Spett.le

Comune di Brindisi

Settore Urbanistica ed Assetto del Territorio

ufficiourbanistica@pec.comune.brindisi.it

alla c.a.

Dott. Ing. Rosabianca Morleo
rosabianca.morleo@comune.brindisi.it

Dott. Ing. Marco Locorotondo
marco.locorotondo@comune.brindisi.it

Apollo Brindisi Gentile S.r.l.

Viale della stazione, 8

Bolzano (BZ), CAP 39100

apollobrindisigentilesrl@legalmail.it

e p.c.

Provincia di Brindisi

Area 4 Ambiente e Mobilità - Settore Ambiente

provincia@pec.provincia.brindisi.it

Regione Puglia

Dip. Sviluppo Economico

Sez. Transizione Energetica – Servizio Energia e Fonti Alternative e Rinnovabili

ufficio.energia@pec.rupar.puglia.it

servizio.energierinnovabili@pec.rupar.puglia.it

dipartimento.sviluppoeconomico@pec.rupar.puglia.it

16/01/2026 Prot. N. 18/2026

Bolzano

Oggetto: IT006 Apollo Brindisi Gentile Srl – VIA/PAUR – Realizzazione ed esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (impianto agrivoltaico) sito nel comune di Brindisi (BR), di potenza nominale pari a 5,6252 MW.

Opere di compensazione e riequilibrio ambientale nel Comune di Brindisi. Riscontro alla Nota Prot. 0001022 del 07/01/2026

INVESTING IN A GREEN FUTURE

Apollo Brindisi Gentile S.r.l.

Viale della stazione, 8

Bolzano (BZ), CAP 39100

apollobrindisigentilesrl@legalmail.it

Spett.le Comune di Brindisi,

con riferimento alla Vostra PEC del 7 gennaio 2026 [RIF.PROT.:A95EA7F|REG_PROT|1022/2026], si trasmette, in allegato, la documentazione richiesta ai fini della verifica dei dati inoltrati e nello specifico:

- Allegato A - Estratto del Piano Economico Finanziario (PEF), asseverato dall'istituto bancario Cassa Centrale Raiffeisen dell'Alto Adige S.p.A., con indicazione del previsto importo dell'investimento (pari a M€ 5,2) a partire dal quale è stato quantificato il valore del 2% (pari a € 104.000);
- Allegato B - Relazione tecnica di progetto, da cui è stato preso il valore di producibilità potenziale dell'impianto, pari a 10.952 MWh/anno (Doc. No. G14406E01-PD - RT-04 - RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO-signed). A partire da tale valore, applicando un coefficiente di degradazione annua della producibilità, sono stati calcolati sulla base delle curve di prezzo Aurora e con tasso di interesse al 4,45%, i proventi attualizzati relativi al periodo di previsto esercizio dell'impianto (30 anni), pari a circa € 311.134,29;
- Allegato C – Tabella riportante i dettagli del calcolo descritto al punto precedente;
- Allegato D - Attestazione delle risorse finanziarie proporzionate all'investimento, della Cassa Centrale Raiffeisen dell'Alto Adige S.p.A. (Doc. No. 2022 09 02 - Brindisi Gentile - asseverazione bancaria.pdf).

In merito a tali documenti si rammenta che il documento di cui all'Allegato A è quello facente parte del pacchetto documentale del progetto già autorizzato, nonché inviato in prima istanza autorizzativa, quindi riferito alla prima configurazione dell'impianto (potenza nominale pari a 6,4680 MW).

Successivamente, nell'ambito dell'iter autorizzativo, la potenza dell'impianto è stata ridotta a 5,6252 MW al fine di ottemperare alle prescrizioni ricevute. Ai fini del calcolo della producibilità potenziale dell'impianto, è stata considerata tale potenza autorizzata per il calcolo del 3% dei proventi.

Sulla base di quanto sopra, pertanto:

- il calcolo del 2% del valore dell'investimento potrebbe risultare leggermente sovrastimato;
- il calcolo del 3% dei proventi risulta, invece, in linea con la configurazione di impianto di potenza pari a 5,6252 MW, corrispondente al progetto autorizzato.

INVESTING IN A GREEN FUTURE

In seguito ai chiarimenti sopra riportati,

la Società Apollo Brindisi Gentile S.r.l.

conferma, pertanto, la disponibilità a partecipare ai progetti che saranno concordati con il Comune di Brindisi, per un valore complessivo pari a € 311.134,29 (trecentoundicimilacentotrentaquattro,29 euro).

Apollo Brindisi Gentile S.r.l.
Viale della stazione, 8
Bolzano (BZ), CAP 39100

apollobrindisigentilesrl@legalmail.it

In attesa di un Vostro cortese riscontro porgiamo,

Distinti saluti

Diego Garfias
Legale rappresentante

Firmato digitalmente da: Diego Garfias
Data: 19/01/2026 08:40:44

INVESTING IN A GREEN FUTURE

ALLEGATO A

Estratto del Piano Economico-Finanziario

Apollo Brindisi Gentile S.r.l.

Viale della stazione, 8

Bolzano (BZ), CAP 39100

apollobrindisigentilesrl@legalmail.it

INVESTING IN A GREEN FUTURE

Brindisi Gentile 6,5 MWp - Summary (P50) Construction Budget Base Case

Riassunto	
MWp installati (DC)	6,5 MW
MW al punto di connessione (AC)	6,0 MW
Vita utile progetto	30 Years
Inizio sviluppo	01/06/2022
Inizio Operations (COD)	01/01/2026
Prezzo PPA	68,9 €/MWh
Validità PPA	10 Years

Investimento KPI	
Investimento	**EUR 5,2m**
Investimento per MWp	EUR 0,801m
Investimento per kWh P90	EURcent 43,0
Investimento per kWh P75	EURcent 42,1
Investimento per kWh P50	EURcent 41,1

Debito Senior	
Debito totale	EUR 3,5m
Scadenza del Debito	31/12/2035
Periodo di costruzione	42 months
Leverage attuale	66,3%
Tasso interesse	4,7%
Durata	10,00 Years
DSCR medio nello Scenario Attuale	1,26x
DSCR minimo nello Scenario Attuale	1,22x
DSCR medio nel Scenario di Strutturazione	1,20x
DSCR minimo nel Scenario di Strutturazione	1,20x

Produzione	
Produzione P90	12,04 GWh
Ore equivalenti P90	1.860h
Produzione P75	12,30 GWh
Ore equivalenti P75	1.901h
Produzione P50	12,60 GWh
Ore equivalenti P50	1.947h

Shareholder Loan	
Prestito iniziale	EUR 0,8m
Scadenza	31/12/2036

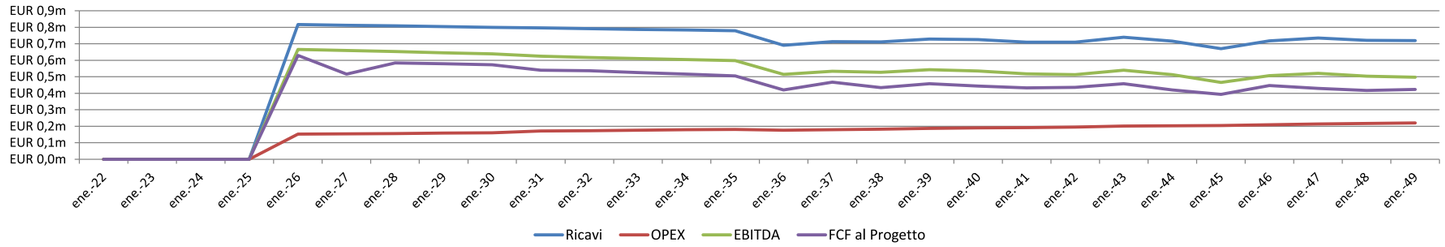
Utilizzazioni	
Costi dello sviluppo	EUR 0,3m
Costi della costruzione	EUR 4,6m
Costi del finanziamento	EUR 0,3m
Utilizzo Totale	**EUR 5,2m**

Sorgenti		
Debito Senior	EUR 3,5m	67%
Patrimonio Totale	EUR 1,7m	33%
Shareholder Loan	EUR 0,8m	
Shareholder Capital	EUR 0,8m	
Fonti Totali	**EUR 5,2m**	

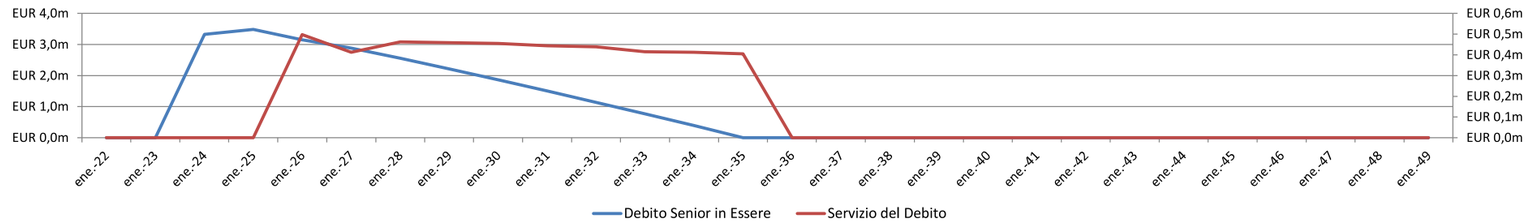
Project Economics	
TIR progetto	8,70%
TIR dell'azionista	11,09%
Periodo di Restituzione	15 Years
Equity Multiple MxM	5,93x

Indicatori di redditivita e struttura finanziaria	
Leverage - D/(D+E)	66,3%
Costo del Debito Senior (Kd)	4,7%
Rendimiento richiesto del Capitale (ke)	7,0%
WAAC	4,7%
TIR di progetto (100% Equity)	8,7%
VAN di progetto (100% Equity)	EUR 2,1m
TIR dell'azionista	11,1%
VAN dell'azionista	EUR 1,0m

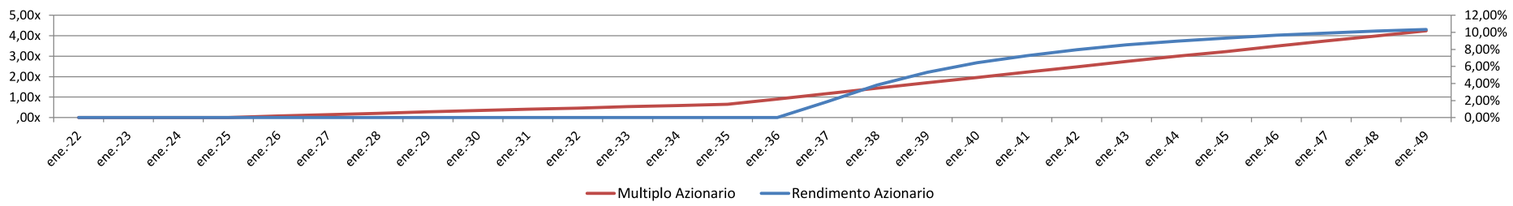
Revenues vs EBITDA



Senior Debt



Equity Return



ALLEGATO B

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 5.625,20 kWp denominato “Brindisi Gentile” ubicato nel Comune di Brindisi (BR) - Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico (Doc. n. G14406E01-PD-RT-04)

Apollo Brindisi Gentile S.r.l.

