



IMPIANTO AGRO-VOLTAICO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE SOLARE DENOMINATO "UNALI" DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI SASSARI (SS)

OPERA DI PUBBLICA UTILITA'
VALUTAZIONE IMPATTO AMBIENTALE ai sensi del D.Lgs 3 aprile 2006, n.152 ALL. II

CUSTOMER
Committente

BAIONA SUN²

ADDRESS
Indirizzo

20124 MILANO - VIA G.B. PIRELLI, 27
T. +390292875126

DESIGNERS TEAM
Gruppo di progettazione

SUPERVISION
Coordinamento

FAVERO ENGINEERING

VIA GIOVANNI BATTISTA PIRELLI, 27
20124 MILANO (MI)
T. +390292875126

Ing. FRANCESCO FAVERO

CONSULTANTS
Consulenti

AMBIENTALE: Dott.ssa MARZIA FIORONI
Via C.Battisti, 44 23100 Sondrio (SO) - +39 0342 050347 - mfioroni@alp-en.it
GEOLOGIA, GEOTECNICA E IDRAULICA: Dott. Geol. FAUSTO PANI
Via Castelli, 2 09122 Cagliari (CA) - +39 070 272011 - fausto.pani@gmail.com
AGRONOMIA: Dott. Agr. GIUSEPPE PUGGIONI
Via Don Minzoni, 3 07047 Thiesi (SS) - +39 348 6621842 - puggioni@gmail.com
ARCHEOLOGIA: Dr. FABRIZIO DELUSSU
Via Depretis, 7 08022 Dorgali (NU) - + 39 3475012131 - archeologofabriziodelussu@gmail.com
ACUSTICA: Ing. CARLO FODDIS
Via Rossini, 81 09044 Quartucciu (CA) - + 39 070 2348760 - cf@fadssystem.net
FAUNA: Dr. Nat. MAURIZIO MEDDA
Via Tiepolo, 16 09121 Cagliari (CA) - +39 393 8236806 - meddamaurizio@libero.it
FLORA: Agr. Dott. Nat. FABIO SCHIRRU
+39 347 4998552 - fabio.schirru@pecagrotecnici.it

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	APPROVED
00	Novembre 2023	PRIMA EMISSIONE	Ing. A. Gigliotti	Ing. A. Lunardi	Ing. F. Favero
01					
02					
03					
04					

DRAWING - Elaborato

TITLE
Titolo

DISCIPLINARE DESCRITTIVO E PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI TECNICI

DRAWING DETAILS - Dettagli di disegno

GENERAL SCALE
Scala generale

DETAIL SCALE
Scala particolari



ARCHIVE - Archivio

FILE

DTG_006

PLOT STYLE

FAVERO ENGINEERING.ctb

CODING - Codifica

PROJECT LEVEL
Fase progettuale

DEFINITIVO

CATEGORY
Categoria

DTG

PROGRESSIVE
Progressivo

0

0

6

REVISION
Revisione

00

INDICE

1	PREMESSA.....	2
2	CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO	3
2.1	Moduli fotovoltaici	3
2.2	Convertitori di potenza.....	5
2.3	Trasformatore	7
2.4	Struttura di supporto - tracker	7
2.5	Gestione dei tracker e movimentazione	8
2.6	Sistema di accumulo.....	9
2.6.1	Architettura del sistema	9
2.6.2	Collegamento AT	11
2.6.3	Cabine ausiliari (Q.AUX).....	11
2.7	Software per la visualizzazione, monitoraggio, telesorveglianza	12
2.8	Impianto di video sorveglianza.....	12
2.9	Cabine	12
2.10	Elettrodotto AT in cavo a 36 kV.....	13
3	SICUREZZA ELETTRICA.....	15
3.1	Protezione contro le sovracorrenti	15
3.2	Protezione contro i contatti indiretti	15
3.3	Protezione contro i contatti diretti.....	15
3.4	Scelta dei materiali in relazione al rischio di incendio.....	15
3.5	Protezione lato c.c.	16
3.6	Protezioni contro le sovratensioni	16
4	COLLEGAMENTO ALLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE.....	17
4.1	Dispositivo di interfaccia e collegamento alla rete	17
4.2	Gruppi di misura	18
5	GESTIONE IMPIANTO	19

1 PREMESSA

Il presente documento costituisce il Disciplinare descrittivo e prestazionale, allegato al progetto di un impianto di produzione di energia da fonte solare, della potenza complessiva di 20 MW integrato con un sistema di accumulo elettrochimico a batterie, con capacità pari a 100,5 MWh e potenza nominale di 18 MW, denominato "Unali", da realizzarsi nel comune di Sassari (SS), collegato alla rete elettrica mediante connessione in antenna alla futura Stazione Elettrica "Fiume Santo 2" 150/36 kV di Terna, in fase di realizzazione nelle vicinanze della Cava di Monte Alvaro.

L'intervento è un agro-voltaico, classificato dalle Linee Guida del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) come di Tipo 1, il quale indica il coesistere, nella stessa area, dell'attività agricola e della produzione di energia elettrica da fotovoltaico.

