attiva effettuata in funzione del valore di frequenza misurabile sulla rete e avente l'obiettivo di mantenere in un sistema elettrico l'equilibrio tra generazione e fabbisogno;
- Regolazione secondaria di frequenza: regolazione automatica dell'erogazione di potenza attiva effettuata sulla base di un segnale di livello inviato da Terna e avente l'obiettivo di ripristinare gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma e di riportare la frequenza di rete al suo valore nominale;
- Regolazione terziaria e Bilanciamento: regolazione manuale dell'erogazione di potenza attiva effettuata a seguito di un ordine di dispacciamento impartito da Terna e avente l'obiettivo di:
 - ristabilire la disponibilità della riserva di potenza associata alla regolazione secondaria;
 - risolvere eventuali congestioni;
 - mantenere l'equilibrio tra carico e generazione.
- Regolazione di tensione: regolazione dell'erogazione di potenza reattiva in funzione del valore di tensione misurato al punto di connessione con la rete e/o in funzione di un setpoint di potenza inviato da Terna.

2.7.3 Le principali caratteristiche del progetto storage

La tecnologia delle batterie agli ioni di litio è attualmente lo stato dell'arte per efficienza, compattezza, flessibilità di utilizzo.

Un sistema di accumulo, o BESS, comprende come minimo:

- BAT: batteria di accumulatori elettrochimici, del tipo agli ioni di Litio;
- BMS: il sistema di controllo di batteria (Battery Management System);
- BPU: le protezioni di batteria (Battery Protection Unit);
- PCS: il convertitore bidirezionale caricabatterie-inverter (Power Conversion System);

- EMS: il sistema di controllo EMS (Energy management system);
- AUX: gli ausiliari (HVAC, antincendio, ecc.).

Il collegamento del BESS alla rete avviene normalmente mediante un trasformatore innalzatore BT/MT, e un quadro di parallelo dotato di protezioni di interfaccia. I principali ausiliari sono costituiti dalla ventilazione e raffreddamento degli apparati.

L'inverter e le protezioni sono regolamentati dalla norma nazionale CEI 0-16. Le batterie vengono dotate di involucri sigillati per contenere perdite di elettrolita in caso di guasti, e sono installate all'interno di container (di tipo marino modificati per l'uso come cabine elettriche).

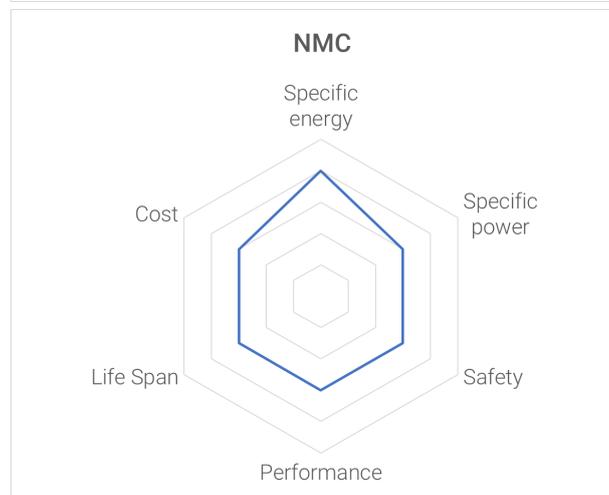
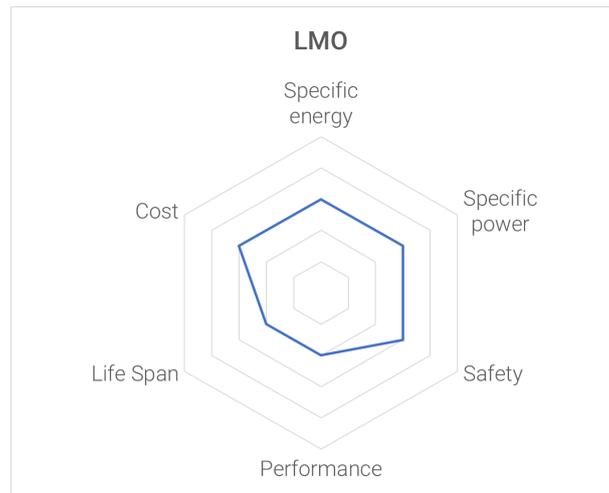
La capacità del BESS è scelta in funzione al requisito minimo per la partecipazione ai mercati del servizio di dispacciamento, che richiede il sostenimento della potenza offerta per almeno 2 ore opportunamente sovradimensionata per tener conto delle dinamiche intrinseche della tecnologia agli ioni di litio (efficienza, energia effettivamente estraibili).

2.7.3.1 Sistema Batterie

Il sistema di accumulo sarà basato sulla tecnologia agli ioni di litio, tra queste le principali tecnologie usate nell'ambito dell'energy storage sono:

- Litio Ossido di Manganese LMO
- Litio Nichel Manganese Cobalto NMC
- Litio Ferro Fosfato LFP
- Litio Nichel Cobalto Alluminio NCA
- Litio Titanato LTO

Di seguito sono illustrate le principali caratteristiche delle sopraindicate tecnologie:



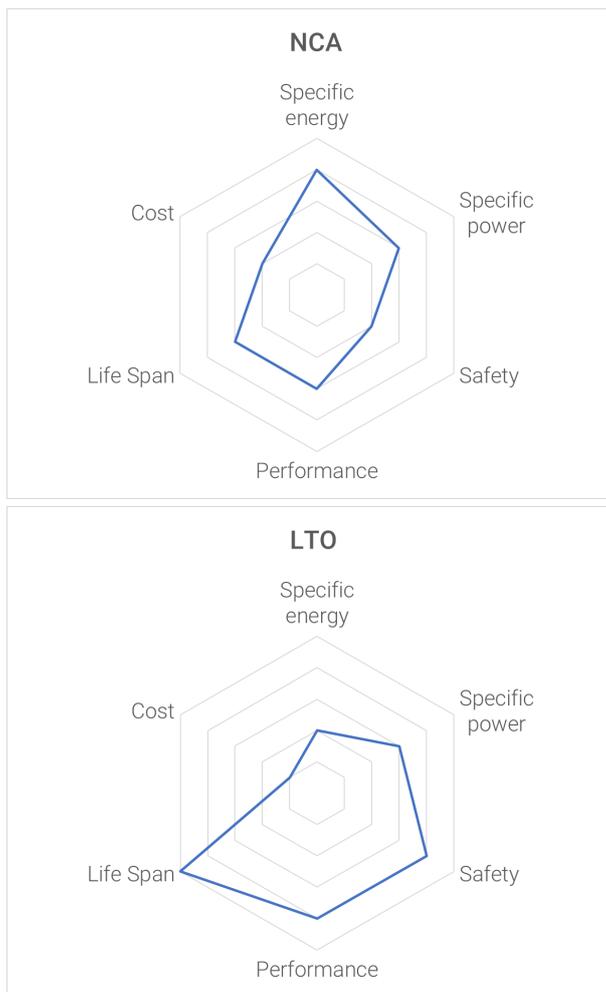


Figura 2 Caratteristiche tecnologie litio

Negli ultimi anni le due tecnologie che si stanno maggiormente affermando nell’ambito energy storage sono: Litio-Manganese-Cobalto (NMC) e Litio Ferro Fosfato (LFP), pertanto questo progetto sarà basato su queste due tecnologie.

I sistemi energy storage con tecnologia al litio sono caratterizzati da stringhe batterie (denominati batteries racks) costituite dalla serie di diversi moduli batterie, al cui interno sono disposte serie e paralleli delle celle elementari. Si riporta un esempio di cella, modulo batteria e rack batterie:



Figura 3 Esempio cella batteria



Figura 4 Esempio modulo batteria



Figura 5 Esempio rack batterie

Infine a capo dei moduli posti in serie all'interno dei rack vi è la Battery Protection Unit (BPU) responsabile della protezione dell'intero rack contro i corto circuiti, il sezionamento del rack per eseguire la manutenzione in sicurezza, e la raccolta di tutte le informazioni provenienti dai vari moduli (temperature, correnti, tensioni, stato di carica etc). Si riporta un esempio di BPU:



Figura 6 Esempio BPU

2.7.3.2 Convertitore di potenza

Dal momento che i rack batterie sono caratterizzati da grandezze elettriche continue, al fine di poter connettere tali dispositivi alla rete elettrica vi è la necessità di convertire tali grandezze continue in alternate. A tal fine il sistema di conversione solitamente utilizzato in applicazioni Energy Storage è un convertitore bidirezionale monostadio caratterizzato da un unico inverter AC/DC direttamente collegato al sistema di accumulo:



Figura 7 Schema semplificato di un convertitore monostadio

Tali convertitori possono essere installati direttamente all'interno di container oppure realizzati in appositi skid esterni, come i convertitori centralizzati utilizzati nei parchi fotovoltaici, si riportano due esempi:



Figura 8 Esempio convertitore da interno



Figura 9 Esempio convertitore da esterno

Il convertitore poi risulta essere connesso ad un trasformatore elevatore AT/BT al fine di trasportare l'energia in maniera più efficiente e solitamente vengono realizzati degli skid esterni comprensivi di PCS, trasformatore e celle di media tensione, di seguito un esempio di tale installazione:



Figura 10 Esempio skid conversione

2.7.3.3 Container

I container sono progettati per ospitare le apparecchiature elettriche, garantendo idonee segregazioni per le vie cavi (canalizzazioni e pavimento flottante), isolamento termico e separazione degli ambienti, spazi di manutenzione e accessibilità dall'esterno.