Viale della stazione, 8

Bolzano (BZ), CAP 39100

apollobrindisigentilesrl@legalmail.it

INVESTING IN A GREEN FUTURE

"BRINDISI GENTILE"

REV.	DESCRIZIONE E REVISIONE	Sigla	Data	Firma
4	ADEGUATO ALLE PRESCRIZIONI FORMULATE IN CONFERENZA DI SERVIZI	MR	07/25	
3	CONFERENZA DI SERVIZI - REGISTRO UFFICIALE n. 0018807 del 07/06/2024	MR	06/24	
2	ISTANZA DI VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE	MR	03/23	
1	Assoggettato a VIA con Provvedimento Dirigenziale di Autorizzazione n. 109 del 27/10/2022	MR	08/22	

EMESSO

PROGETTAZIONE

GVC ENGINEERING

GVC s.r.l.
Via Nazario Sauro 126 - 85100 - Potenza
email: info@gvcingegneria.it -
website: www.gvcingegneria.it
C.F e P.IVA 01737760767
P.E.C: gvcsrl@gigapec.it

Direttore Tecnico:
dott. ing. MICHELE RESTAINO

Collaboratori GVC s.r.l. per il progetto:
dott. ing. GIORGIO MARIA RESTAINO
dott. ing. CARLO RESTAINO
dott. ing. ATTILIO ZOLFANELLI

GEOLOGIA ED INDAGINI

Geol. Antonio Di Biase
P.zza Padre Prosperino Gallipoli, 9 - Montescaglioso (MT)
cell. 3470957967
Tel/fax 0835404961
C.F. DBS NTN 71E17 F637P
P.IVA 00706320777

ARCHEOLOGIA

Dott. Antonio Bruscella
Piazza Alcide De Gasperi 27 - 85100 - Potenza
email: antoniobruscella@hotmail.it

AGRONOMIA

Dott. agr. Paolo Castelli
Viale Croce Rossa 25 - 90144 - Palermo
email: paolo:castelli@hotmail.it
P.IVA 0546509826

Committente

APOLLO BRINDISI GENTILE SRL

Viale Della Stazione 7, Cap 39100, Bolzano

Comune

COMUNE DI BRINDISI (BR)

COD. RIF	G/144/06/E/01/PD		
ELABORATO		FILE	

Opera

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPANTO AGRIVOLTAICO DI POTENZA NOMINALE PARI A 5.625,20 kWp
DENOMINATO "BRINDISI GENTILE"- UBICATO NEL COMUNE DI BRINDISI (BR)

Categoria	N.°		
PD		Scala	- - -

Oggetto

PROGETTO DEFINITIVO
ADEGUATO ALLE PRESCRIZIONI FORMULATE IN CONFERENZA DI SERVIZI

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

RT-04

Questo disegno é di nostra proprietà riservata a termine di legge e ne é vietata la riproduzione anche parziale senza nostra autorizzazione scritta

Sommario

1 Premessa 3
1.1 CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI E DESCRITTIVE DEI MATERIALI PRESCELTI 3
1.2 RETE ESTERNA ATTA A SODDISFARE LE ESIGENZE DI CONNESSIONE 3
1.3 SISTEMA DI RICICLO 3
2 DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI 4
2.1 PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO 4
2.2 DEFINIZIONI 4
2.3 RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI 5
2.4 MISURE DI PROTEZIONE IMPIANTI MT 5
MISURE DI PROTEZIONE CONTRO LE SOVRA CORRENTI 5
PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO 6
PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO 6
PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI 7
PROTEZIONE DA CONTATTI INDIRETTI 8
PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI TERMICI 9
2.5 QUALITA' DEI MATERIALI 9
3 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO FTV 10
3.1 DATI DI PROGETTO 12
3.2 CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ 14
3.3 GENERATORE FOTOVOLTAICO 17
3.4 CONVERTITORI CC/CA 19
3.5 CABINE DI CAMPO 21
3.6 QUADRO DI BASSA TENSIONE 21
3.7 TRASFORMATORE BT/MT 22
3.8 QUADRI DI MEDIA TENSIONE 22
3.9 CAVI ELETTRICI 22
3.10 POSA DEI CAVI IN TUBI E CANALETTE — POZZETTI DI DERIVAZIONE 23
3.11 IMPIANTO DI TERRA E SEZIONE DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE 23
IMPIANTO DI TERRA DELLE CABINE 23
3.12 INQUINAMENTO ELETTROMAGNETICO 24
3.13 MONTAGGIO COMPONENTI 25
3.14 VERIFICHE ELETTRICHE e DIMENSIONAMENTO INVERTER 26
3.15 COLLAUDI 28
PROVE DI TIPO 28

PROVE DI ACCETTAZIONE IN OFFICINA 28
VERIFICHE IN CANTIERE 29
PROVE D'ACCETTAZIONE IN SITO 29
3.16 VERIFICHE PER MESSA IN SERVIZIO 30

1 Premessa

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a **5.625,20 KWp** da installarsi sui terreni nel comune di Brindisi (BR) in località Masseria Gentile e relativo cavidotto di connessione alla CP di E-Distribuzione. La denominazione dell'impianto sarà "BRINDISI GENTILE".

L'energia elettrica prodotta sarà immessa nella rete di trasmissione nazionale RTN con allaccio in MT A 20 alla Cabina Primaria di E-Distribuzione "CASIGNANO CP" ubicata nel comune di Brindisi.

Il soggetto responsabile, così come definito, ex art. 2, comma 1, lettera g, del DM 28 luglio 2005 e s.m.i., è la società "APOLLO BRINDISI GENTILE S.R.L.", con sede legale in Bolzano, in Viale della Stazione n.7 CAP 39100, società ha la disponibilità all'utilizzo dell'aree su cui sorgerà l'impianto in oggetto.

1.1 CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI E DESCRITTIVE DEI MATERIALI PRESCELTI

Le caratteristiche dei materiali che costituiscono l'impianto fotovoltaico (pannelli solari e inverter) sono ampiamente descritte nel prosieguo della presente relazione, mentre le strutture di sostegno, realizzate in acciaio opportunamente zincato a caldo, sono descritte in dettaglio negli elaborati dedicati.

1.2 RETE ESTERNA ATTA A SODDISFARE LE ESIGENZE DI CONNESSIONE

Tutte le opere elettriche saranno realizzate nel rispetto delle norme di legge, in conformità del Codice di Rete di E_Distribuzione, delle norme CEI applicabili ed alla normativa vigente per il cui dettaglio si rimanda alla relazione specialistica dedicata. L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, vanno comunque applicate. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti.

1.3 SISTEMA DI RICICLO

Al termine della vita utile di un impianto fotovoltaico, ove non sia possibile riutilizzare i pannelli presso altri impianti, i moduli verranno prelevati da operatori ambientali addetti a separare i materiali riciclabili da quelli inerti non riutilizzabili.

A tal proposito, i principali componenti di un pannello sono:

- silicio;
- vetro;
- metalli (cornice e contatti);
- componenti elettrici.

Circa il 95% del modulo (in peso) è quindi composto da materiali "nobili" che possono essere riciclati per altri utilizzi. Il resto è formato da rifiuti inerti che sono smaltiti presso una comune discarica.

l pannelli possono essere prelevati sul sito da un soggetto pubblico o privato specializzato in ambito di recupero materiali, che potrà agevolmente sottoporli ad un processo di riciclo e smaltimento strutturato nelle seguenti macrofasi:

- separazione e lavaggio dei vetri (invio dei vetri presso le industrie del settore);
- separazione dei componenti metallici del modulo;

- purificazione dei metalli riutilizzabili per il riciclo;
- smaltimento degli inerti rimanenti presso una discarica.

Il processo di smaltimento, data l'assenza di materiali pericolosi o inquinanti tra i componenti del pannello, non necessita di particolari competenze e può essere gestito da uno dei numerosi operatori ambientali presenti sul territorio.

2 DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI

Lo studio del trasporto dell'energia fino alla cabina di consegna è stato incentrato su criteri di massima sicurezza e minimo impatto ambientale. La centrale è un impianto di generazione dell'energia elettrica di potenza nominale complessiva **5.625,20 KWp**, ed è ubicato nelle campagne del Comune di Brindisi in provincia di Brindisi. L'energia prodotta da ciascun campo FV in bassa tensione (per un totale di 2 campi) viene elevata alla tensione di 20 KV dal trasformatore presente nella Cabina di Campo e trasportata mediante cavo MT interrato alla cabina Utente prima e alla Cabina di Consegna poi e da li alla Cabina primaria di E-Distribuzione ubicata nel comune di Brindisi e denominata "CASIGNANO CP"

2.1 PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO

È prevista la realizzazione delle seguenti opere:

1) Impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare–fotovoltaica
2) Cabine di trasformazione dell'energia elettrica BT/MT (complete di apparecchiature di protezione, sezionamento e controllo);
3) Impianto di connessione alla rete MT di distribuzione nazionale;
4) Distribuzione elettrica BT (all'interno del campo fotovoltaico);
5) Distribuzione elettrica MT a 20 kV;
6) Impianto elettrico al servizio delle cabine elettriche di campo, di trasformazione e di connessione;
7) Impianto di alimentazione utenze in continuità assoluta;
8) Impianti di servizio: illuminazione ordinaria locali tecnici;
9) Impianti di servizio: illuminazione di sicurezza locali tecnici, realizzato con lampade autoalimentate;
10) Impianti di servizio: illuminazione ordinaria nelle aree antistanti ai locali tecnici;
11) Impianto di terra;
12) Esecuzione delle opere murarie varie nelle cabine elettriche;
13) Scavi, interri e ripristini per la posa delle condutture e dei dispersori di terra (nel campo fotovoltaico e nelle cabine).