Per la connessione dell'impianto alla rete elettrica nazionale, si fa riferimento al preventivo di connessione 202203882 alla rete AT di Terna S.p.A. per l'impianto in progetto, accettato dalla società BAIONA SUN 2 S.R.L.

2 CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO

2.1 Moduli fotovoltaici

I moduli previsti per la realizzazione del generatore fotovoltaico sono di marca Astronergy, modello ASTRO 6 TWINS CHSM66M(DG)/F-BH, in silicio monocristallino bifacciali, aventi potenza nominale pari a 655 Wp (misurazioni effettuate a condizioni standard 1000 W/m², 25° C, AM 1.5G).

Il prodotto è realizzato con celle ad alta efficienza, con garanzia di 12 anni sul prodotto e di 30 anni sulla produzione.

Altre informazioni, dettagliate, su caratteristiche operative ed elettriche relative alla capacità di produzione in funzione dei valori fisici esterni, quali temperature, umidità, irraggiamento, sono riportate nella scheda tecnica del pannello fornita dal costruttore ed allegata al presente progetto.

Le caratteristiche del pannello sono:

645~660W

POWER RANGE

0~+5W

POWER TOLERANCE

21.2%

MAX MODULE EFFICIENCY

≤ 2.0%

FIRST YEAR POWER DEGRADATION

≤ 0.45%

YEAR 2-30 POWER DEGRADATION

Electrical Specifications

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25° C, AM=1.5

Rated output (P _{mpp} / Wp)	645	650	655	660
Rated voltage (V _{mpp} / V)	37.48	37.68	37.88	38.08
Rated current (I _{mpp} / A)	17.21	17.26	17.30	17.34
Open circuit voltage (V _{oc} / V)	45.29	45.49	45.69	45.89
Short circuit current (I _{sc} / A)	18.27	18.32	18.37	18.42
Module efficiency	20.8%	20.9%	21.1%	21.2%

NMOT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20° C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s

Rated output (P _{mpp} / Wp)	485.8	489.5	493.3	497.1
Rated voltage (V _{mpp} / V)	35.03	35.19	35.34	35.47
Rated current (I _{mpp} / A)	13.87	13.92	13.97	14.02
Open circuit voltage (V _{oc} / V)	42.43	42.63	42.83	43.03
Short circuit current (I _{sc} / A)	14.72	14.77	14.82	14.87

Electrical Specifications (Integrated power)

P _{mpp} gain	P _{mpp} / Wp	V _{mpp} / V	I _{mpp} / A	V _{oc} / V	I _{sc} / A
5%	687	37.88	18.17	45.69	19.29
10%	720	37.88	19.03	45.69	20.21
15%	753	37.89	19.90	45.70	21.13
20%	786	37.89	20.76	45.70	22.04
25%	818	37.89	21.63	45.70	22.96

Electrical characteristics with different rear power gain (reference to 655W)

Temperature Ratings (STC)

Temperature coefficient (P _{mpp})	-0.34%/°C	No. of diodes	3
Temperature coefficient (I _{sc})	+0.04%/°C	Junction box IP rating	IP 68
Temperature coefficient (V _{oc})	-0.25%/°C	Max. series fuse rating	35 A
Nominal module operating temperature (NMOT)	41±2°C	Max. system voltage (IEC/UL)	1500V _{oc}

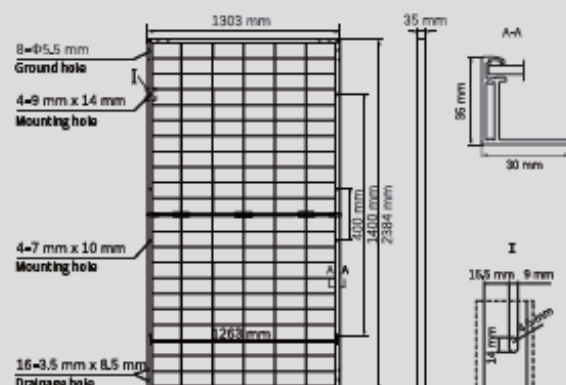
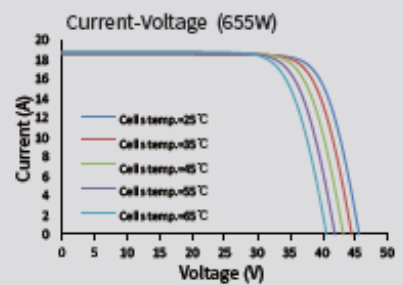
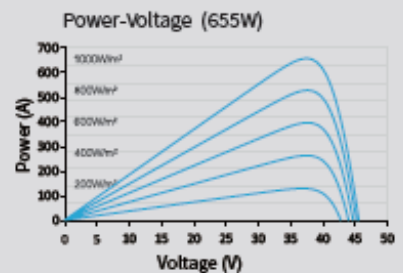
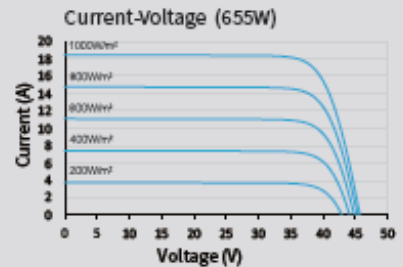
Operating Parameters