I container rispetteranno i seguenti requisiti:

- Resistenza al fuoco REI 120;
- Contenimento di qualunque fuga di gas o perdita di elettrolita dalle batterie in caso di incidente;
- segregazione delle vie cavi (canalizzazioni e pavimento flottante); adeguati spazi di manutenzione e accessibilità dall'esterno ai singoli compartimenti;
- isolamento termico in poliuretano o lana minerale a basso coefficiente di scambio termico;
- pareti di separazione tra i diversi ambienti funzionali (stanze o locali);
- porte di accesso adeguate all'inserimento / estrazione di tutte le apparecchiature (standard ISO + modifica fornitore) e alle esigenze di manutenzione;
- I locali batterie saranno climatizzati con condizionatori elettrici "HVAC". Ogni container sarà equipaggiato con minimo due unità condizionatore al fine di garantire della ridondanza;
- Particolare cura sarà posta nella sigillatura della base del container batterie. Per il locale rack batterie saranno realizzati setti sottopavimento adeguati alla formazione di un vascone di contenimento, che impedisca la dispersione di elettrolita nel caso incidentale;
- Sicurezza degli accessi: i container sono caratterizzati da elevata robustezza, tutte le porte saranno in acciaio rinforzato e dotate di dispositivi anti-intrusione a prevenire l'accesso da parte di non autorizzati.

I container batterie e inverter saranno appoggiati su una struttura in cemento armato, tipicamente costituita da una platea di fondazione appositamente dimensionata in base all'attuale normativa NTC 2018. La quota di appoggio dei container sarà posta a circa 25 cm dal piano di campagna, al fine di evitare il contatto dei container con il suolo e con l'umidità in caso di pioggia.

La superficie della piazzola di collocamento dei container sarà ricoperta con ghiaia. Si prevede che il percorso di accesso ai container (corridoio centrale tra le due file e zona perimetrale) potrà essere pavimentato con una semplice soletta in calcestruzzo tipo marciapiede.

2.7.3.5 Sistema antincendio

Sarà progettato e certificato in conformità alla regola dell'arte e normativa vigente. Il sistema, che sarà interfacciato con la centrale di allarme presente nella sala controllo del CCGT, ha il compito di valutare i segnali dei sensori di fumo/termici e:

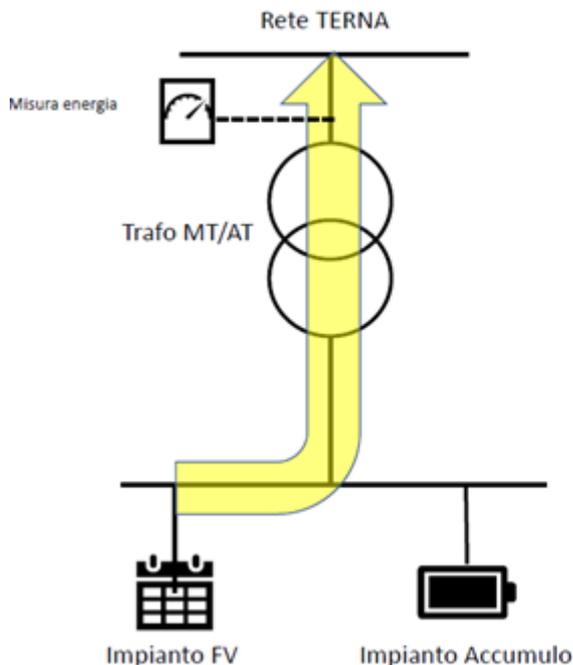
- allertare le persone in caso di pericolo;
- disattivare gli impianti tecnologici;
- attivare i sistemi fissi di spegnimento;

Le principali caratteristiche sono:

- i locali batterie saranno protetti da sistema di estinzione, attivato automaticamente dalla centrale antincendio in seguito all'intervento concomitante di almeno 2 sensori su 2;
- il fluido estinguente sarà un gas caratterizzato da limitata tossicità per le persone e massima sostenibilità ambientale, contenuto in bombole pressurizzate con azoto (tipicamente a 25 bar). Sarà di tipo fluoro-chetone 3M NOVEC 1230 o equivalente. La distribuzione è effettuata ad ugelli, e realizzerà l'estinzione entro 10 s;
- la centrale di rilevazione e automazione del sistema di estinzione e le bombole saranno installate in compartimento separato dal locale batterie, separato da setto REI 120;
- esternamente ai container saranno installati avvisatori visivi e acustici degli stati d'allarme, e sistema a chiave di esclusione dell'estinzione;
- saranno presenti pulsanti di allarme e specifiche procedure per la gestione delle eventuali situazioni di malfunzionamento in modo da escludere limitazioni alle attuali condizioni di sicurezza della centrale;
- nei locali elettrici non dotati di sistema di estinzione automatico (cabina elettrica) saranno previsti estintori a CO₂.

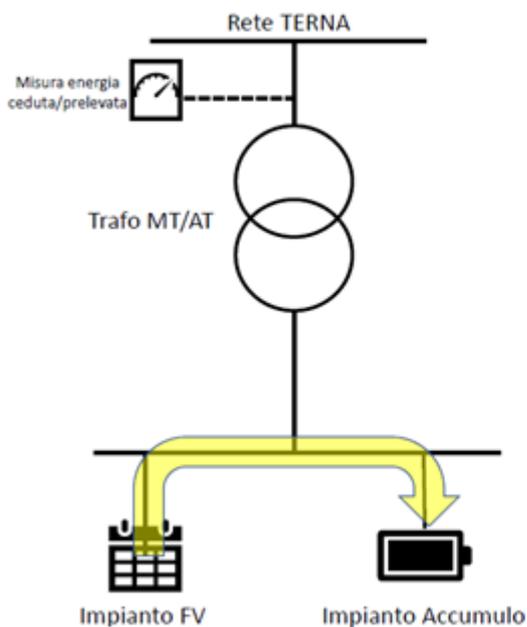
La gestione degli apparecchi che contengono gas ad effetto serra sarà conforme alle normative F-Gas vigenti.

A – PRODUZIONE DA SOLA FONTE SOLARE



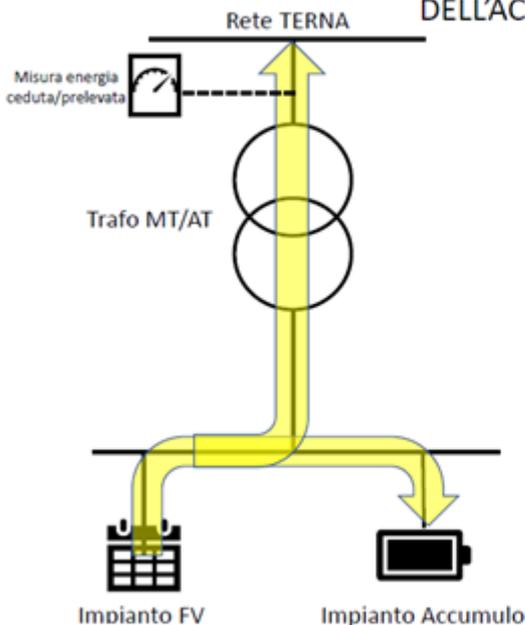
In questa modalità di esercizio, il solo impianto FV produce energia elettrica che viene ceduta alla rete TERNA per essere valorizzata sul mercato libero dell'energia e attraverso accordi con vendita dell'energia con privati (PPA)

B – RICARICA ACCUMULO DA FONTE SOLARE



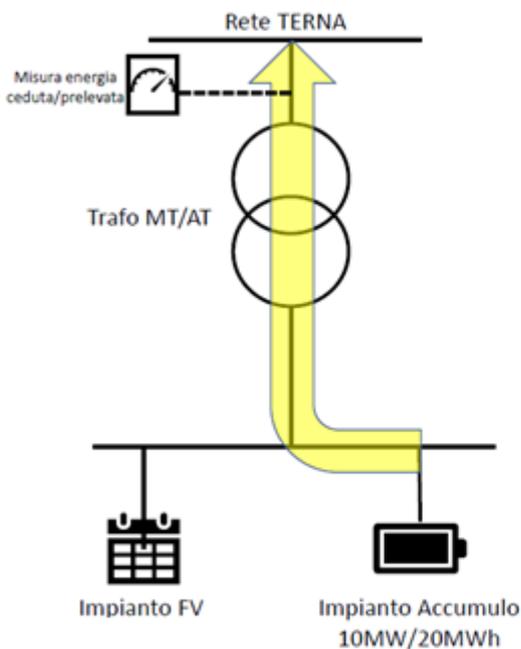
In questa modalità di esercizio, l'impianto fotovoltaico non cede l'energia prodotta da fonte solare direttamente alla rete ma la stessa viene immagazzinata nel sistema di accumulo per essere successivamente rilasciata