2.2 DEFINIZIONI

Nella presente relazione verranno utilizzati i termini e le definizioni riportate nella vigente normativa CEI (con particolare riferimento alle norme CEI 11-20 "impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria", CEI 82-25 guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e Bassa tensione).

2.3 RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI

Gli impianti elettrici dovranno essere realizzati nel rispetto delle disposizioni seguenti:

- D.P.R. 27.04.1955 n. 547 e successive modificazioni;
- D.P.R. 07.01.1956 n. 164 e successive modificazioni;
- D.P.R. 19.03.1956 n. 303 e successive modificazioni;
- Legge 07.12.1984 n. 818 e successive modificazioni;
- Legge 01.03.1990 n. 186;
- Legge 18.10.1977 n. 791;
- Legge 05.03.1990 n. 46 e successive integrazioni (sostituita dal DM NR 37 del 22-01-08);
- D.P.R. 06.12.1991 n. 447(sostituito dal DM NR 37 del 22-01-08);
- D.L. 19.09.1994 n. 626 e successive modificazioni;

Si richiamano le prescrizioni degli Enti Locali preposti ai controlli: USL, ISPESL, Vigili del Fuoco, del gas, etc.
Si sottolinea che dovranno essere osservate altresì le norme: CEI, UNI e le tabelle CEI UNEL.
Relativamente alle norme CEI dovranno essere rispettate quelle in vigore all'atto esecutivo dei lavori con particolare riferimento, a titolo esemplificativo, e non esaustivo, alle Norme di seguito elencate.

2.4 MISURE DI PROTEZIONE IMPIANTI MT

MISURE DI PROTEZIONE CONTRO LE SOVRA CORRENTI

La protezione dei conduttori dagli effetti dannosi causati dalle sovracorrenti è garantita da dispositivi automatici in grado di interrompere le correnti di sovraccarico fino al cortocircuito.
I dispositivi previsti sono:

- interruttori automatici provvisti di sganciatori di sovracorrente del tipo elettronico per taglie sopra i 160A a norme CEI 17-5 CEI EN 60947-2.;
- interruttori automatici scatolati provvisti di sganciatori di sovracorrente del tipo magnetotermico per taglie da 100A a 160A a norme CEI 17-5 CEI EN 60947-2.;
- interruttori automatici modulari provvisti di sganciatori di sovracorrente del tipo magnetotermico per taglie da 5A a 60A a norme CEI 17-5 CEI EN 60947-2.;
- interruttori modulari combinati con fusibili gL (CEI 32-1) per la protezione dei circuiti voltmetrici e dei circuiti di segnalazione sui quadri elettrici.

Le caratteristiche corrente/tempo di intervento dei dispositivi di protezione sono le seguenti:

- curve di intervento selezionabili per i dispositivi con sganciatori elettronici;
- curva di intervento "C" (Imagnetica = 5÷10 x Inominale) per i dispositivi con sganciatori magnetotermici utilizzati su circuiti derivati;
- curva di intervento "D" (Imagnetica = 10÷15 x Inominale) per i dispositivi con sganciatori magnetotermici utilizzati su circuiti primari di trasformatori;
- curva di intervento "B" (imagnetica = 3÷5 x Inominale) per i dispositivi con sganciatori magnetotermici utilizzati su circuiti derivati da gruppi elettrogeni o gruppi soccorritori a batterie.

- Interruttori magnetotermici previsti con funzione "G" (guasto a terra) per interruttori di taglia superiore a 400A;
- Interruttori previsti con relè differenziale per interruttori di taglia inferiore a 400A.

PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO

Utilizzando opportunamente dispositivi automatici a norme CEI 17-5/ CEI EN 60898 (CEI 23-3), CEI EN 60947-2 fusibili a norme CEI 32-1; CEI EN 60269-1, risulta assicurata la condizione prescritta dalla norma CEI 64-8:

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1.45 \times I_z$$

Dove:

IB = corrente di impiego del circuito

Iz = portata in regime permanente della conduttura (sez. 523 CEI 64-8) In = corrente nominale del dispositivo di protezione

If = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni effettive.

La protezione dai sovraccarichi è svolta materialmente da:

- dispositivo a tempo dipendente selezionabile degli sganciatori elettronici;
- dispositivo a tempo dipendente termico degli sganciatori magnetotermici;
- elemento termico a fusione dei fusibili.

PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO

Il potere di interruzione dei dispositivi scelti è superiore alla corrente di corto circuito presunta nei vari punti di installazione. I dispositivi automatici a norme CEI 17-5/23-3 ed i fusibili a norme CEI 32-1 sono stati scelti in modo tale da assicurare la condizione:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2$$

dove:

t = durata in secondi

S= sezione in mmq.

I = corrente effettiva di corto circuito in Ampere, espressa in valore efficace

K = 115 per i conduttori in rame isolati in PVC
135 per i conduttori in rame isolati con gomma ordinaria o butilica
136 per i conduttori in rame isolati con gomma EPR o XPRE

In ogni caso la max energia sopportata dai cavi $K^2 \cdot S^2$ è superiore al valore di energia specifica $I^2 \cdot t$ indicata dal costruttore come quella lasciata passare dal dispositivo di protezione.

I dispositivi di protezione previsti sono in grado di assolvere sia la protezione da sovraccarico sia la protezione da corto circuito in quanto rispettano le due condizioni dettate dalla norma CEI 64-8 sez. 435-1 e precisamente:

- protezione assicurata contro i sovraccarichi;
- potere di interruzione non inferiore al valore della corrente di corto circuito presunta.

La protezione specifica dai cortocircuiti è svolta da:

- dispositivo a tempo indipendente selezionabile degli sganciatori elettronici;
- dispositivo a tempo indipendente elettromagnetico degli sganciatori magnetotermici;
- elemento termico a fusione dei fusibili.

PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

La protezione dai contatti diretti è garantita dalle misure richieste nella norma CEI 64-8 sez. 412, e precisamente:

- isolamento delle parti attive proporzionato alla tensione di esercizio del sistema e tale da resistere alle influenze meccaniche, chimiche, elettriche e termiche alle quali può essere soggetto;
- isolamento dei componenti elettrici costruiti in fabbrica conforme alle relative norme;
- parti attive poste entro involucri con grado minimo di protezione IP2X o IPXXB;
- superfici superiori degli involucri a portata di mano con grado minimo di protezione IP4X o IPXXD;
- apertura degli involucri possibile solo con uso di una chiave o attrezzo;
- utilizzo di interruttori blocco porta che permettano l'apertura della porta dopo aver disattivato le parti elettriche e la riattivazione delle stesse solo a porta chiusa.

Gli involucri di apparecchiature costruite in fabbrica devono essere conformi alle relative norme. In generale gli involucri devono essere saldamente fissati, resistenti alle sollecitazioni previste e se metallici garantire le distanze d'isolamento.

I sistemi di sicurezza previsti si possono così riassumere:

- utilizzo di involucri per apparecchiature e quadri elettrici con grado minimo di protezione IP40;
- utilizzo di pannelli a vite e porte sottochiave per i quadri elettrici;
- utilizzo di conduttori con isolamento Uo/U = 450/750V per posa in tubazioni isolanti o metalliche collegate al PE;
- utilizzo di conduttori con isolamento Uo/U = 450/750V per posa in canalizzazioni isolanti o metalliche collegate al PE;
- utilizzo di conduttori con isolamento Uo/U = 450/750V per posa in quadri elettrici a norme CEI;
- utilizzo di conduttori con isolamento Uo/U = 600/1000V in canalizzazioni isolanti o metalliche;
- utilizzo di conduttori con isolamento Uo/U = 600/1000V per posa interrata od in vista;
- utilizzo di morsetti isolati con Vi = 500V e grado di protezione IP20 in quadri elettrici e cassette di derivazione;
- utilizzo di cassette isolanti per derivazione con coperchio a vite e grado minimo di protezione IP40;
- utilizzo di cassette metalliche per derivazione con coperchio a vite, grado minimo di protezione IP40 e collegate al PE;
- utilizzo di apparecchiature isolate Vi = 500V e grado di protezione IP20 in quadri elettrici;
- utilizzo di componenti isolati Vi = 500V e grado di protezione IP40.

PROTEZIONE DA CONTATTI INDIRETTI

Le misure di protezione adottate contro i contatti indiretti sono quelle previste dalla norma CEI 64-8 per i vari sistemi di stato del neutro.

Sistema TNS

Nei sistemi TN-S tutte le masse dell'impianto saranno collegate al punto di messa a terra del sistema di alimentazione in corrispondenza od in prossimità del trasformatore. Il punto di messa a terra del sistema di alimentazione nel nostro caso è il punto neutro.

Le caratteristiche dei dispositivi di protezione sono tali che, in caso di guasto, l'interruzione automatica dell'alimentazione avvenga entro i tempi stabiliti dalle norme soddisfacendo la seguente condizione:

$$Zs\ Ia \leq Uo$$

Dove:

- Zs è l'impedenza dell'anello di guasto;
- Ia è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione entro il tempo definito dalle norme (nel caso di interruttore differenziale la è la corrente differenziale nominale Idn) in funzione della tensione nominale Uo;
- Uo è la tensione nominale in c.a., valore efficace tra fase e terra.
- Per Uo=230V intervento entro t=0,4sec.
- Per Uo=400V intervento entro t=0,2sec.