Mechanical Specifications

Outer dimensions (L x W x H)	2384 x 1303 x 35 mm
Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	132 (6*22)
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Front glass thickness	2.0 mm
Cable length (IEC/UL)	Portrait: 350 mm; Landscape: 1400 mm
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm ² / 12 AWG
① Maximum mechanical test load	5400 Pa (front) / 2400 Pa (back)
Connector type (IEC/UL)	HCB40 / MC4-EVO2 (optional)
Module weight	38.2 kg (Tolerance +/- 1.0kg)
Packing unit	31 pcs / box (Subject to sales contract)
Weight of packing unit (for 40' HQ container)	1230 kg
Modules per 40' HQ container	527 pcs

① Refer to Astronomy crystalline installation manual or contact technical department.
Maximum Mechanical Test Load=1.5×Maximum Mechanical Design Load.

Curve



2.2 Convertitori di potenza

Il layout di impianto è stato sviluppato, ipotizzando l'impiego quadri di parallelo stringhe e relativi inverter da campo da 150 kW nominali. La configurazione fra inverter e pannelli fotovoltaici è rilevabile dagli elaborati grafici.

Nella presente versione progettuale, si fa riferimento al modello Sunny Highpower Peak3 150-20 della SMA, stabilendo fin da adesso la possibilità di sostituire gli stessi con altri simili per caratteristiche elettriche e dimensionali, in caso di indisponibilità sul mercato e/o in base a valutazioni di convenienza tecnico-economica al momento della realizzazione della centrale.

L'energia derivata dalla trasformazione dell'irraggiamento solare verrà trasformata da continua in alternata mediante l'impiego di macchine statiche, l'inverter, necessario a realizzare la trasformazione dell'energia prodotta da c.c. in c.a. ed eseguire, in automatico, il parallelo con la rete adeguando i propri parametri a quelli di rete, indipendentemente dalla quantità di energia prodotta e dalle condizioni meteo, per la successiva immissione nella rete elettrica.

La scelta dell'inverter per i sistemi fotovoltaici avviene in funzione del migliore compromesso raggiungibile nell'accoppiamento tra i pannelli fotovoltaici ed il dispositivo di conversione della potenza da c.c. in c.a. (l'inverter appunto).

Nell'impianto saranno presenti diversi valori di tensione, in particolare all'uscita delle varie stringhe si registra un valore prossimo a 1300 Voc in corrente continua, quindi operante in bassa tensione (essendo 1500 Voc il limite normativo). A seguito della conversione eseguita dagli inverter di stringa, la tensione sarà pari a 600 Vca, in corrente alternata.

Ogni inverter avrà una potenza complessiva nominale di 150 kWp, valore raggiungibile attraverso il collegamento di stringhe come indicato nelle tavole di progetto.

Tutti gli inverter sono dotati di sistema per seguire il punto di massima potenza dell'ingresso corrispondente alla/e stringhe su ciascun ingresso indipendente della curva caratteristica I-V (ovvero la funzione MPPT) e costruire l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro valori accettabili, migliorando l'efficienza di conversione in funzione dei dati di ingresso dovuto all'irraggiamento solare.

Di seguito sono riportati i parametri tecnici dell'inverter rilevati dalla scheda tecnica fornita dal costruttore.

SUNNY HIGHPOWER PEAK3 – Technical Data

Technical Data	Sunny Highpower 100-20	Sunny Highpower 150-20
Input (DC)		
Max. PV array power	150000 Wp	225000 Wp
Max. input voltage	1000 V	1500 V
MPP voltage range / rated input voltage	590 V to 1000 V / 590 V	880 V to 1450 V / 880 V
Max. input current / max. short-circuit current	180 A / 325 A	180 A / 325 A
Number of independent MPP trackers	1	1
Number of inputs	1 or 2 (optional) for external PV array junction boxes	
Output (AC)		
Rated power at nominal voltage	100000 W	150000 W
Max. apparent power	100000 VA	150000 VA
Nominal AC voltage / AC voltage range	400 V / 304 V to 477 V	600 V / 480 V to 690 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz
Rated grid frequency	50 Hz	50 Hz
Max. output current	151 A	151 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
Harmonic (THD)	< 3%	< 3%
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	3 / 3-PE
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	98.8% / 98.6%	99.1% / 98.8%
Protective devices		
Ground fault monitoring / grid monitoring / DC reverse polarity protection	● / ● / ●	● / ● / ●
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / -	● / -
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Monitored surge arrester (type II) AC / DC	● / ●	● / ●
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (as per IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	I / AC: III; DC: II
General Data		
Dimensions (W / H / D)	770 mm / 830 mm / 444 mm (30.3 in / 32.7 in / 17.5 in)	
Weight	98 kg (216 lbs)	
Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)	
Noise emission (typical)	< 65 dB(A)	
Self-consumption (at night)	< 5 W	
Topology	transformerless	
Cooling method	OptiCool, active cooling, speed-controlled fan	
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
Features / function / accessories		
DC connection / AC connection	Terminal lug (up to 300 mm ²) / Screw terminal (up to 150 mm ²)	
LED display (Status / Fault / Communication)	●	
Ethernet interface	● (2 ports)	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire, Webconnect	● / ● / ●	
Mounting type	Rack mounting	
OptiTrac Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Offgrid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○	
Certificates and approvals (planned)	IEC 62109-1/-2, AR N-4110, AR N-4120, CBI 0-16, C10/11:2012, EN 50549, PEA 2017, DEWA	
Type designation	SHP 100-20	SHP 150-20