A/B – EROGAZIONE DI ENERGIA SOLARE IN RETE CON CONTEMPORANEA RICARICA DELL'ACCUMULO DA FONTE SOLARE



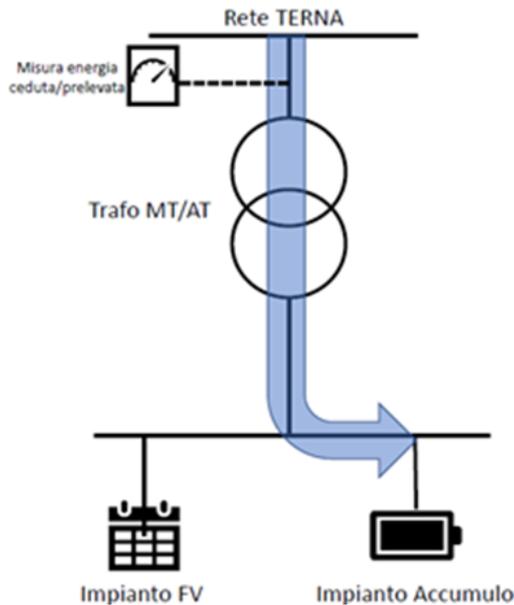
In questa modalità di esercizio, l'impianto fotovoltaico cede parte dell'energia prodotta da fonte solare direttamente alla rete e parte viene destinata alla ricarica del sistema di accumulo, per essere successivamente rilasciata

C – RILASCIO ENERGIA DA FONTE SOLARE ACCUMULATA



In questa modalità di esercizio, la batteria rilascia anche in orari differenti da quelli diurni, l'energia precedentemente immagazzinata dall'impianto fotovoltaico

D – PRELIEVO ENERGIA PER SERVIZI DI RETE

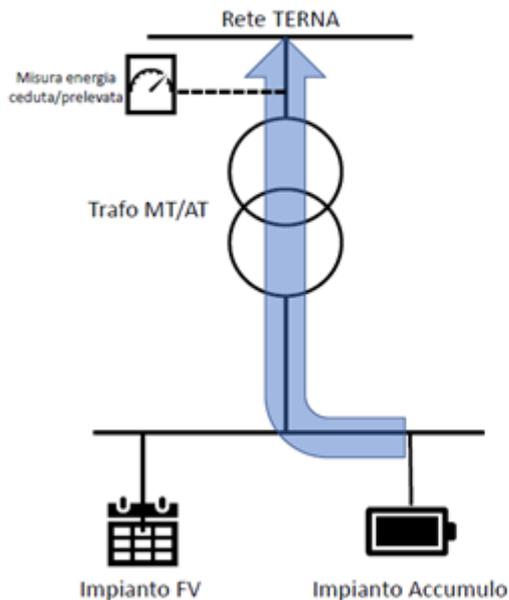


In questa modalità di esercizio, la batteria, indipendentemente dalla modalità di esercizio dell'impianto fotovoltaico, assorbe ed immette, in orari differenti, potenza dalla rete per fornire servizi di rete volti alla stabilità e bilanciamento della rete stessa, quali riserva primaria, secondaria e terziaria.

Regolazione ultra rapida di frequenza

- **Regolazione primaria di frequenza**
- **Regolazione secondaria di potenza o regolazione frequenza/potenza**
- **Regolazione terziaria di frequenza**
- **Servizio di bilanciamento**
- **Regolazione di tensione mediante scambio di potenza reattiva**
- **Risoluzione delle congestioni/riduzione impatto MPE**

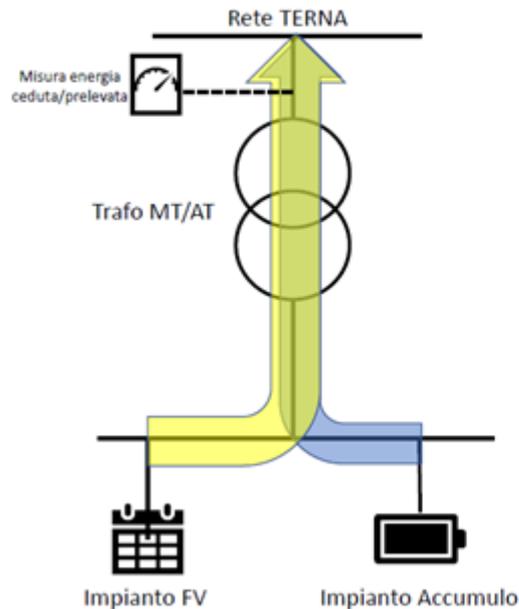
E – RILASCIO ENERGIA PER SERVIZI DI RETE



In questa modalità di esercizio, la batteria, indipendentemente dalla modalità di esercizio dell'impianto fotovoltaico, immette potenza in rete al fine di fornire i seguenti servizi quali:

- **Regolazione ultra rapida di frequenza**
- **Regolazione primaria di frequenza**
- **Regolazione secondaria di potenza o regolazione frequenza/potenza**
- **Regolazione terziaria di frequenza**
- **Servizio di bilanciamento**
- **Regolazione di tensione mediante scambio di potenza reattiva**
- **Risoluzione delle congestioni/riduzione impatto MPE**

F – SERVIZI DI RETE CON PRODUZIONE IMPIANTO FV



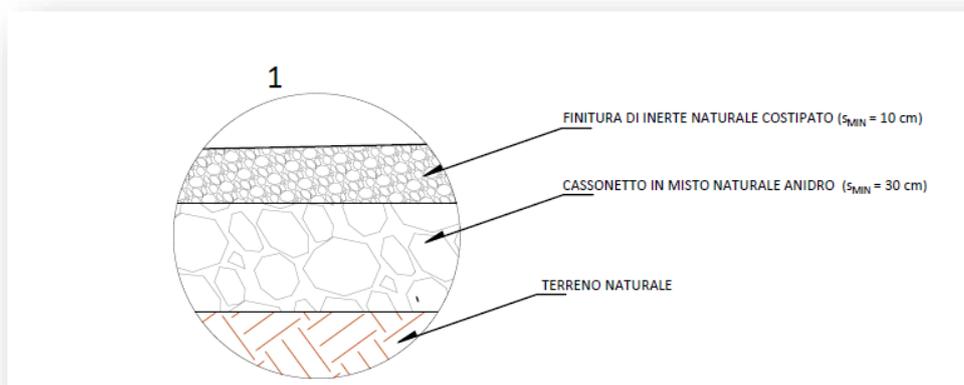
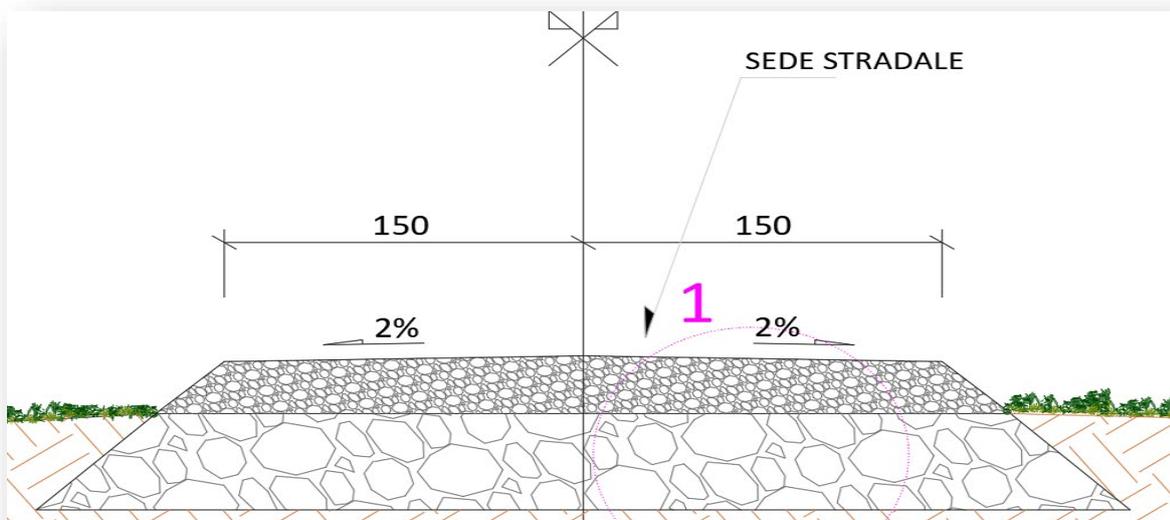
In questa modalità di esercizio, la batteria rilascia energia alla rete per fornire i servizi di rete (vedi modalità di funzionamento E) e l'impianto FV produce energia. La potenza totale immessa in rete, in ipotesi può essere la somma delle potenze massime dei due impianti.