Tempi di interruzione convenzionali non superiori a 5 secondi sono ammessi per i circuiti di distribuzione.

Prescrizioni comuni

Saranno collegate al circuito generale di terra tutte le masse metalliche degli utilizzatori e tutte le masse attualmente non identificabili ma comunque da collegare a terra in quanto soggette ad andare, a causa di un guasto, sottotensione (ad esempio passerelle metalliche a pavimento impiegate per la posa dei cavi).

Il fissaggio del conduttore di terra alle suddette masse metalliche, sarà realizzato a mezzo di collari fissa tubo, con morsetti, capicorda ad occhiello o viti autofilettanti da fissare sulla massa metallica in modo tale da impedirne l'allentamento.

Le giunzioni tra i vari elementi di protezione, se necessarie, saranno realizzate con idonei morsetti (ad esempio morsetti a mantello) o con saldatura forte in alluminotermica e saranno ridotte al minimo indispensabile.

Tutte le linee in origine dai quadri elettrici saranno dotate di un proprio conduttore di terra facente capo ad un equipotenziale previsto all'interno del quadro stesso.

Per ragioni di selettività si possono utilizzare dispositivi di protezione a corrente differenziale del tipo S (vedere norma CEI 23-42, 23-44 e 17-5V1) in serie con dispositivi differenziali istantanei solo nei circuiti di distribuzione principali.

I differenziali a ritardo regolabile sono utilizzabili sui circuiti di distribuzione principale ed in presenza di personale addestrato (non sono ammessi negli impianti per uso domestico e similare). In ogni caso il massimo ritardo ammesso nei sistemi TT è di 1s.

PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI TERMICI

I componenti elettrici non devono costituire pericolo di innesco o di propagazione di incendio per i materiali adiacenti e quindi devono essere conformi alle relative norme costruttive o, dove mancanti alla sezione 422 della norma CEI 64-8.

I pericoli che derivano dalla propagazione di un eventuale incendio devono essere limitati mediante la realizzazione di barriere tagliafiamma REI 120 sulle condutture che attraversano solai o pareti di delimitazione dei compartimenti antincendio.

Le parti accessibili dei componenti elettrici a portata di mano non devono raggiungere temperature tali che possano causare ustioni alle persone oppure essere protette in modo da evitare il contatto accidentale come indicato alla sezione 423 della norma CEI 64-8.

Gli involucri, quadri o cassette contenenti componenti elettrici devono garantire la dissipazione del calore prodotto al fine di limitare le temperature al livello ammesso per il buon funzionamento. In alternativa è ammesso l'utilizzo di aspiratori o ventilatori comandati da termostato.

I sistemi di riscaldamento ad aria forzata devono essere dotati di dispositivi di limitazione della temperatura come descritto alla sezione 424 della norma CEI 64-8.

Gli apparecchi utilizzatori che producono acqua calda o vapore devono essere protetti contro i surriscaldamenti in tutte le condizioni di servizio come descritto alla sezione 424 della norma CEI 64-8.

2.5 QUALITA' DEI MATERIALI

Gli impianti in oggetto sono stati progettati con riferimento a materiali/componenti di Fornitori primari, dotati di Marchio di Qualità, di marchiatura o di autocertificazione del Costruttore attestanti la costruzione a regola d'arte secondo la Normativa tecnica e la Legislazione vigente. Tutti i materiali/componenti rientranti nel campo di applicazione delle Direttive 73/23/CEE ("Bassa Tensione") e 89/336/CEE ("Compatibilità Elettromagnetica") e successive modifiche/aggiornamenti saranno conformi ai requisiti essenziali in esse contenute e saranno contrassegnati dalla marcatura CE. Tutti i materiali/componenti presenteranno caratteristiche idonee alle condizioni ambientali e lavorative dei luoghi in cui risulteranno installati.

3 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO FTV

Nel presente documento si espone l'organizzazione del sistema fotovoltaico, ossia le parti principali dell'impianto (layout d'impianto), ed i collegamenti tra le parti stesse. Il sistema fotovoltaico in oggetto sarà collegato alla rete di Media Tensione di E-Distribuzione nella C.P. denominata "Casignano CP".

Per il suddetto impianto è previsto un determinato numero di moduli, suddivisi in campi, sottocampi e stringhe, di cui vengono riportate le definizioni.

Per **stringa fotovoltaica** s'intende un insieme di moduli collegati tra loro in serie: la tensione resa disponibile dalla stringa è data dalla somma delle tensioni fornite dai singoli moduli che compongono la stringa.

Un **sottocampo fotovoltaico** è, invece, un insieme di più stringhe connesse in parallelo: la corrente erogata dal sottocampo sarà la somma delle correnti che fluiscono in ogni stringa.

Un **campo fotovoltaico** è, invece, un insieme di più sottocampi connessi in parallelo: la corrente erogata dal campo sarà la somma delle correnti che fluiscono in ogni sottocampo.

Pertanto, dal punto di vista elettrico, il generatore fotovoltaico è costituito da moduli che sono collegati in serie, al fine di costituire una stringa; le stringhe sono collegate tra loro in tanti sottocampi quanti sono gli inverter, i sottocampi sono a loro volta collegati in parallelo e compongono il campo fotovoltaico. Nel complesso, un impianto fotovoltaico risulta essere organizzato in campi collegati tra loro, un campo è composto da diversi sottocampi elettricamente indipendenti tra loro, ottenuti dal parallelo di diverse stringhe ed ognuno gestito dal relativo inverter.

In particolare:

- si hanno tanti sottocampi quanti sono il numero degli inverter previsti nell'impianto;
- ad ogni inverter faranno capo diverse stringhe.

La disposizione dei moduli fotovoltaici sarà realizzata come dagli elaborati grafici allegati alla presente relazione, in modo da poter gestire l'organizzazione degli stessi contestualmente all'area di posa. Tale disposizione ha altresì il fine di ottimizzare il rendimento dell'impianto garantendo una caduta di tensione, tra la stringa più lontana e il relativo circuito d'ingresso dell'inverter ad esso associato, non superiore all'1%, in condizioni ordinarie di esercizio e relativamente alla corrente corrispondente al punto di massima potenza.

Sulla base dei sopralluoghi effettuati e dell'analisi dello stato di fatto dei terreni, è stato effettuato uno studio riguardo l'ottimizzazione dell'energia captabile dal campo fotovoltaico, e si è optato per i moduli fotovoltaici del tipo indicato nei grafici allegati.

L'inclinazione dei moduli rispetto al piano orizzontale è variabile in quanto le strutture di sosgetno sono del tipo ad inseguimento monossiale al fine di ottenere dei valori di irraggiamento vicini a quelli ottimali per tutto l'anno.

La scelta riguardo la configurazione elettrica dei moduli fotovoltaici ha tenuto conto di numerosi fattori tra cui:

- la sicurezza elettrica;
- le caratteristiche d'ingresso dell'inverter;
- il costo dei cablaggi;
- l'efficienza del sistema.

Tenuto conto di questi fattori, si è optato per l'adozione di un campo fotovoltaico costituito, come già detto, da campi e sottocampi formati da stringhe composte da moduli come da schema elettrico unifilare allegato; le caratteristiche dei singoli campi e sotto-campi sono quelle riportate nelle tabelle sottostanti (tabella 1).

Durante il giorno il campo fotovoltaico converte la radiazione solare in energia elettrica in corrente continua. L'energia prodotta viene inviata ai gruppi di conversione (inverter) che provvedono a trasformare la corrente continua in corrente alternata a 600 V.

Il tipo di convertitore statico (inverter) utilizzato è in grado di seguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I-V caratteristica (funzione MPPT) e costruisce l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro valori ammissibili.

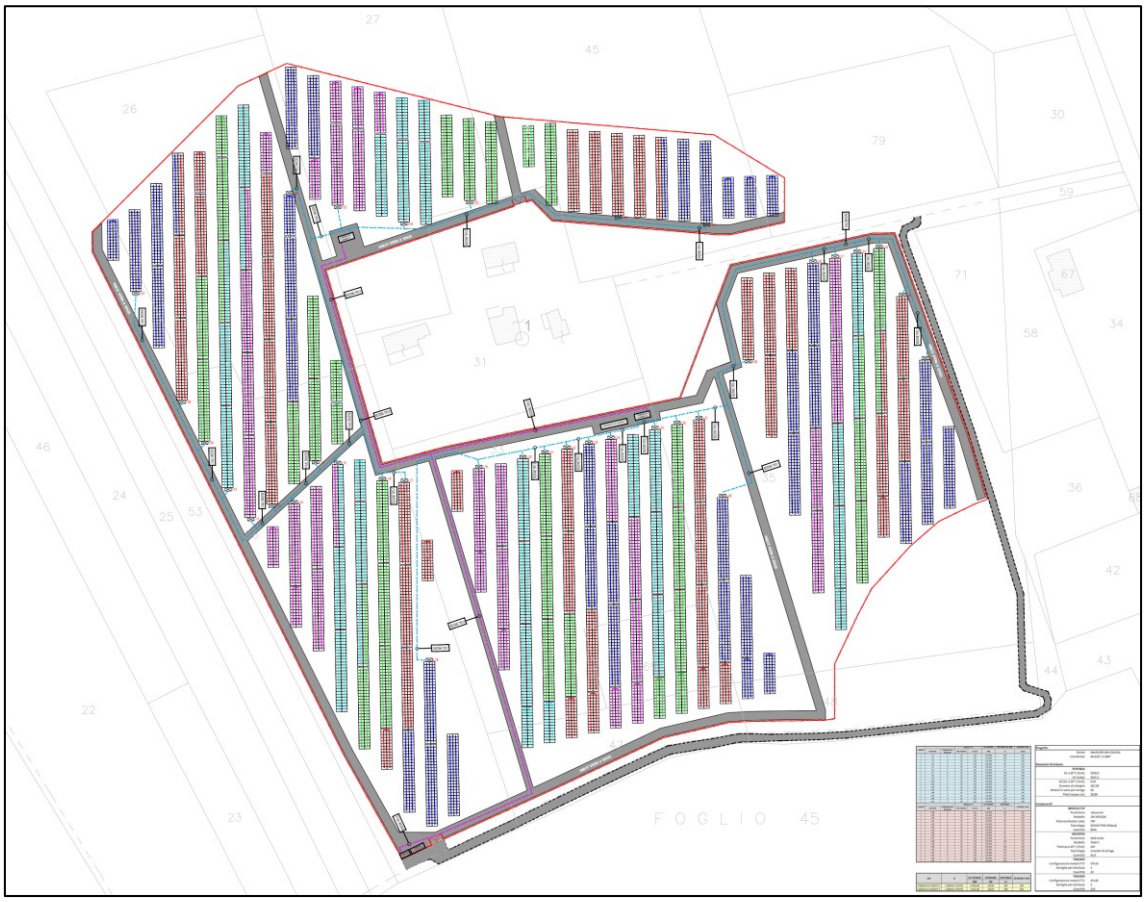
L'energia proveniente dal generatore fotovoltaico viene convogliata agli inverter ed a sua volta nelle CABINE DI CAMPO dove viene successivamente trasformata dal trasformatore BT/MT (600V / 20 kV), i trasformatori BT/MT avranno taglia nominale pari e 3150 KVA.