● Standard features ○ Optional features - Not available Data at nominal conditions Status: 1/ 2019

2.3 Trasformatore

Il sistema di conversione, controllo, consegna, è sistemato in un locale protetto, che sarà collegato al trasformatore, con isolamento ad olio, utilizzato per elevare il livello di tensione da 600V a 36kV. Questo sarà installato all'esterno della cabina di trasformazione ad una distanza minima di 3 metri ed è prevista la realizzazione della fossa di raccolta olio di raffreddamento come di norma.

Trasformatore trifase con raffreddamento ad olio

Gruppo Vettoriale Dyn11

Frequenza 50Hz

Potenza Nominale in AC 2000kVA/ 2500kVA / 3150kVA

Tensione nominale primaria 36 kV

Tensione nominale secondaria 0,6 kV

Massima corrente ingresso nominale 42 A / 52A

Collegamento Trasformatore Stella+Triangolo

Classe di isolamento 45kV

Tensione di c.c. 8%

Norme IEC 60076

2.4 Struttura di supporto - tracker

La struttura di sostegno delle vele sarà realizzata mediante l'utilizzo di tracker motorizzati monoassiali, su cui saranno alloggiati i pannelli fotovoltaici, sostenuti da una intelaiatura di profili in acciaio zincato a caldo. La struttura di sostegno della vela sarà realizzata con montanti in acciaio infissi nel terreno ad una profondità variabile tra 1 m e 1,5 m secondo le caratteristiche geomorfologiche del terreno, con quota variabile rispetto al piano di campagna. La scelta della profondità di infissione nel terreno sarà anche definita in seguito alle verifiche di tenuta allo sfilaggio. Il palo di sostegno dei tracker, su cui saranno montati i pannelli, potrà avere un'altezza variabile, funzionale ad adattarsi ad una pendenza del terreno che varia nell'ordine del 5%. La movimentazione del tracker avrà il compito di predisporre l'inclinazione della stringa sempre nella direzione della radiazione solare, in relazione al movimento che il tracker potrà disegnare nel suo

movimento “basculante”, in modo da poter ottimizzare la quantità di radiazione incidente captata dalla vela.

Il movimento circolare che potrà avere una altezza variabile da 1,3 m e una massima di 3,3 m rispetto al piano di campagna, sempre in funzione delle diverse pendenze presenti sul terreno.

Il sistema di movimentazione sarà gestito mediante un automatismo costituito da anemometri, in grado di valutare la ventosità e un sistema di captazione della radiazione luminosa, solarimetro, avente la funzione di orientare il sistema nella direzione della radiazione incidente. Il sistema potrà avere una programmazione annuale realizzata mediante PLC, in grado di descrivere giornalmente la traiettoria del sole e, come conseguenza, la movimentazione del tracker. Il sistema di sostegno, deve reggere il peso del tracker e dei pannelli, oltre ai carichi derivanti da condizioni ambientali avverse. Su tali pali, su cui saranno montati i sistemi “tracker”, saranno posizionati le strutture di sostegno dei pannelli, realizzati in profilati zincati a caldo ad omega, per il bloccaggio dei moduli fotovoltaici.

2.5 Gestione dei tracker e movimentazione

Ogni fila è dotata di un attuatore lineare ed un inclinometro elettronico.

La classe di isolamento è: Classe II.

Il dispositivo elettronico di controllo è una scheda elettronica protetta da una scatola di plastica, il materiale è PC + ABS resistente ai raggi UV, grado IP 65.

Ogni tracker è dotato di una scheda elettronica alimentata direttamente dai pannelli delle stringhe.

L'algoritmo di controllo è un algoritmo astronomico con strategia di backtracking e calendario perpetuo.

Il controllo dell'algoritmo fornisce una fase di backtracking mattutino da 0 ° a + 55 ° e analogamente una fase pomeridiana di backtracking da -55 ° a 0 °. Il sistema calcola l'angolo ottimale evitando l'ombreggiatura dei pannelli.

Durante la fase centrale "tracking diretto" da + 55 ° a -55 °, il sistema insegue l'angolo ottimale per il localizzatore con un errore massimo pari al valore impostato. Più piccolo è l'errore di tracciamento, maggiore è il numero di stop and go dell'attuatore durante il giorno.

Il programma riguarda la funzione di localizzazione, ogni singola unità di controllo può funzionare autonomamente senza essere connessa allo SCADA.