2.8 Viabilità interna

La viabilità interna al parco fotovoltaico è progettata per garantire il transito di automezzi sia in fase di costruzione che di esercizio dell'impianto.

Le nuove strade, realizzate in misto granulometrico stabilizzato al fine di escludere impermeabilizzazione delle aree e quindi garantire la permeabilità della sede stradale, avranno le larghezze della carreggiata carrabile minima di 3,00 m con livelletta che segue il naturale andamento del terreno senza quindi generare scarpate di scavo o rilevato.

Il pacchetto stradale dei nuovi tratti di viabilità sarà composto da uno strato di idoneo spaccato granulometrico proveniente da rocce o ghiaia, posato con idoneo spessore, mediamente pari a 30 cm, realizzato mediante spaccato 0/50 idoneamente compattato, previa preparazione del sottofondo mediante rullatura e compattazione dello strato di coltre naturale.



2.9 Tempi, modalità e costi di realizzazione e dismissione

In merito ai tempi, alle modalità ed ai costi di realizzazione e dismissione dell'impianto si rimanda agli specifici elaborati allegati al presente progetto definitivo. La seguente tabella riporta un quadro riassuntivo:

<i>Tempi stimati per progettazione esecutiva, la realizzazione e la messa in esercizio dell'impianto (come da cronoprogramma)</i>	11 mesi
<i>Costo stimato di realizzazione dell'impianto (come da quadro economico)</i>	€ 28.754.487,33
<i>Tempi stimati per la dismissione dell'impianto (come da cronoprogramma piano di dismissione)</i>	7 mesi

Costo stimato di dismissione dell'impianto (come da computo metrico opere di dismissione)

€ 737.168,09

3. Dimensionamento dell'impianto

3.1 Sito di installazione

Il sito di installazione è ubicato in agro del comune di Brindisi (BR) in un'area prevalentemente pianeggiante raggiungibile dalla rete viaria esistente. Detto terreno, suddiviso in due aree recintate, sviluppa una superficie catastale di Ha **55.78.95**.

3.2 Potenza totale

La potenza nominale dell'Impianto FV complessivo sarà pari a **30,15540 MWp**, costituiti da n. 8 sottocampi fotovoltaici collegati tra loro tramite cavidotti interrati in alta tensione.

3.3 Dati di irraggiamento

L'intensità della radiazione solare può essere misurata direttamente sul terreno (almeno con intervalli di registrazione oraria) mediante sensori specifici, di qualità elevata, calibrati e puliti regolarmente. Per ottenere una popolazione di dati adeguata andrebbero eseguite misurazioni per almeno 10 anni continuativi.

In realtà, il numero di misure di radiazione a terra che soddisfano tutti questi criteri è relativamente basso e le stazioni sono spesso distanti tra loro, per questi motivi è diventato sempre più comune utilizzare i dati satellitari per stimare la radiazione solare in arrivo sulla superficie terrestre.

Principalmente questi metodi utilizzano i dati dei satelliti meteorologici geostazionari. I vantaggi dell'utilizzo di tali dati sono:

- disponibilità dei dati in tutta l'area coperta dalle immagini satellitari;
- disponibilità delle serie storiche di almeno 30 anni.

Lo svantaggio dell'uso dei dati satellitari è che la radiazione solare a livello del suolo deve essere calcolata utilizzando un numero di algoritmi matematici piuttosto complicati che utilizzano non solo dati satellitari ma anche dati sul vapore acqueo atmosferico, aerosol (polvere, particelle) e ozono. Alcune condizioni possono far perdere precisione ai calcoli, ad esempio:

- neve che può essere scambiata per nuvole
- tempeste di polvere che possono essere difficili da rilevare nelle immagini satellitari

I satelliti geostazionari hanno anche la limitazione che non coprono le aree polari. Tuttavia, la precisione dei dati delle radiazioni solari satellitari è ora generalmente molto buona.

Un'altra fonte di stime della radiazione solare è fornita da Climate Reanalysis Data. I dati di rianalisi sono calcolati utilizzando modelli di previsioni meteorologiche numeriche, rieseguendo i modelli per il passato e apportando correzioni utilizzando le misurazioni meteorologiche note. L'output dei modelli è un gran numero di quantità meteorologiche, che spesso includono l'irradiazione solare a livello del suolo. Molti di questi set di dati hanno una copertura globale, comprese le aree polari dove i metodi satellitari non hanno dati. Gli svantaggi di questi insiemi di dati sono che essi hanno per lo più una bassa risoluzione spaziale (un valore ogni 30 km o più) e che l'accuratezza dei valori della radiazione solare in genere non è buona come quella dei dati della radiazione solare satellitare nelle aree coperte da entrambi i tipi di set di dati.

I metodi usati per calcolare la radiazione solare da satellite sono stati descritti in numerosi documenti scientifici (Mueller et al., 2009 , Mueller et al., 2012 , Gracia Amillo et al., 2014). Il primo passo nel calcolo è usare le immagini satellitari per stimare l'influenza delle nuvole sulla radiazione solare. Le nuvole tendono a riflettere la luce solare in arrivo, in modo che meno radiazioni arrivino a terra.

La riflettività delle nuvole viene calcolata osservando lo stesso pixel dell'immagine satellitare alla stessa ora ogni giorno di un mese. Il metodo presume quindi che il pixel più scuro del mese sia quello che corrisponde al cielo sereno (senza nuvole). Per tutti gli altri giorni, la riflettività della nuvola viene quindi calcolata relativamente al giorno di cielo sereno. Questo è fatto per tutte le ore del giorno. In questo modo è possibile calcolare *un'albedo nuvola efficace* .

In una seconda fase il metodo calcola la radiazione solare in condizioni di cielo sereno usando la teoria del trasferimento radiativo nell'atmosfera insieme con i dati su quanti aerosol (polvere, particelle, ecc.) Ci sono nell'atmosfera e concentrazione di vapore acqueo e ozono, entrambi i quali tendono ad assorbire radiazioni

a particolari lunghezze d'onda. La radiazione totale viene quindi calcolata dalla nube albedo e dall'irradiazione del cielo chiaro.

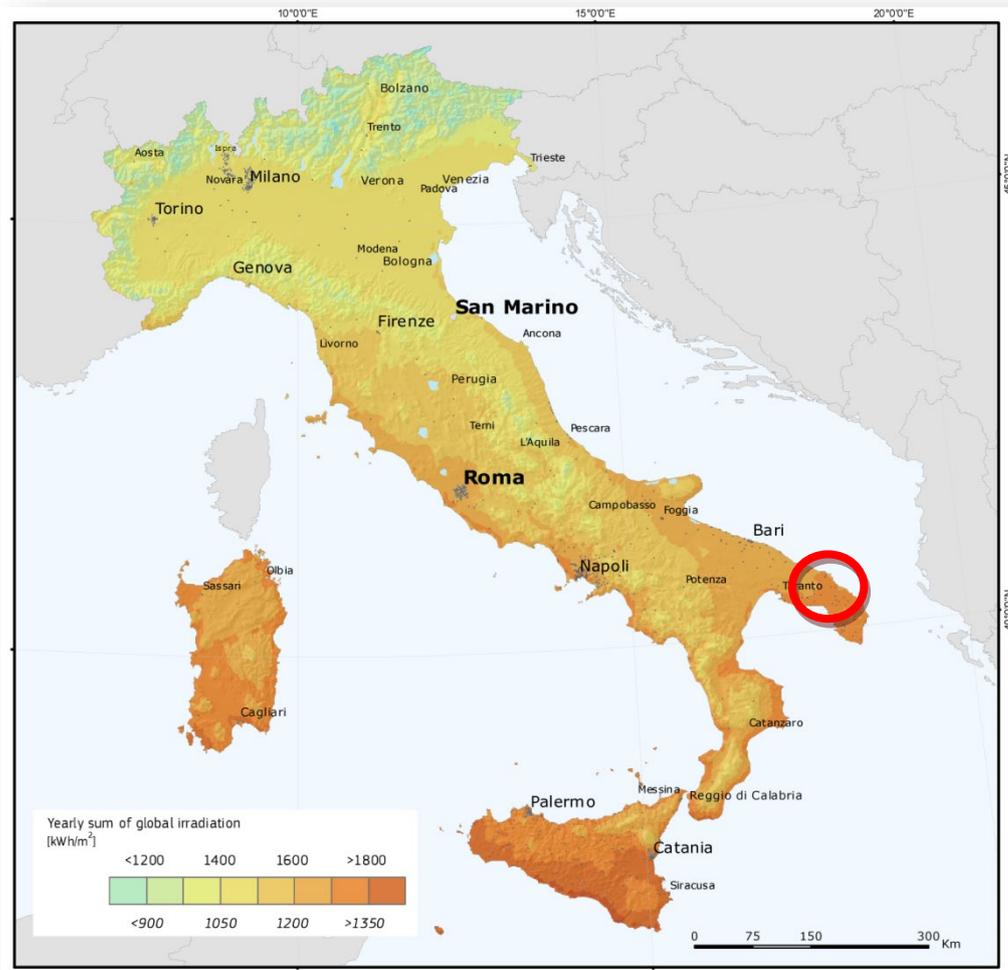
Un elemento determinante per la stima è rappresentato dalle ombre portate dalla conformazione del terreno. Infatti, in presenza di colline o montagne ci possono essere momenti in cui la posizione del sole è tale per cui la radiazione sarà ridotta rispetto a quella proveniente dal cielo o dalle nuvole. Questo elemento è esaminato mediante il diagramma dell'orizzonte che rappresenta appunto il percorso solare correlato alla presenza di ostacoli che generano ombreggiamenti.