Nelle CABINE DI CAMPO è prevista l'installazione di un trasformatore ausiliario per l'alimentazione del quadro BT servizi ausiliari" (servizi utente).

Per la protezione delle linee MT in arrivo ed in partenza dalle cabine di campo è previsto l'utilizzo di interruttori MT di opportuna taglia per la protezione di massima corrente.

Per la descrizione tecnica dei moduli fotovoltaici e dei convertitori della corrente continua in alternata si rimanda ai paragrafi successivi.

L'impianto è formato da n.2 campi, ognuno facente capo ad una CABINA DI CAMPO, di diversa potenza, e 35 sottocampi tanti quanti sono gli inverter previsti in progetto.



CAMPO			MODULI FTV		DC POWER	DISTANZA DA QBT	SEZIONE CAVI
	INVERTER	STRINGHE PER INVERTER	PER STRINGA	TOTALE	KW	m	mmq
1	**I.1**	8	28	224	156,800	180	240
1	**I.2**	9	28	252	176,400	140	240
1	**I.3**	9	28	252	176,400	70	185
1	**I.4**	8	28	224	156,800	40	150
1	**I.5**	8	28	224	156,800	30	150
1	**I.6**	9	28	252	176,400	55	150
1	**I.7**	8	28	224	156,800	320	300
1	**I.8**	8	28	224	156,800	270	300
1	**I.9**	8	28	224	156,800	240	300
1	**I.10**	8	28	224	156,800	220	300
1	**I.11**	8	28	224	156,800	190	240
1	**I.12**	8	28	224	156,800	175	240
1	**I.13**	8	28	224	156,800	145	240
1	**I.14**	9	28	252	176,400	170	240
1	**I.15**	9	28	252	176,400	135	240
1	**I.16**	9	28	252	176,400	145	240
1	**I.17**	9	28	252	176,400	150	240
CAMPO			**MODULI FTV**		**DC POWER**	**DISTANZA**	**SEZIONE CAVI**
	INVERTER	**STRINGHE PER INVERTER**	**PER STRINGA**	**TOTALE**	**KW**	**m**	
1	**I.18**	8	28	224	156,800	210	150
2	**I.19**	8	28	224	156,800	90	120
2	**I.20**	8	28	224	156,800	70	120
2	**I.21**	8	28	224	156,800	60	120
2	**I.22**	8	28	224	156,800	45	120
2	**I.23**	8	28	224	156,800	35	120
2	**I.24**	8	28	224	156,800	25	120
2	**I.25**	8	28	224	156,800	30	120
2	**I.26**	8	28	224	156,800	35	120
2	**I.27**	8	28	224	156,800	40	120
2	**I.28**	8	28	224	156,800	105	120
2	**I.29**	8	28	224	156,800	90	150
2	**I.30**	8	28	224	156,800	160	150
2	**I.31**	8	28	224	156,800	165	150
2	**I.32**	8	28	224	156,800	175	150
2	**I.33**	8	28	224	156,800	185	150
2	**I.34**	8	28	224	156,800	215	150
2	**I.35**	8	28	224	156,800	250	120

3.1 DATI DI PROGETTO

Dati di progetto relativi alla committenza ed ubicazione dell'impianto agrivoltaico

Committente	"APOLLO BRINDISI GENTILE s.r.l."
Comuni	Brindisi
Località di installazione	Masseria Gentile
Provincia	Brindisi
Latitudine	41°57'47.36" Nord
Longitudine	14°52'18.14" Est
Altitudine media	37 m s.l.m.

Dati di progetto relativi alla rete di collegamento

Tipo d'intervento	
Nuovo impianto	Si
Trasformazione	No
Ampliamento	No
Dati rete	
Tensione nominale	20kV
Vincoli	Codice di Rete E-DISTRIBUZIONE, norme CEI applicabili.

Dati di progetto relativi all'impianto fotovoltaico

Superficie occupata dal sistema agrivoltaico (m^2)	Stot = 83.832 mq

Generatore FV:	
Potenza nominale (kW_p)	5.625,20 KWp
Numero moduli	8.036
Campi	2
Sub-campi	35
Tipo moduli	JOLYWOOD HD132-12BB 700
Potenza unitaria modulo (Wp)	700
Tecnologia moduli	Celle in silicio monocristallino

Orientamento moduli	TRACKER – Variabile EST OVEST
Inclinazione moduli	TRACKER – Variabile
Inverter	
Numero inverter	35
Marca e modelli inverter	SMA SUNNY HIGHPOWER PEAK3 150-20
Posizione degli inverter	Distribuiti nei campi fotovoltaici
Posizione del quadro generale di bassa tensione (QGBT)	All'interno del vano quadri delle CABINE DI CAMPO

Producibilità annua

Previsione dell'energia prodotta	*10'952* MWh/anno

3.2 CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ

Per la valutazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico è stato utilizzato dal tecnico incaricato dalla committenza, il software PVsyst, pertanto di seguito si riportano le fasi del calcolo ed il report del software:

Project summary

Geographical Site
Apollo Brindisi Gentile
Italia

Situation

Latitude	40.64 °N
Longitude	17.86 °E
Altitude	34 m
Time zone	UTC+1

Project settings

Albedo	0.20

Weather data
Apollo brindisi gentile
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System

Unlimited trackers

PV Field Orientation
Orientation
Tracking horizontal axis

Tracking algorithm
Astronomic calculation

Near Shadings
No Shadings

System information

PV Array		**Inverters**	
Nb. of modules	8036 units	Nb. of units	35 units
Pnom total	5625 kWp	Pnom total	5250 kWac
		Pnom ratio	1.071

User's needs
Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy	10952657 kWh/year	Specific production	1947 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	82.60 %

Table of contents

Project and results summary 2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses 3
Main results 5
Loss diagram 6
Predef. graphs 7
Single-line diagram 8

Array losses

Array Soiling Losses
Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor
Module temperature according to irradiance

Uc (const)	29.0 W/m²K
Uv (wind)	2.3 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.	2.8 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC

LID - Light Induced Degradation
Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss
Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses
Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss
Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor
ASHRAE Param.: IAM = 1 - bo (1/cosi -1)
bo Param. 0.05

System losses

Unavailability of the system
Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

General parameters

Grid-Connected System — **Unlimited trackers**

PV Field Orientation

Orientation	**Tracking algorithm**	**Trackers configuration**	
Tracking horizontal axis	Astronomic calculation	Nb. of trackers	10 units
		Unlimited trackers	
		Sizes	
		Tracker Spacing	10.00 m
		Collector width	4.77 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	47.7 %
		Left inactive band	0.02 m
		Right inactive band	0.02 m
		Phi min / max.	-/+ 60.0 °
		Shading limit angles	
		Phi limits for BT	-/+ 61.2 °

Models used

Transposition	Perez
Diffuse	Imported
Circumsolar	separate

Horizon	**Near Shadings**	**User's needs**
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

Bifacial system

Model	2D Calculation unlimited trackers

Bifacial model geometry		**Bifacial model definitions**	
Tracker Spacing	10.00 m	Ground albedo	0.25
Tracker width	4.81 m	Bifaciality factor	75 %
GCR	48.1 %	Rear shading factor	15.0 %
Axis height above ground	2.10 m	Rear mismatch loss	3.5 %
		Shed transparent fraction	1.3 %

PV Array Characteristics

PV module		**Inverter**	
Manufacturer	Jolywood	Manufacturer	SMA
Model	JW-HD132N 700W	Model	Sunny Highpower SHP150-20-PEAK3
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	150 kWac
Number of PV modules	8036 units	Number of inverters	35 units
Nominal (STC)	5625 kWp	Total power	5250 kWac
Modules	287 string x 28 In series	Operating voltage	855-1450 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.07
Pmpp	5064 kWp		
U mpp	983 V		
I mpp	5153 A		

Total PV power		**Total inverter power**	
Nominal (STC)	5625 kWp	Total power	5250 kWac
Total	8036 modules	Number of inverters	35 units
Module area	24963 m²	Pnom ratio	1.07

Array losses

Array Soiling Losses
Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor
Module temperature according to irradiance
Uc (const) 31.3 W/m²K
Uv (wind) 2.3 W/m²K/m/s

DC wiring losses
Global array res. 3.2 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

LID - Light Induced Degradation
Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss
Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses
Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss
Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor
ASHRAE Param.: IAM = 1 - bo (1/cosi -1)
bo Param. 0.05

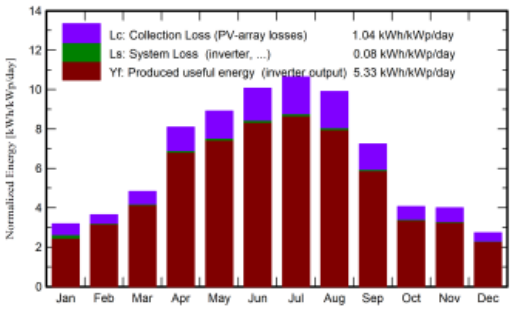
System losses

Unavailability of the system
Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