2.6 Sistema di accumulo

Il sistema di accumulo sarà ubicato in un'area interna all'impianto, vicino alla cabina di ricezione. Si tratta di un sistema di tipo "outdoor", adatto ad installazioni all'aperto con gradi di protezione IP55.

Il sistema di accumulo andrà ad assorbire i picchi di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico andando poi, successivamente, ad immettere in rete l'energia accumulata in un secondo momento. Questo approccio è assimilabile al Peak shaving dell'energia prodotta, così facendo si va a ridurre lo squilibrio generato dall'immissione di tanta energia sulla rete. Si specifica anche che, per i motivi suddetti, il sistema di accumulo non andrà in alcun modo ad aumentare la potenza in immissione dell'impianto.

2.6.1 Architettura del sistema

La singola unità di accumulo sarà composta da:

- N.2 trasformatori AT/BT 36000/690 V, di potenza nominale 3150kVA;
- N.6 unità di conversione (C-cab) con tensione di uscita in corrente continua fino a 1500V, di potenza nominale 1000kVA, per una potenza totale di 6MVA;
- N.6 unità di distribuzione DC (DC-cab), i quali forniscono i dispositivi per la connessione di tutti i pacchi batteria garantendo anche la loro protezione;
- N.2 unità di monitoraggio e controllo (M-cab), che agiscono da hub di comunicazione e raccolta informazioni;
- N. 90 unità batteria (B-cab), ogni blocco batteria, del tipo LFP, ha una capacità nominale di 372,7 kWh, per una capacità totale di 33,5 MWh.

Si prevede di utilizzare batterie LiFePO4 costituite da elettroliti solidi o polimerici, questa tecnologia assicura assenza di sversamenti e un ottimo grado di sicurezza nei riguardi di tali fenomeni.

In Figura 11 è riportato uno schema esplicativo del sistema.

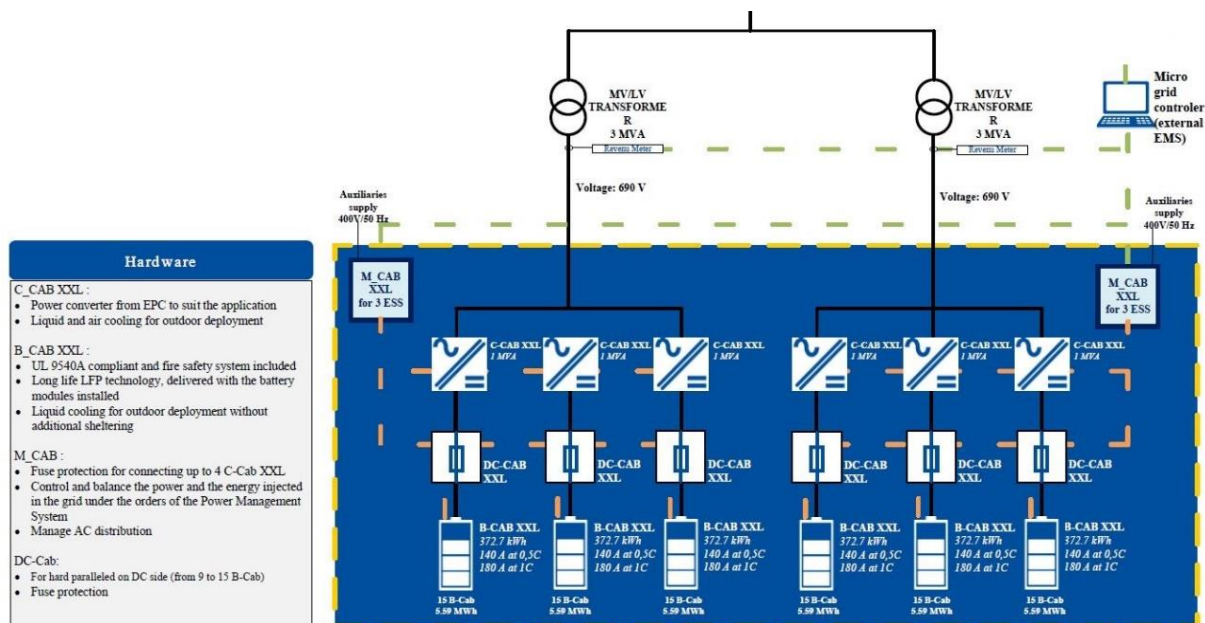


Figura 11: Architettura del sistema



Figura 2: disposizione moduli "cab" outdoor

A progetto sono previste 3 unità di accumulo come quello precedente, ciascuno con una potenza di 6 MVA e una capacità di 33,5 MWh. Dunque, il sistema completo presenta potenza e capacità di 18 MVA e 100,5 MWh.

2.6.2 Collegamento AT

Il sistema di accumulo complessivo, sarà collegato alla Cabina di smistamento. Da questa partirà una terna di cavi interrati tipo ARE4H5EX (3x1x185) mmq fino alla cabina Q.AUX all'interno del campo di accumulo. Alla cabina Q.AUX si collegheranno tutti i trasformatori del sistema di accumulo.