Stimato il valore di irradiazione globale e del fascio su un piano orizzontale è necessario determinare i valori di irradianza sui moduli fotovoltaici inclinati con un determinato angolo (fisso o a sistemi di tracciamento) rispetto all'orizzontale.

Pertanto, i valori di irradianza rilevati dal satellite non sono rappresentativi della radiazione solare disponibile sulla superficie del modulo e diventa necessario stimare l'irradiazione nel piano.

Esistono diversi modelli nella bibliografia scientifica che utilizzano come dati di input i valori di irraggiamento sul piano orizzontale delle componenti di irradiazione globale e diffusa e / o del fascio, per stimare i valori del fascio e dei componenti diffusi su superfici inclinate. La somma di questi è l'irradiazione globale nel piano su una superficie inclinata.

L'irradiazione del raggio proviene direttamente dal disco solare, quindi il valore su una superficie inclinata può essere facilmente calcolato dal valore sul piano orizzontale semplicemente conoscendo la posizione del sole nel cielo e l'inclinazione e l'orientamento della superficie inclinata. Al contrario, la stima del componente diffuso su superfici inclinate non è così semplice, poiché è stata dispersa dai componenti dell'atmosfera e come risultato può essere descritta come proveniente dall'intera cupola del cielo.



Di seguito si riporta il tabulato di elaborazione restituito dal software PVSYS finalizzato alla stima della producibilità specifica dell'impianto fotovoltaico in progetto.

In relazione ai dati di input inseriti, delle perdite considerate ed a seguito dell'analisi svolta, si è stimata una producibilità specifica dell'impianto fotovoltaico pari a **1.733 kWh/kWp anno**.

La tabella che segue riporta i risultati parziali ottenuti dall'analisi per ogni sottocampo di simulazione.

Campo	Sottocampo	Tipo	n. elementi	n. moduli	potenza DC (kWp)	n. stringhe	n. inverter	Potenza AC (kWp)	TRAFO	DC/AC	MWh/anno
A	A1	TR30	6	180	950.40	48	4	800.00	3,000.00	1.19	1,647.04
A	A1	TR60	21	1,260							
A	A2	TR30	19	570	3,267.00	165	13	2,600.00	3,000.00	1.26	5,661.71
A	A2	TR60	73	4,380							
A	A3	TR30	37	1,110	3,346.20	169	14	2,800.00	3,000.00	1.20	5,798.96
A	A3	TR60	66	3,960							
A	A4	TR30	41	1,230	2,118.60	107	9	1,800.00	3,000.00	1.18	3,671.53
A	A4	TR60	33	1,980							
A	A5	TR30	43	1,290	1,841.40	93	8	1,600.00	3,000.00	1.15	3,191.15
A	A5	TR60	25	1,500							
Totale campo A			364	17,460	11,523.60	582	48	9,600.00	15,000.00	1.20	19,970.40
B	B1	TR30	43	1,290	6,316.20	319	27	5,400.00	6,000.00	1.17	10,945.97
B	B1	TR60	138	8,280							
B	B2	TR30	13	390	6,078.60	307	26	5,200.00	6,000.00	1.17	10,534.21
B	B2	TR60	147	8,820							
B	B3	TR30	45	1,350	6,237.00	315	27	5,400.00	6,000.00	1.16	10,808.72
B	B3	TR60	135	8,100							
Totale campo B			160	28,230	18,631.80	941	80	16,000.00	18,000.00	1.16	32,288.91
TOTALE IMPIANTO			524.00	45,690.00	30,155.40	1,523	128	25,600.00	33,000.00	1.18	52,259.31

Tav. E	Relazione tecnica impianto fotovoltaico	45 di 51
--------	---	----------

3.4 Sistema di orientamento

Sistema di orientamento mobile ad inseguimento solare monoassiale di rollio (rotazione intorno all'asse nord-sud) con rotazione intorno all'asse nord-sud.

3.5 Previsione di produzione energetica

Dai dati riportati in allegato la produzione di energia elettrica stimata al netto delle perdite è quantificata in **52.259,31 MWh/anno**.

4. Analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto comporterà delle ricadute positive sul contesto occupazionale locale. Infatti, sia per le operazioni di cantiere che per quelle di manutenzione e gestione delle varie parti di impianto, è previsto di utilizzare in larga parte, compatibilmente con la reperibilità delle professionalità necessarie, risorse locali. In particolare, per la fase di cantiere si stima di utilizzare, compatibilmente con il quadro economico di progetto, per le varie lavorazioni le seguenti categorie professionali:

- lavori di preparazione del terreno e movimento terra: ruspisti, camionisti, gruisti, topografi, ingegneri/architetti/geometri;
- lavori civili (strade, recinzione, cabine): operai generici, operai specializzati, camionisti, carpentieri, saldatori;
- lavori elettrici (cavidotti, quadri, cablaggi, rete di terra, cabine): elettricisti, operai specializzati, camionisti, ingegneri; montaggio supporti pannelli: topografi, ingegneri, operai specializzati, saldatori;
- opere a verde: vivaisti, agronomi, operai generici. Anche l'approvvigionamento dei materiali ad esclusione delle apparecchiature complesse, quali pannelli, inverter e trasformatori, verrà effettuato per quanto possibile nel bacino commerciale locale dell'area di progetto.

È evidente che altri riflessi economici e ricadute positive per il territorio si avranno in conseguenza dell'apertura dei cantieri e per le attività collaterali ed indotte dai cospicui investimenti messi in atto dall'iniziativa (approvvigionamento materiali, servizi di ristorazione, ecc.).

Successivamente, durante il periodo di normale esercizio dell'impianto, verranno utilizzate maestranze per la manutenzione, la gestione/supervisione dell'impianto, nonché ovviamente per la sorveglianza dello stesso.

Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione/supervisione tecnica e di sorveglianza. Altre figure verranno impiegate occasionalmente a chiamata al momento del bisogno, ovvero quando si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell'impianto.

La tipologia di figure professionali richieste in questa fase sono, oltre ai tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e opagricoli/giardinieri per la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde ecc.).

In aggiunta ai dati riportati nella documentazione progettuale presentata, si riportano di seguito alcune valutazioni e dati circa il beneficio occupazionale a regime dell'impianto una volta realizzato.

Un recente studio realizzato dal dipartimento di ingegneria elettrica dell'Università di Padova, denominato "Il valore dell'energia fotovoltaica in Italia", basandosi su dati e studi effettuati per altri paesi europei (Germania in particolare), ha realizzato un'analisi generale dell'impatto dell'installazione del fotovoltaico sull'occupazione, identificando un indice da associare alla potenza fotovoltaica installata.

Tenendo conto di un tasso di crescita annua dell'installato pari a +15,6% (inferiore a quello di altri Paesi ma ritenuto attendibile per l'Italia) lo studio ha stimato in 35 posti di lavoro per MW installato la ricaduta occupazionale in fase di realizzazione dell'investimento (naturalmente ripartiti su tutta la filiera), ed in 1 posto di lavoro ogni 2 MW installati la ricaduta per l'intera durata della vita degli impianti.

Le valutazioni in merito svolte dalla società proponente si dimostrano più cautelative almeno per quanto riguarda le unità lavorative dell'impianto in esercizio. Nella fase di esercizio dell'impianto fotovoltaico si prevedono a regime almeno 14 occupati a tempo indeterminato di cui 10 destinati alla manutenzione e 4 per la sorveglianza dell'impianto

Il fotovoltaico è caratterizzato, così come le altre tecnologie che utilizzano fonti rinnovabili, da elevati costi di investimento in rapporto ai ridotti costi di gestione e di manutenzione. A parità di costo dell'energia prodotta, tale specificità può avere il vantaggio di essere trasformata in occupazione in quanto

si viene a sostituire valore aggiunto al combustibile utilizzato negli impianti che usano fonti combustibili convenzionali.

5. Elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta ed assensi comunque denominati, già acquisiti o da acquisire ai fini della realizzazione e dell'esercizio dell'opera o intervento

Nel prospetto che segue viene riportato l'elenco, comunque non esaustivo, degli Enti competenti per il rilascio dei pareri e nulla osta:

N	Ente	Indirizzo	PEC	Città
1	Comune di Brindisi	Piazza Matteotti, 1 72100 - Brindisi (BR)	ufficioprotocollo@pec.comune.brindisi.it	Brindisi (BR)
2	Area Politiche per lo Sviluppo, il Lavoro e l'Innovazione - Servizio Energia, Reti e Infrastrutture materiali per lo sviluppo	Corso Sonnino, 177 70121, Bari (BA)	servizio.energieinnovabili@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)
3	Area Politiche per la mobilità e qualità urbana - Servizio Assetto del Territorio, Ufficio Paesaggio	Via G. Gentile 70100, Bari (BA)	servizio.assettoterritorio@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)
4	Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana - Servizio Ecologia Ufficio Programmazione, politiche energetiche, VIA e VAS	Via G. Gentile 70100, Bari (BA)	servizio.ecologia@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)
5	Area Politiche per l'Ambiente le Reti e la Qualità Urbana, Servizio tutela delle acque	Via G. Gentile 70100, Bari (BA)	servizio.tutelacque@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)
6	Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana - Ufficio Espropri	Via delle Magnolie 6,8 70026, Modugno (BA)	ufficioespropri.regionepuglia@pec.rupar.puglia.it	Modugno (BA)
7	Area Politiche per la riqualificazione, la tutela e la sicurezza ambientale e per l'attuazione delle opere pubbliche - Servizio LL.PP.	Lungomare Nazario Sauro, 70100 – Bari (BA)	quiregione@regione.puglia.it	Bari (BA)

N	Ente	Indirizzo	PEC	Città
8	Area Politiche per lo sviluppo economico, lavoro e innovazione - Servizio Attività Economiche Consumatori, Ufficio controllo e gestione del P.R.A.E.	Via G. Gentile 70100, Bari (BA)	attivitaestrattive@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)
9	Dipartimento agricoltura, sviluppo rurale ed ambientale - Sezione Foreste, servizio territoriale Bari	Lungomare Nazario Sauro, 70100 – Bari (BA)	coordinamentoserviziterritoriali@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)
10	Provincia di Brindisi	Via De Leo, 3 – 72100 Brindisi (BR)	provincia@pec.provincia.brindisi.it	Brindisi (BR)
11	Ministero per i Beni e le Attività Culturali - Direzione Regionale	Strada dei Dottula - Isolato 49 70122, Bari (BA)	mbac-dr-pug@mailcert.beniculturali.it	Bari (BA)
12	Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio per la città Metropolitana	Via Antonio Galateo, 2 73100 Lecce (LE)	mbac-sabap-br-le@mailcert.beniculturali.it	Lecce (LE)
13	Ministero Sviluppo Economico -Dipartimento per le Comunicazioni - Ispettorato Territoriale Puglia -Basilicata	Via Amendola, 116 70125, Bari (BA)	dgat.div03.isppbm@pec.mise.gov.it	Bari (BA)
14	Ministero dello Sviluppo Economico - Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie - UNMIG - Ufficio 14	P.zza Giovanni Bovio, 22 80133, Napoli (NA)	dgsunmig.div04@pec.mise.gov.it	Napoli (NA)
15	Comando VV.F. Brindisi	Via Nicola Brandi, 72100 Brindisi (BR)	com.brindisi@cert.vigilfuoco.it	Brindisi (BR)
16	Aeronautica Militare - Comando III Regione Aerea Reparto Territorio e Patrimonio - Ufficio Servitù Militari	Lungomare Nazario Sauro, 39 70121, Bari (BA)	aeroscuoleaeroregione3@postacert.difesa.it	Bari (BA)
17	Marina Militare Comando in Capo del Dipartimento Militare Marittimo dello Jonio e del Canale d'Otranto-Comando Militare Esercito Puglia	Via Acton, s.n. 74121, Taranto (TA)	maridipart.taranto@postcert.difesa.it	Taranto (TA)
18	Comando Militare Esercito "Puglia" (CRFC)	Piazza Luigi di Savoia, 4 70121, Bari (BA)	cme_puglia@postacert.difesa.it	Bari (BA)
19	Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale Sede Puglia	Str. Prov. per Casamassima km 3 - 70010, Valenzano (BA)	segreteria@pec.adb.puglia.it	Valenzano (BA)
20	ENAC - Direzione Operazioni SUD c/o Blocco Tecnico ENAV -	Viale Fulco Ruffo di Calabria - Aeroporto di Napoli Capodichino	protocollo@pec.enac.gov.it	Napoli (NA)

N	Ente	Indirizzo	PEC	Città
	CAAV Napoli	70144, Napoli (NA)		
21	ENAV S.p.A.	Via Salaria, 716 00138, Roma (RM)	protocollogenerale@pec.enav.it	Roma (RM)
22	Area Politiche per l'Ambiente le Reti e la Qualità Urbana, Servizio tutela delle acque	Via delle Magnolie 6 70026, Modugno (BA)	servizio.tutelacque@pec.rupar.puglia.it	Modugno (BA)
23	Area Politiche per l'Ambiente le Reti e la Qualità Urbana, Servizio Urbanistica	Via delle Magnolie 6 70026, Modugno (BA)	serviziurbanistica.regione@pec.rupar.puglia.it	Modugno (BA)
24	SNAM RETE GAS - Distretto Sud-Orientale	Via G. Amendola, 162.1 70126, Bari (BA)	distrettosor@pec.snamretegas.it	Bari (BA)
25	TERNA Spa c/o TERNA RETE ITALIA Spa	Viale Egidio Galbani, 70 00156, Roma (RM)	info@pec.terna.it ternareteitaliaspa@pec.terna.it	Roma (RM)
26	ASL Brindisi	Via Napoli 8, 72100 Brindisi (BR)	protocollo@asl.brindisi.it	Brindisi (BR)
27	Centro Informazioni Geotopografiche Aeronautiche (CIGA)	Aeroporto "M. De Bernardi", via di Pratica di Mare, 45 00040, Pomezia (RM)	aerogeo@postacert.difesa.it	Pomezia (RM)
28	Agenzia delle Dogane di Brindisi	Viale Regina Margherita, 3 - 72100 Brindisi (BR)	dogane.brindisi@pec.adm.gov.it	Brindisi (BR)
29	ANAS s.p.a.	Viale Luigi Einaudi, 15 70125 - Bari (BA)	servizioclienti@postacert.stradeanas.it	Bari (BA)
30	Acquedotto Pugliese S.p.A.	Via Cognetti, 36 70121, Bari (BA)	acquedotto.pugliese@pec.aqp.it	Bari (BA)
31	ARPA Puglia-Direzione Generale	Corso Trieste, 27 70126 Bari (BA)	dir.generale.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it	Bari (BA)

Tabella 1 – Elenco degli enti comunque coinvolti nel procedimento

6. Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini

In riferimento all'individuazione e classificazione del volume da proteggere, in accordo alle norme CEI 81-10 1/2/3/4 e CEI 82-4, il generatore fotovoltaico viene protetto contro gli effetti prodotti da sovratensioni

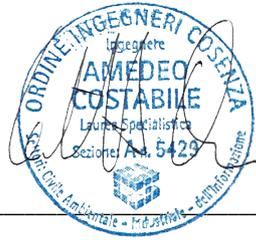
Tav. E	Relazione tecnica impianto fotovoltaico	50 di 51
--------	---	----------

indotte a seguito di scariche atmosferiche utilizzando scaricatori del tipo SPD di classe II sul lato DC da posizionare dentro i quadri di campo.

I progettisti



(dott. ing. Giovanni Guzzo Foliaro)



(dott. ing. Amedeo Costabile)



(dott. ing. Francesco Meringolo)

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: PUG.21-Boccardi

Variant: Pitch 9m

Tracking system with backtracking

System power: 30.16 MWp

Tuturano - Italia

Author

New Developments srls (Italy)



Project: PUG.21-Boccardi

Variant: Pitch 9m

PVsyst V7.2.19

VCO, Simulation date:
21/09/22 13:12
with v7.2.19

New Developments srls (Italy)

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Tuturano	Latitude 40.52 °N	Albedo 0.20
Italia	Longitude 17.95 °E	
	Altitude 53 m	
	Time zone UTC+1	
Meteo data		
Tuturano		
PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	Tracking system with backtracking		Near Shadings
PV Field Orientation		Tracking algorithm	Linear shadings
Orientation		Astronomic calculation	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated	
Axis azimuth 0 °			
System information		Inverters	
PV Array		Nb. of units	128 units
Nb. of modules	45690 units	Pnom total	25.60 MWac
Pnom total	30.16 MWp	Pnom ratio	1.178
User's needs			
Unlimited load (grid)			