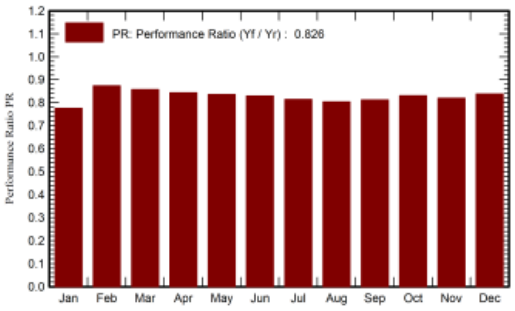
Main results

System Production
Produced Energy 10952657 kWh/year
Specific production 1947 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 82.60 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR

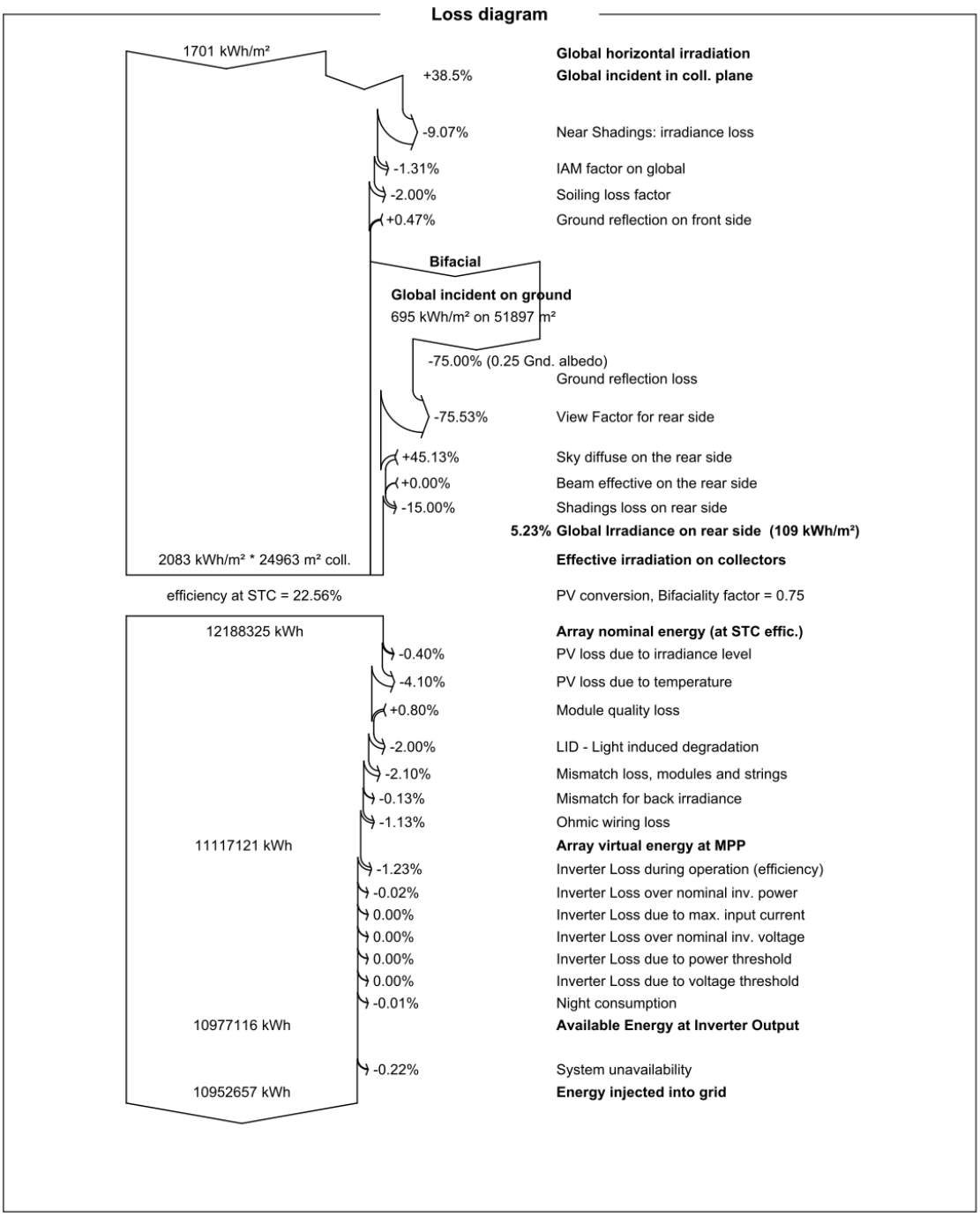


Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	66.1	25.69	9.84	98.9	80.8	461020	431294	0.775
February	75.9	36.64	7.34	102.2	88.3	508258	502197	0.874
March	113.0	58.63	11.85	149.8	130.0	731958	723010	0.858
April	176.0	60.51	15.00	242.9	216.3	1167351	1152232	0.843
May	203.3	72.32	19.87	276.1	248.3	1315380	1298404	0.836
June	222.7	67.51	23.65	301.9	274.6	1427561	1409120	0.830
July	240.4	62.86	26.72	330.1	299.8	1532068	1512430	0.815
August	217.7	55.07	26.79	307.1	275.0	1406314	1388662	0.804
September	153.5	54.29	23.86	217.4	191.1	1005255	993320	0.812
October	93.3	46.48	18.38	126.0	108.1	595879	589064	0.831
November	80.2	31.39	12.45	119.9	99.6	559395	553078	0.820
December	59.3	25.87	10.81	84.8	70.9	404352	399844	0.838
Year	1701.4	597.27	17.28	2357.3	2083.0	11114790	10952657	0.826

Legends

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



ottenendo un valore dell'energia elettrica annuale potenzialmente producibile in corrente continua pari a: **10.952 MWh/anno**

3.3 GENERATORE FOTOVOLTAICO

Per la realizzazione del campo fotovoltaico si utilizzeranno moduli JOLYWOOD HD132N - 12BB – 700W con le seguenti caratteristiche:

JW-HD132N Series | N-type Bifacial Double Glass Mono Module

Electrical Properties | STC*

Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side
Peak Power (Pmax) (W)	675	680	685	690	695	700
MPP Voltage (Vmp) (V)	38.6	38.8	39.0	39.2	39.4	39.5
MPP Current (Imp) (A)	17.50	17.54	17.58	17.62	17.66	17.73
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	46.2	46.4	46.6	46.8	47.0	47.1
Short Circuit Current (Isc) (A)	18.57	18.62	18.67	18.72	18.76	18.82
Module Efficiency (%)	21.73	21.89	22.05	22.21	22.37	22.53

*STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, AM1.5
The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the pratical testing
Power Measurement Tolerance ±3%

Electrical Properties | NOCT*

Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side
Peak Power (Pmax) (W)	511	514	518	522	526	530
MPP Voltage (Vmp) (V)	36.2	36.4	36.6	36.7	36.9	37.0
MPP Current (Imp) (A)	14.11	14.14	14.17	14.21	14.24	14.29
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	44.2	44.3	44.5	44.7	44.9	45.0
Short Circuit Current (Isc) (A)	14.97	15.01	15.05	15.09	15.13	15.17

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

Operating Properties

Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage (V)	1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating (A)	30
Power Tolerance	0~+5W
Bifaciality*	75%

*Bifaciality=Pmaxrear (STC) /Pmaxfront (STC) , Bifaciality tolerance:±5%

Temperature Coefficient

Temperature Coefficient of Pmax*	-0.320%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.046%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42±2°C

*Temperature Coefficient of Pmax±0.03%/°C

Mechanical Properties

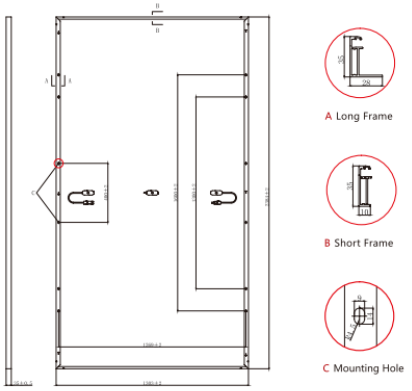
Cell Type	210.00mm*105.00mm
Number of Cells	132pcs(12*11)
Dimension	2384mm*1303mm*35mm
Weight	38kg
Front / Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP68 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm², +300mm/-180mm
Connector	MC4 Compatible

*Heat strengthened glass
*Cable length can be customized

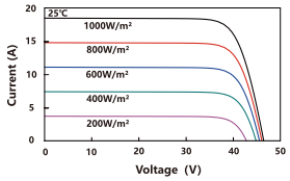
With Different Power Generation Gain (regarding 680W as an example)

Power Gain (%)	Peak Power (Pmax) (W)	MPP Voltage (Vmp) (V)	MPP Current (Imp) (A)	Open Circuit Voltage (Voc) (V)	Short Circuit Current (Isc) (A)
10	734	38.8	18.93	46.4	20.09
15	762	38.8	19.62	46.4	20.83
20	789	38.8	20.31	46.4	21.56
25	816	38.8	21.00	46.4	22.30
30	843	38.9	21.70	46.5	23.03

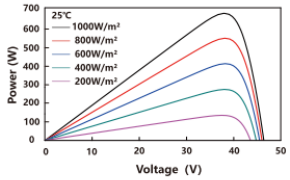
Engineering Drawing (unit: mm)