2.6.3 Cabina ausiliari (Q.AUX)

La cabina ausiliari avrà dimensioni esterne di 10500x2480xh2590, sarà costituita da un unico vano e sarà completa di:

- n. 2 Porte e n. 4 finestre di aerazione;
- n. 3 aspiratori eolici in acciaio inox;
- n. 24 elementi in VTR per scomparti AT (800x250x40);
- n. 1 elemento in VTR per la copertura del cunicolo di accesso alla vasca di fondazione (1000x600x40);
- Quadro bassa tensione Q-AUX.A per alimentazione servizi ausiliari e impianto luci e FM di cabina;
- Il trasformatore AT/BT 36/0,400 kV, di potenza nominale di 50 kVA;
- UPS 2000VA autonomia 1h per alimentazione servizi ausiliari;
- Impianto illuminazione e prese;
- Rete di terra;
- n. 1 sistema passacavo a parete (minimo 80mm) con la possibilità di sigillare cavi precablati (sono previsti 4 cavi da 10mm) per antenna.
- n.1 quadro Rack.

La cabina sarà posata su fondazione prefabbricata tipo vasca sulle cui pareti verticali verranno predisposti opportuni diaframmi a frattura prestabilita per i cavi in entrata ed in uscita dalla cabina elettrica. Verranno altresì predisposti dei punti per il collegamento equipotenziale di messa a terra.

La cabina sarà allestita con:

- N°1 Scomparto "IM" Arrivo linea con sezionatore;
- N°1 Scomparto "SM" Unità con sezionatore e fusibile protezione trasformatore ausiliari;
- N°6 scomparto "DM1A" Protezione trasformatore".

2.7 Software per la visualizzazione, monitoraggio, telesorveglianza

Sarà previsto un sistema software per la visualizzazione, il monitoraggio, la messa in servizio e la gestione dell'impianto. Mediante un PC collegato direttamente o tramite modem si potrà disporre di una serie di funzioni che informano costantemente sullo stato e sui parametri elettrici e ambientali relativi all'impianto fotovoltaico.

In particolare, sarà possibile accedere alle seguenti funzioni:

- Schema elettrico del sistema;
- Pannello di comando;
- Oscilloscopio;
- Memoria eventi;
- Dati di processo;
- Archivio dati e parametri d'esercizio;
- Analisi dati e parametri d'esercizio.

La comunicazione tra l'impianto fotovoltaico e il terminale di controllo e supervisione avverrà tramite protocolli Industrial Ethernet o PROFIBUS.

Il software per il monitoraggio sarà fornito da terzi, ne esistono infatti diversi modelli sul mercato, ottimizzati in base alla coltura ed alle esigenze dell'azienda. Tali software, grazie alla moderna tecnologia informatica, permettono all'utente di accedervi da remoto tramite pc o anche dallo smartphone tramite apposite applicazioni, permettendo all'agricoltore un monitoraggio continuo e costante dei dati. Molti dei suddetti software sono sufficientemente avanzati da poter essere utilizzati anche da personale con pochissima esperienza nell'uso dei sistemi informatici.

2.8 Impianto di video sorveglianza

L'impianto FV sarà dotato di sistema di videosorveglianza dimensionato per coprire l'intera area di pertinenza dell'impianto e composto da barriere perimetrali a fasci infrarossi, telecamere e combinatori telefonici GSM con modulo integrato.

2.9 Cabine

Il progetto prevede la realizzazione di:

- 9 cabine di trasformazione in posizione baricentrica rispetto agli inverter nei vari sottocampi elettrici;

- Una cabina di smistamento che farà da snodo principale per le cabine di trasformazione.
- Una cabina ausiliari relativa al sistema di accumulo
- Una cabina di ricezione, posta in adiacenza della cabina di smistamento.

2.10 Elettrodotta AT in cavo a 36 kV

Le cabine di trasformazione dalla C1 alla C5 e dalla C6 alla C9, saranno collegate rispettivamente con una terna di conduttori in alluminio tipo 3x(1x95) mm² ARE4H5EX - 26/45 kV alla cabina di smistamento. Da questa cabina partirà una terna di conduttori in alluminio tipo 3x(1x240) mm² ARE4H5EX - 26/45 kV necessaria al collegamento alla cabina di ricezione. Inoltre, alla cabina di smistamento arriverà una terna di conduttori in alluminio tipo 3x(1x185) mm² ARE4H5EX - 26/45 kV dalla cabina degli ausiliari situata nell'area dedicata al sistema di accumulo. Per la connessione alla RTN la cabina di ricezione sarà collegata con una terna di conduttori in alluminio tipo 3x1x240 mm² ARE4H5EX - 26/45 kV alla Sottostazione elettrica.

La linea deve trasferire una potenza nominale di 20 MVA, trasformata dai trasformatori, con tensione di 36 kV ed una corrente di linea pari a circa 331,1 A, in condizioni ottimali di irraggiamento. La sezione utilizzabile per tali linee sarà variabile come indicato sugli elaborati.