Results summary

Produced Energy	52.25 GWh/year	Specific production	1733 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.87 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation		Tracking algorithm	Backtracking array
Orientation		Astronomic calculation	Nb. of trackers 884 units
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated	Sizes
Axis azimuth 0°			Tracker Spacing 9.00 m
			Collector width 4.92 m
			Ground Cov. Ratio (GCR) 54.6 %
			Phi min / max. +/- 30.0°
			Backtracking strategy
			Phi limits +/- 79.9°
			Backtracking pitch 9.00 m
			Backtracking width 4.92 m
Models used		Near Shadings	User's needs
Transposition Perez		Linear shadings	Unlimited load (grid)
Diffuse Imported			
Circumsolar separate			
Horizon			
Free Horizon			

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar Co., Ltd.	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7N-660MB-AG 1500V	Model	SUN2000-215KTL-H3
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	660 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	45690 units	Number of inverters	128 units
Nominal (STC)	30.16 MWp	Total power	25600 kWac
Modules	1523 Strings x 30 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>33°C)	215 kWac
Pmpp	27.70 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.18
U mpp	1027 V		
I mpp	26968 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	30155 kWp	Total power	25600 kWac
Total	45690 modules	Number of inverters	128 units
Module area	141929 m²	Pnom ratio	1.18

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.63 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC
		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 %

**PVsyst V7.2.19**

VCO, Simulation date:

21/09/22 13:12

with v7.2.19

New Developments srls (Italy)

Array losses**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): User defined profile

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	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

System losses**Unavailability of the system**

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

Auxiliaries loss

Night aux. cons. 3 W

AC wiring losses**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 1.07 % at STC

Inverter: SUN2000-215KTL-H3

Wire section (128 Inv.) Copper 128 x 3 x 95 mm²
Average wires length 150 m

MV line up to Injection

MV Voltage 36 kV
Wires Alu 3 x 700 mm²
Length 17200 m
Loss Fraction 1.77 % at STC

AC losses in transformers**MV transfo**

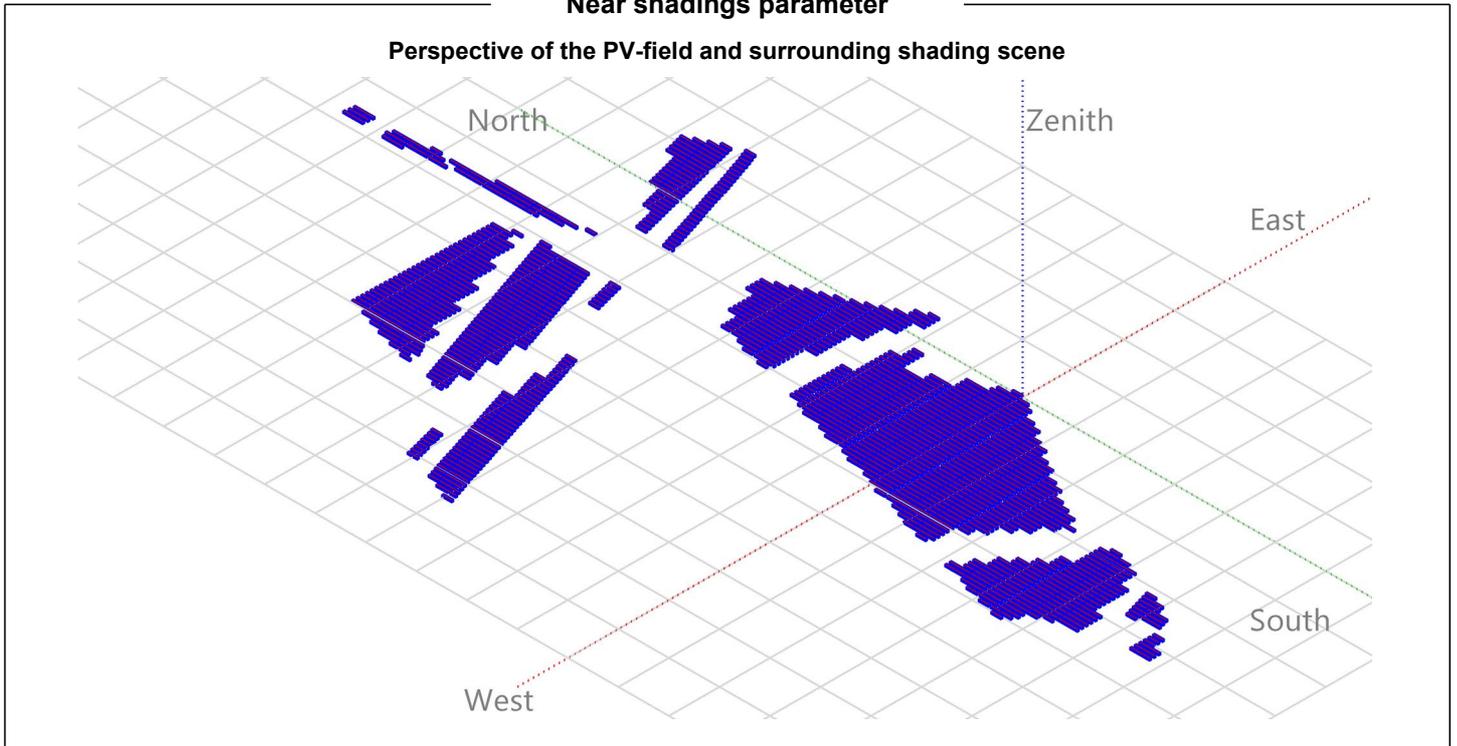
Grid voltage 36 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC 29603 kVA
Iron loss (24/24 Connexion) 25.60 kW
Loss Fraction 0.09 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.25 mΩ
Loss Fraction 1.16 % at STC