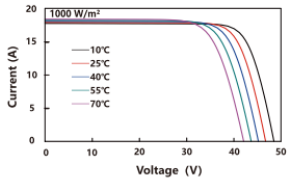
Characteristic Curves | HD132N-680



I-V Characteristics At Different Irradiations



P-V Characteristics At Different Irradiations

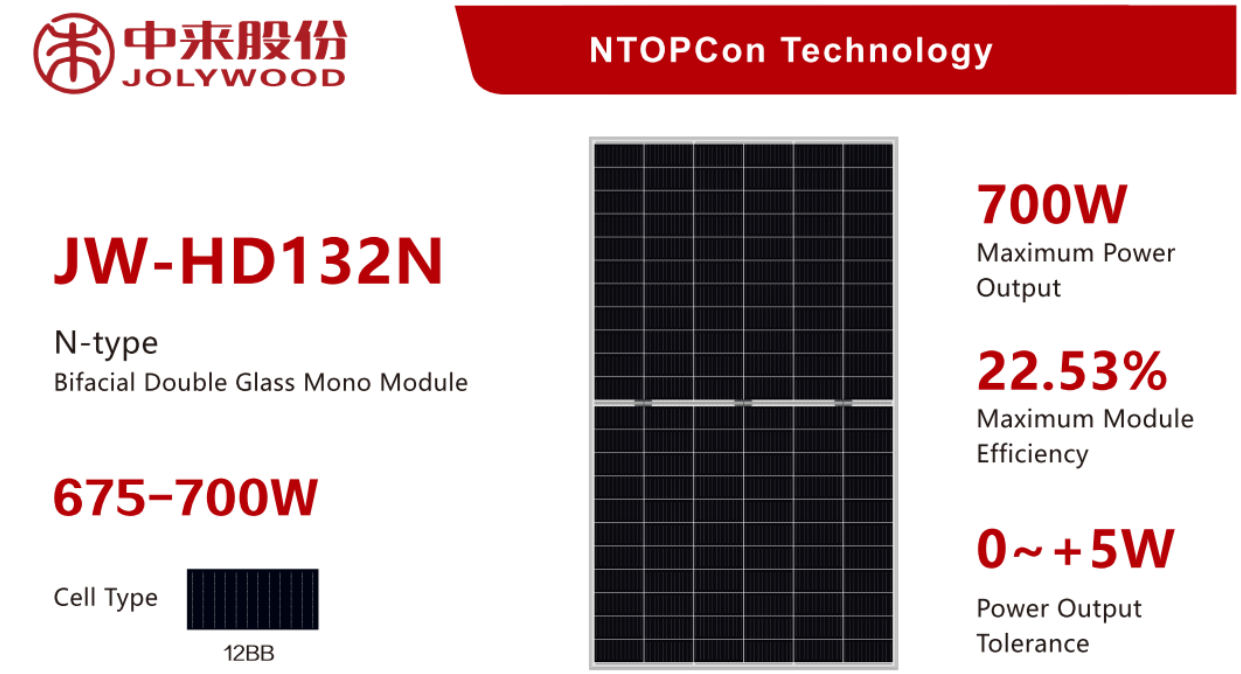


I-V Characteristics At Different Temperatures

Packaging Configuration

Packing Type	40'HQ
Piece/Pallet	31
Pallet/Container	18
Piece/Container	558

*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement,Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.



Inoltre, i moduli fotovoltaici essendo caratterizzati da parametri elettrici determinati alle Standard Test Condition (STC) e risultando gli stessi soggetti alla disposizione come da planimetria, si ritiene ininfluente la selezione dei moduli (costituenti una determinata stringa) per numero di serie, al fine di contenere lo scarto di tensione a vuoto tra una stringa e la successiva. Le motivazioni sono quindi fortemente influenzate da due fattori fondamentali:

1. diversità circuitale dei cavi di collegamento;
2. limitazione della caduta di tensione, in condizioni d'esercizio, al valore inferiore dell'1 %.

3.4 CONVERTITORI CC/CA

I gruppi di conversione adottati per tale tipologia di impianto sono composti dal componente principale inverter e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento, protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

Il sistema fotovoltaico si avvale di inverter di stringa **SMA SUNNY HIGHPOWER PEAK3 150-20** cui si riportano di seguito le tabelle tecniche dei parametri elettrici e meccanici.

Dati tecnici	**Sunny Highpower 100-20**	**Sunny Highpower 150-20**
Ingresso (CC)		
Potenza max del generatore fotovoltaico	150000 Wp	225000 Wp
Tensione d'ingresso max	1000 V	1500 V
Range di tensione MPP / Tensione nominale d'ingresso	590 V a 1000 V / 590 V	880 V a 1450 V / 880 V
Corrente d'ingresso max / Corrente di cortocircuito max	180 A / 325 A	180 A / 325 A
Numero di inseguitori MPP indipendenti	1	1
Numero d'ingressi	1 o 2 (opzionale) per quadri di campo esterni	
Uscita (CA)		
Potenza nominale alla tensione nominale	100000 W	150000 W
Potenza apparente CA max	100000 VA	150000 VA
Tensione nominale CA / Range di tensione CA	400 V / 304 V a 477 V	600 V / 480 V a 690 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 44 Hz a 55 Hz 60 Hz / 54 Hz a 66 Hz	50 Hz / 44 Hz a 55 Hz 60 Hz / 54 Hz a 66 Hz
Frequenza di rete nominale	50 Hz	50 Hz
Corrente d'uscita max	151 A	151 A
Fattore di potenza alla potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / Da 0 induttivo a 0 capacitivo	1 / Da 0 induttivo a 0 capacitivo
Distorsione armonica totale (THD)	< 3%	< 3%
Fasi di immissione / Collegamento CA	3 / 3-PE	3 / 3-PE
Grado di rendimento		
Grado di rendimento max / grado di rendimento europeo	98,8% / 98,6%	99,1% / 98,8%
Dispositivi di protezione		
Monitoraggio della dispersione verso terra / Monitoraggio della rete / Protezione contro l'inversione della polarità CC	● / ● / ●	● / ● / ●
Resistenza ai cortocircuiti CA / Separazione galvanica	● / –	● / –
Unità di monitoraggio correnti di guasto sensibile a tutti i tipi di corrente	●	●
Scaricatori di sovratensioni (tipo II) CA/CC controllati	● / ●	● / ●
Classe di isolamento (secondo IEC 62109-1) / Categoria di sovratensione (secondo IEC 62109-1)	I / CA: III; CC: II	I / CA: III; CC: II
Dati generali		
Dimensioni (L / A / P)	770 mm / 830 mm / 444 mm (30,3" / 32,7" / 17,5")	
Peso	98 kg (216 lb)	
Range di temperature di funzionamento	−25 °C a +60 °C (−13 °F a +140 °F)	
Rumorosità, valore tipico	< 69 dB(A)	
Autoconsumo (notturno)	< 5 W	
Topologia	Senza trasformatore	
Principio di raffreddamento	OptiCool, raffreddamento attivo, ventole a regime controllato	
Grado di protezione (secondo IEC 60529)	IP65	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (senza condensa)	100%	
Dotazione / Funzione / Accessori		
Collegamento CC / Collegamento CA	Capocorda (fino a 300 mm²) / Morsetto (fino a 150 mm²)	
Indicatori LED (stato / errore / comunicazione)	●	
Interfaccia Ethernet	● (2 porte)	
Interfaccia dati: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire	● / ● / ●	
Tipo di montaggio	Montaggio su telaio	
OptiTrac / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Idoneità off-grid / Compatibile con SMA Fuel Save Controller	● / ●	
Garanzia: 5 / 10 / 15 / 20 anni	● / ○ / ○ / ○	
Certificati e omologazioni (selezione)	IEC/EN 62109-1/-2, VDE-AR-N 4110/4120, IEC 62116, IEC 61727, EN 50549, C10/11, CEI 0-16, G99/1 (>16A), PO 12.3, ABNT NBR 16149	
● Dotazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile Dati riferiti alle condizioni nominali Aggiornamento dei dati: 10/2020		
Denominazione del tipo	SHP 100-20	SHP 150-20

Prima degli inverter le stringhe saranno messe in parallelo tramite STRING-BOX, ovvero dei quadri elettrici installati nelle immediate vicinanze dell'inverter e a cui fanno capo tutte le stringhe di un determinato inverter, vengono messe in parallelo e da cui esce un singolo cavo che viene collegato all'inverter. Nel presente progetto sono previsti n.40 string-box, tanti quanti gli inverter a cui fanno capo 8/9 stringhe.

Ciascuno string box è dotato di un massimo di 16 canali in ingresso, con fusibili su 2 poli, dotati di monitoraggio di ciascuna stringa. Il sistema prevede la protezione per le sovratensioni, con uno scaricatore combinato in classe I+II. La linea in uscita verso l'inverter è protetta da un interruttore appositamente dimensionato.

L'apparecchiatura è idonea per installazione esterna (IP65).

3.5 CABINE DI CAMPO

L'intero impianto fotovoltaico sarà suddiviso in 2 campi ognuno dei quali farà capo ad una CABINA DI CAMPO all'interno delle quali troveranno alloggio:

- Quadri di parallelo inverter;
- Quadri di linea in BT;
- Quadri in MT di protezione trafo e arrivo/partenza linea MT;
- Trasformatore BT/MT 600V/20kV di taglia pari a 3150 KVA;
- Trasformatore BT/BT 600V/230V per servizi ausiliari;
- Quadri servizi ausiliari.

Le CABINE DI CAMPO, dimensioni pari a 7,00 m x 2,52 m e con altezza pari a 3,00m, sarà realizzata in c.a.v. prefabbricato e si compone di 2 elementi monolitici ovvero la vasca, che svolge la doppia funzione di fondazione e di alloggio dei cavi in arrivo dal campo o in partenza per la Cabina di consegna.

3.6 QUADRO DI BASSA TENSIONE

Nella CABINA DI CAMPO saranno ubicati i quadri di bassa tensione. Il quadro elettrico avrà una struttura realizzata interamente con lamiera di acciaio zincato a caldo conformi alla norma CEI EN 60439-1. Le caratteristiche dei quadri di BT saranno definite in fase di progettazione esecutiva, considerando che dovranno rispettare le seguenti indicazioni, indicate nelle norme di riferimento per i quadri elettrici di bassa tensione sono la EN 61439-1 (CEI 17-113) " Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 1: Regole generali" e la EN 61439-2 (CEI 17-114), " Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 2: Quadri di potenza ". A queste due norme occorrerà seguire una serie di fascicoli specifici per il tipo di impiego. La EN 61439-1 (CEI 17-113) si applica ai quadri di bassa tensione, indipendentemente dalla forma e dalla dimensione. Siamo nell'ambito della bassa tensione e dunque la tensione nominale non deve essere superiore a 1000 V in corrente alternata o 1500 V in corrente continua. Nessun limite, né superiore né inferiore, è invece previsto per la corrente nominale del quadro.
I QUADRI DI CAMPO in BT svolgono la doppia funzione di sezionamento delle linee in arrivo dal campo FTV (singoli inverter) sia di PARALLELO DEGLI INVETER. I quadri di campo sono provvisti dei necessari dispositivi di sezionamento e protezione come ad esempio un magnetotermico differenziale per ogni singola linea in arrivo dagli inverter e un interruttore motorizzato in uscita dal quadro e diretto verso il vano di trasformazione.