I cavidotti, una volta sezionati e protetti in cabina di ricezione, dovranno essere collegati alla sottostazione del distributore. Tale cavidotto, sarà interrato ad una profondità non inferiore a 1 m e seguirà il tracciato riportato nella planimetria, per una lunghezza complessiva di circa 400 m.

Le linee AT, che hanno una tensione nominale di 36 kV, una frequenza nominale di 50 Hz, con una corrente massima di esercizio variabile in funzione dell'irraggiamento solare, saranno realizzate cercando di minimizzare le perdite di linea e la caduta di tensione, data la potenza da trasportare e la lunghezza della stessa linea.

I cavi utilizzati saranno di tipo ARE4H5EX unipolare ad elica avvolta ad isolamento solido estruso, con conduttori di alluminio della sezione nominale di 240 mmq; l'isolamento sarà costituito da una miscela a base di polietilene reticolato (XLPE) oppure da una miscela elastomerica reticolata ad alto modulo a base di gomma sintetica (HEPR), rispondente alle norme CEI ed ancora lo schermo elettrico sarà in semiconduttore estruso isolante, lo schermo fisico in alluminio, a nastro, con o senza equalizzatore, e la guaina protettiva in polietilene o PVC.

I cavi interrati, considerando il tipico, sono alloggiati in uno scavo che ha forma rettangolare con larghezza di 0,4 m e altezza (profondità) di 1 metri; lo strato inferiore, di circa 0,30 m, dove sono posati i cavi elettrici, è formato da terreno sabbia vagliata, per ottenere l'idonea resistenza termica, mentre lo strato superiore, di 0,70 m, è costituito da materiale arido di riempimento, ovvero da terreno recuperato dal precedente scavo. In casi particolari di attraversamento o intersezione con altre condutture interrate, potrà essere adottata una soluzione di alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od anche in tubazioni di PVC o di ferro.

3 SICUREZZA ELETTRICA

3.1 Protezione contro le sovracorrenti

Ogni condotta sarà protetta contro le correnti di sovraccarico e cortocircuito, con interruttori magnetotermici installati a monte di ogni rispettivo circuito di illuminazione e forza motrice, in conformità alla Norma CEI 64-8/7 – par. 433 e 434.

3.2 Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro eventuali contatti indiretti, mediante l'interruzione automatica del circuito di alimentazione, sarà realizzata in conformità a quanto richiesto dalla Norma CEI 64-8 par. 413.1.3. relativo ai sistemi "TN". I circuiti di alimentazione luce e forza motrice saranno protetti a monte nel quadro elettrico con dispositivi di protezione a corrente differenziale ad alta sensibilità ($I_d = 0.03 \text{ A}$), coordinati con l'impianto dispersore di terra.

3.3 Protezione contro i contatti diretti

La protezione contro eventuali contatti diretti sarà realizzata mediante l'isolamento delle parti attive e con l'utilizzo di involucri che si possono rimuovere solo con idonei attrezzi (CEI 64-8/7 par. 412).

3.4 Scelta dei materiali in relazione al rischio di incendio

Nel seguito sono indicate le caratteristiche dei materiali e delle tipologie installative in relazione al rischio di incendio:

- Quadri elettrici: involucri e strutture di sostegno in lamiera d'acciaio zincato e/o materiali termoplastici autoestinguenti; i cablaggi interni saranno realizzati con cavi non propaganti l'incendio. Tutti i materiali plastici utilizzati per canalette, morsettiere, involucri di apparecchiature, supporti etc. saranno di tipo autoestinguente.
- Cavi elettrici: rispondenti al regolamento UE 305/11 prodotti da costruzione CPR con classe di reazione al fuoco Cca-s3, d1, a3.

Tutti i materiali plastici (tubazioni, cassette ecc.) saranno di tipo autoestinguente.

3.5 Protezione lato c.c.

I cavi dell'impianto fotovoltaico sono scelti per la massima corrente che i moduli possono generare nella condizione più gravosa, cioè alla corrente di corto circuito I_{sc} , quindi si può ragionevolmente ritenere che essi siano protetti contro i sovraccarichi dovuti a sovracorrenti.

I dispositivi di protezione sono scelti perciò per interrompere le correnti di corto circuito che, in un impianto fotovoltaico, possono essere determinate da:

- guasto tra due poli del sistema c.c.;
- guasto a terra nei sistemi con un punto a terra;
- doppio guasto a terra nei sistemi isolati da terra

I dispositivi sono generalmente fusibili vengono installati sia nel quadro di parallelo stringhe (per proteggere il cavo di stringa contro la sovracorrente dovuta alla somma delle correnti delle altre stringhe in parallelo) che all'ingresso dell'inverter.

3.6 Protezioni contro le sovratensioni

Sui terminali di ogni quadro di parallelo stringhe (QPS) sono stati adottati scaricatori di sovratensione (SPD) tipo CPT CS3 al fine di garantire una protezione contro le sovratensioni indotte dalle scariche di origine atmosferica.