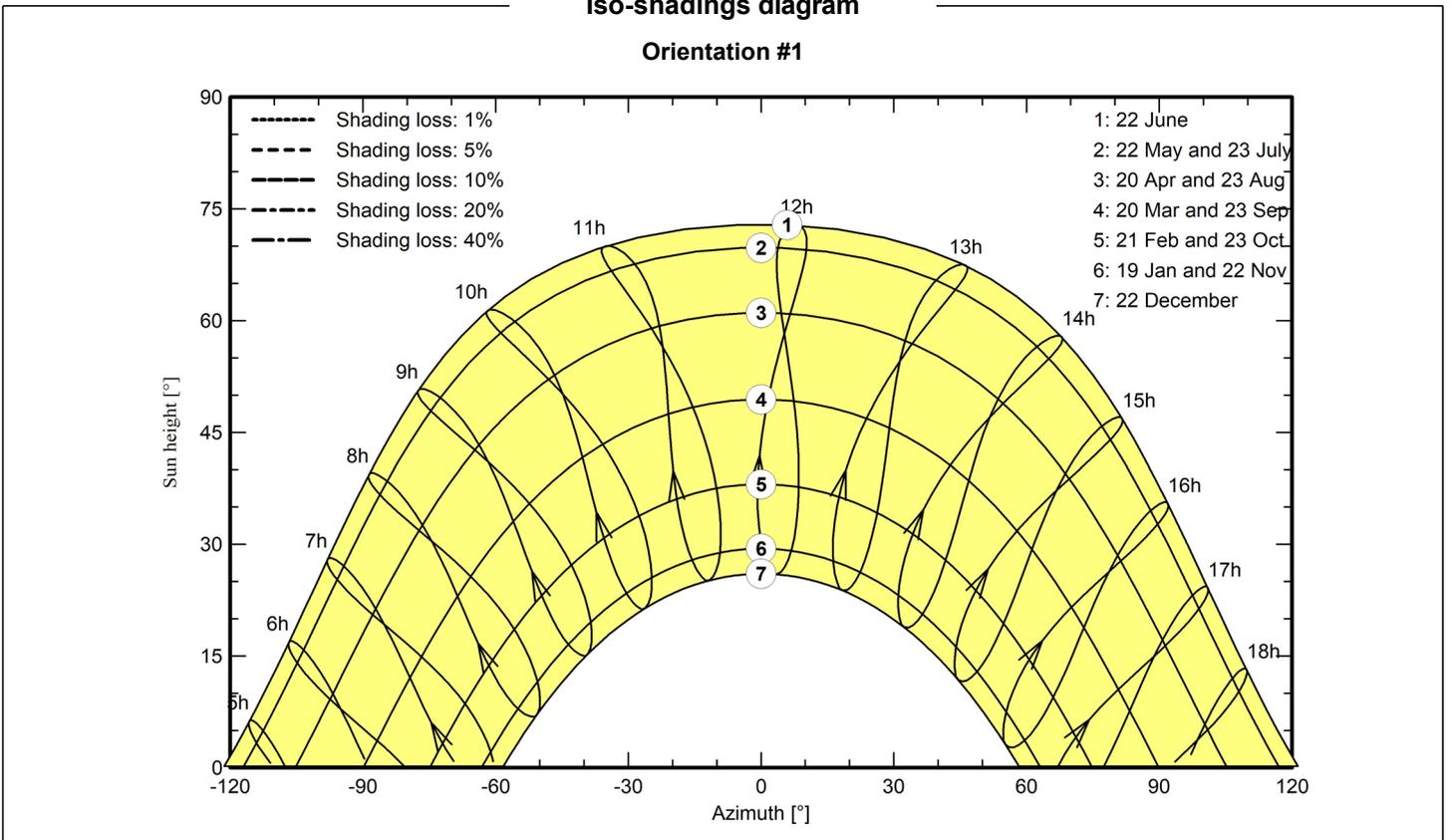


Near shadings parameter



Iso-shadings diagram

Orientation #1





Main results

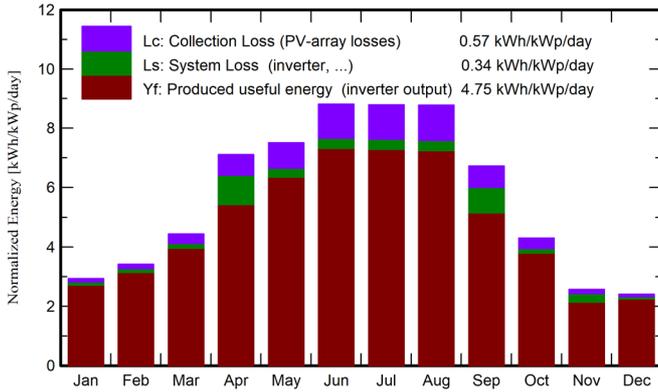
System Production

Produced Energy 52.25 GWh/year

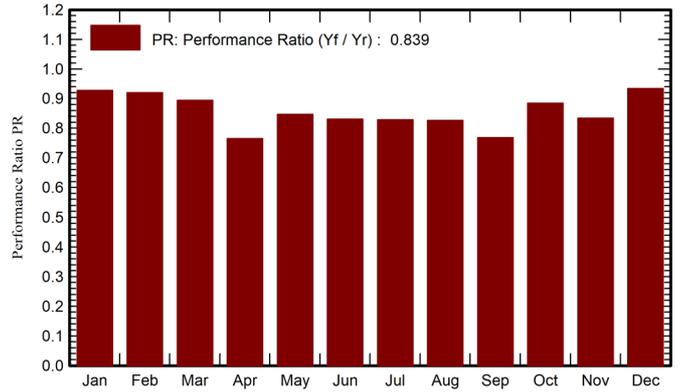
Specific production
Performance Ratio PR

1733 kWh/kWp/year
83.87 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

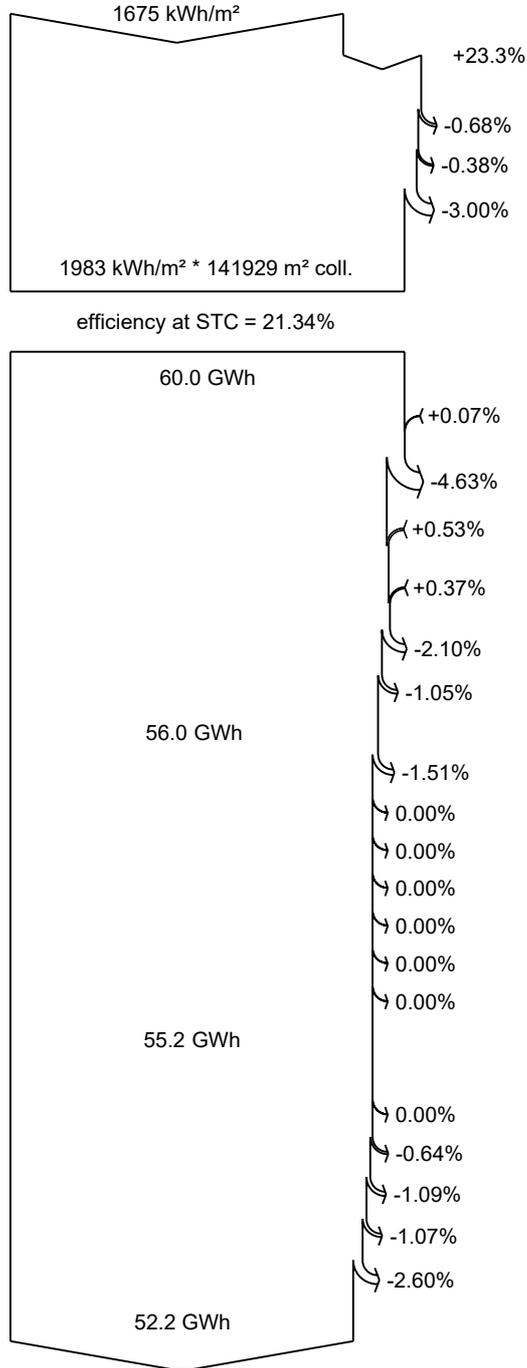
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	71.6	26.77	10.16	91.0	87.0	2.640	2.544	0.927
February	78.5	35.88	7.41	95.8	91.7	2.764	2.658	0.920
March	114.3	56.05	10.86	137.5	131.5	3.862	3.706	0.894
April	172.9	62.44	15.10	213.2	204.8	5.810	4.919	0.765
May	193.1	70.78	18.70	232.6	223.4	6.223	5.938	0.846
June	216.9	71.66	23.57	264.4	254.2	6.943	6.623	0.831
July	220.1	71.29	25.34	272.6	262.1	7.139	6.813	0.829
August	216.6	57.89	26.69	272.0	261.8	7.102	6.777	0.826
September	161.2	52.84	21.11	201.5	193.5	5.438	4.671	0.768
October	107.6	44.26	18.31	133.3	127.6	3.700	3.555	0.885
November	63.4	31.94	13.60	77.1	73.6	2.211	1.938	0.834
December	58.7	25.44	10.11	74.7	71.2	2.182	2.104	0.934
Year	1674.9	607.23	16.81	2065.8	1982.5	56.015	52.247	0.839

Legends

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



Loss diagram

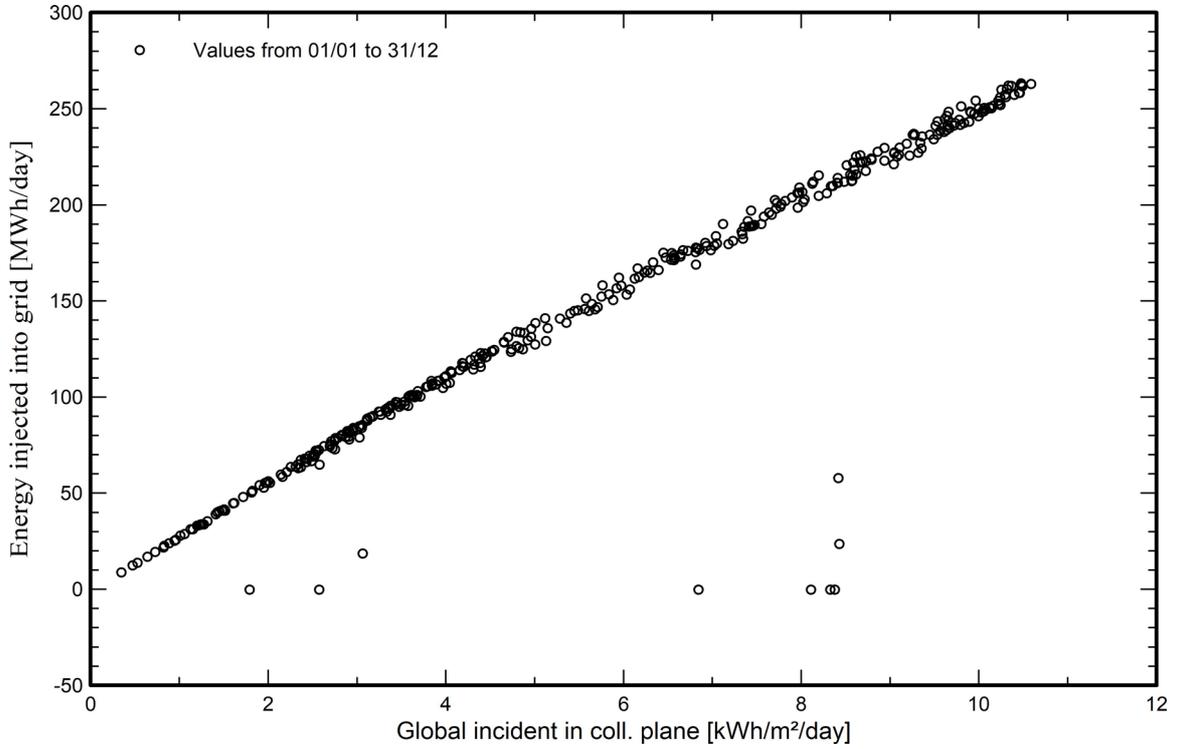


- Global horizontal irradiation**
- Global incident in coll. plane**
- Near Shadings: irradiance loss
- IAM factor on global
- Soiling loss factor
- Effective irradiation on collectors**
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)**
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Spectral correction
- Module quality loss
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP**
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Night consumption
- Available Energy at Inverter Output**
- Auxiliaries (fans, other)
- AC ohmic loss
- Medium voltage transfo loss
- MV line ohmic loss
- System unavailability
- Energy injected into grid**



Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