4 COLLEGAMENTO ALLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE

I criteri e le modalità per la connessione alla rete del distributore saranno conformi a quanto prescritto dalle normative CEI 11-20, CEI 0-16, CEI 82-25 e dalle prescrizioni E-distribuzione (TICA), per clienti produttori dotati di generatori che entrano in parallelo continuativo con la rete elettrica.

Come indicato nella soluzione tecnica contenuta nel preventivo di connessione, l'impianto fotovoltaico in progetto sarà connesso alla Rete Elettrica Nazionale presso la sottostazione elettrica.

La potenza complessiva dell'impianto sarà pari a 20 MW.

Dalla cabina di ricezione dal sarà posato un cavidotto in media tensione di lunghezza 400 m per la connessione dell'impianto alla suddetta sottostazione. Il cavidotto, alla tensione di 36 kV sarà posato principalmente lungo la strada locale di accesso alla cava di Monte Alvaro.

L'impianto sarà equipaggiato con un sistema di protezione composto da: dispositivo generale; dispositivo di interfaccia. Un'unica apparecchiatura con funzione di dispositivo generale e di interfaccia associata ai relè di protezione elettronici.

4.1 Dispositivo di interfaccia e collegamento alla rete

Il dispositivo di interfaccia (DI) determina la sconnessione dell'impianto di generazione in caso di mancanza di tensione sulla rete di trasmissione nazionale.

La protezione di interfaccia, agendo sull'omonimo dispositivo, sconnette l'impianto di produzione dalla rete evitando che:

- In caso di mancanza dell'alimentazione, il Cliente Produttore possa alimentare la rete stessa;
- In caso di guasto sulla rete, il Cliente Produttore possa continuare ad alimentare il guasto stesso inficiando l'efficacia delle richiuse automatiche, ovvero che l'impianto di produzione possa alimentare i guasti sulla rete prolungandone il tempo di estinzione e pregiudicando l'eliminazione del guasto stesso con possibili conseguenze sulla sicurezza;
- In caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori del distributore, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete con possibilità di rotture meccaniche.

Le protezioni di interfaccia sono costituite essenzialmente da relé di frequenza, di tensione ed, eventualmente, di massima tensione omopolare

Per la sicurezza dell'esercizio della rete di Trasmissione Nazionale è prevista la realizzazione di un ricalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia.

Il ricalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro organo di manovra. Esso è costituito da un circuito a lancio di tensione, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, con temporizzazione ritardata a 0.5 s, che agirà sul dispositivo di protezione lato AT del trasformatore di utenza. Il temporizzatore sarà attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia. In caso di mancata apertura di uno degli stalli di produzione il Dispositivo di Interfaccia comanda l'apertura del Dispositivo Generale che distacca l'impianto fotovoltaico dalla rete di, contestualmente a questa situazione tutti i Servizi Ausiliari rimangono alimentati dall'UPS.

4.2 Gruppi di misura

In un impianto fotovoltaico collegato in parallelo con la rete è necessario misurare:

- L'energia prelevata/immessa in rete;
- L'energia fotovoltaica prodotta.

L'impianto fotovoltaico in esame essendo avrà un gruppo di misura dell'energia prodotta, collocate nella cabina utente, il gruppo di misura dell'energia immessa sarà posizionata nella cabina di consegna. Il gruppo di misura, ad inserzione indiretta con TA e TV, dell'energia prelevata/immessa in rete sarà ubicato nel locale misure della cabina di ricezione a valle del Dispositivo Generale.

I sistemi di misura dell'energia elettrica saranno in grado di rilevare, registrare e trasmettere dati di lettura, per ciascuna ora, dell'energia elettrica immessa/prelevata o prodotta in rete nel punto di installazione del contatore stesso.

I sistemi di misura saranno conformi alle disposizioni dell'Autorità dell'energia elettrica e il gas e alle norme CEI, in particolare saranno dotati di sistemi meccanici di sigillatura che garantiranno manomissioni o alterazioni dei dati di misura.

5 GESTIONE IMPIANTO

Il sistema di controllo dell'impianto potrà avvenire tramite due tipologie di controllo: locale e/o remoto.

- Controllo locale: monitoraggi tramite PC centrale e locale, da ubicarsi nella cabina utente o magazzino, con personale in grado di operare con controlli in campo munito di apposite attrezzature in loco, per il controllo di eventuali anomalie presenti;
- Controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto tramite modem GPRS con scheda di rete Data-Logger montata a bordo degli inverter.

Il sistema di controllo con software dedicato, permetterà l'interrogazione in ogni istante dell'impianto, al fine di verificare la funzionalità degli inverter installati, con la possibilità di visionare le funzioni di stato, comprese le eventuali anomalie di funzionamento.

Le principali grandezze controllate dal sistema saranno:

- Potenze dell'inverter;
- Tensione di campo dell'inverter;
- Corrente di campo dell'inverter;
- Radiazioni solari;
- Temperatura ambiente;
- Velocità del vento;
- Letture dell'energia attiva e reattiva prodotte;
- Stato di carica sistema di accumulo.

La connessione tra gli inverter e il PC avverrà tramite un box acquisizione (convertitore USB/RS485 MODBUS).