3.7 TRASFORMATORE BT/MT

Per l'innalzamento del livello di tensione e l'interfacciamento con la linea elettrica di media tensione, ogni singolo campo è dotato di un trasformatore BT/MT, situato all'interno del vano trasformatore della cabina di campo. Si riportano di seguito le principali caratteristiche dei due tipi di trasformatori previsti:

Potenza nominale (kVA)	3150
Ucc (%)	6
Tensione primaria (V)	20.000
Tensione secondaria (V)	600

3.8 QUADRI DI MEDIA TENSIONE

I quadri di media tensione presenti nell'impianto fotovoltaico in oggetto sono di tipo modulare per interno con singolo sistema di sbarre collettrici montati in fabbrica, omologati, tripolari e con involucro metallico. Sono impiegati per la distribuzione di energia elettrica in reti di distribuzione secondaria, anche in condizioni ambientali estreme in accordo con le norme tecniche del settore.

3.9 CAVI ELETTRICI

Il singolo modulo fotovoltaico è corredato da due cavetti, uno per polarità (positivo e negativo del modulo) di lunghezza pari a 90 centimetri; il collegamento in serie dei moduli sarà garantito mediante l'utilizzo di cavi solari di sezione variabile. I cavi di stringa giungono agli ingressi dell'inverter.

Il dimensionamento dei cavi sul lato c.c. del sistema fotovoltaico in oggetto è stato impostato in modo da massimizzare il rendimento dell'impianto, ovverosia rendere minime le perdite d'energia nei cavi, imponendo che la massima caduta di tensione tra moduli fotovoltaici e ingresso inverter, con corrente pari a quella di funzionamento dei moduli alla massima potenza, sia inferiore al 2% (norma CEI 64-8).

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono state determinate in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore è calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella tabella 52D della Norma CEI 64-8.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024 e CEI-UNEL 35026, applicando ai valori individuati, coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla temperatura ambiente. Nei casi di cavi con diverse modalità di posa, è effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa.

Le sezioni dei cavi sono verificate anche sotto il profilo della caduta di tensione alla corrente di normale utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI 64-8. Le verifiche in oggetto sono effettuate mediante l'uso delle tabelle CEI-UNEL 35023.

3.10 POSA DEI CAVI IN TUBI E CANALETTE — POZZETTI DI DERIVAZIONE

I conduttori saranno sempre protetti meccanicamente mediante tubi corrugati 450N per BT in materiale isolante autoestinguente e la posa sarà eseguita rispettando le tipologie previste dagli standard tecnici.
I cavi posati nei corrugati dovranno risultare sempre sfilabili e rinfilabili.
Il percorso dei cavidotti è stato pensato per quanto possibile con andamento rettilineo orizzontale, verticale o parallelo alle strutture di supporto dell'impianto fotovoltaico; ad ogni brusca deviazione resa necessaria dal percorso previsto e ad ogni derivazione dalla linea principale a quella secondaria saranno utilizzate cassette di derivazione o pozzetti, necessari anche al fine di future ispezioni.
Le giunzioni dei conduttori saranno sempre eseguite negli appositi quadri o cassette di derivazione mediante opportuni morsetti o connettori, mentre non sono ammesse giunzioni nastrate ed il coperchio delle cassette sarà apribile solo con idoneo attrezzo. Si provvederà in ogni punto di giunzione a mantenere una lunghezza in eccesso su ogni singolo cavo al fine di permettere il rifacimento dei terminali in caso di necessità.
A partire dai singoli quadri di parallelo stringhe, i cavi si raccorderanno in un cavidotto che raccoglie e convoglia i cavi al vano inverter. Lungo il percorso del cavidotto sono previsti pozzetti circa ogni 25/30 mt.

3.11 IMPIANTO DI TERRA E SEZIONE DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE

Il sistema di terra comprende la maglia ed i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti. L'impianto di terra consiste principalmente di una linea dorsale corrente in cavo di rame nudo collegato tramite appositi morsetti ai collegamenti di ogni singola struttura metallica di supporto dei moduli fotovoltaici, collegamenti realizzati mediante appositi cavi di sezione variabile. Le dorsali di terra sono a loro volta collegate mediante morsetti alla rete di terra delle cabine elettriche. Viene creato in questo modo un collegamento equipotenziale tra le varie strutture metalliche.

IMPIANTO DI TERRA DELLE CABINE

L'impianto di terra interno delle cabine sarà costituito da una corda di rame nudo esterno alle cabine e collegato a dispersori posti agli spigoli.

Il locale trasformazione MT/BT sarà dotato di un proprio collettore di terra principale, costituito da una barratura in rame fissata a parete, a cui faranno capo i seguenti conduttori:

- il conduttore di terra proveniente dal dispersore;
- il conduttore di terra proveniente dei ferri di armatura;
- il P.E. destinato al collegamento della carcassa del trasformatore;
- il nodo di terra del Quadro Generale BT.

Dal nodo di terra posto in corrispondenza del Quadro Generale BT di Cabina saranno poi derivati tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali destinati al collegamento dei quadri di distribuzione e quindi di tutte le masse estranee dell'impianto. Ad ogni quadro elettrico sarà associato un nodo di terra costituito da una barra in rame. L'impianto di terra risulterà realizzato in conformità al Cap. 54 delle Norme CEI 64-8/5 e adesso saranno collegate:

- le masse metalliche di tutte le apparecchiature elettriche;
- le masse metalliche estranee accessibili (tubazioni dell'acqua, del riscaldamento, del gas, ecc.);
- i poli di terra delle prese a spina.

Tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali presenti nell'impianto saranno identificati con guaina isolante di colore giallo-verde e saranno in parte contenuti all'interno dei cavi multipolari impiegati per l'alimentazione delle varie utenze, in parte costituiranno delle dorsali comuni a più circuiti.

Per dimensionare il suddetto impianto di terra sarà necessario richiedere il valore della corrente di guasto monofase a terra ed il tempo di eliminazione del guasto. Tali valori sono forniti da Terna.

3.12 INQUINAMENTO ELETTROMAGNETICO

La normativa nazionale (l. 36/2001) è a tutela della popolazione contro gli effetti dei campi elettromagnetici. Ai fini della corretta analisi del sistema in oggetto, è necessario riportare le definizioni dei termini utilizzati nelle leggi utilizzate.

Limiti di esposizione	Valori di CEM che non devono essere superati in alcuna condizione di esposizione, ai fini della tutela degli effetti acuti
Valori di attenzione	Valori di CEM che non devono essere superati negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze prolungate. Essi costituiscono la misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti di lungo periodo
Obiettivi di qualità	Valori di CEM causati da singoli impianti o apparecchiature da conseguire nel breve, medio e lungo periodo, attraverso l'uso di tecnologie e metodi di risanamento disponibili. Sono finalizzati a consentire la minimizzazione dell'esposizione della popolazione e dei lavoratori al CEM anche per la protezione da possibili effetti di lungo periodo

Relativamente alle definizioni sopra riportate, il D.P.C.M. 8 luglio 2003 propone, per l'esposizione della popolazione ai CEM, prodotti a frequenza industriale (50 Hz) relativi agli elettrodotti (quindi anche le cabine di trasformazione), i seguenti valori:

Normativa	Limiti previsti	Induzione magnetica B (pT)	Intensità del campo elettrico E (V/m)

D. P. C. M.	Limite di esposizione	100	5000
	Limite d'attenzione	10	
	Obiettivo di qualità	3	
Racc. 1999/512/CE	Livelli di riferimento (ICNIRP1998, OMS)	100	5000

Considerando che il campo elettrico in media tensione è notevolmente inferiore a 5 kV/m, imposto dalla normativa, nella presente relazione si porgerà maggiore attenzione al campo magnetico.

Dato il basso valore delle correnti in gioco, unico punto critico risulta essere la cabina di trasformazione che dovrà essere sottoposta a ulteriori verifiche in fase esecutiva, secondo la seguente formula che esprime l'induzione magnetica prodotta dal trasformatore, la quale decresce in funzione della distanza secondo la seguente espressione (valida per trasformatori in resina e distanze fino a 10 m):

$$B = 5 * \frac{u_{cc}}{6} * \sqrt{\frac{S_r}{630}} * \left(\frac{3}{a}\right)^{2,8}$$

dove:

u_{cc} tensione percentuale di cortocircuito;
S_r potenza nominale del trasformatore (in kVA);
a distanza dal trasformatore.

3.13 MONTAGGIO COMPONENTI

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

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

I montaggi elettrici in campo, consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa in opera quadri di campo;
- Posa in CABINE DI CAMPO;
- Posa in opera della rete di terra;
- Posa in opera dei quadri in corrente continua;
- Posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e quadri di campo;

- Posa dei cavi di collegamento tra quadri di campo e inverter;
- Posa dei cavi di collegamento tra il quadro di parallelo in corrente alternata, la cabina di trasformazione BT/MT, la linea in MT;
- Posa in opera dei collegamenti alla rete di terra.

3.14 VERIFICHE ELETTRICHE e DIMENSIONAMENTO INVERTER

Si riportano di seguito le verifiche eseguite per il dimensionamento dell'impianto FTV e di bilanciamento degli inverter.

Panoramica del sistema

9240 x Jolywood (Taizhou) Tecnologia Solar S.A. HD132N-12BB-700 (Generatore FV 1)
Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera, Picco di potenza: 6,47 MWp

30 x SMA SHP 150-20 600V **10 x SMA SHP 150-20 600V**

Dati dimensionamento FV

Numero complessivo moduli fotovoltaici:	9240	Fattore di utilizzo dell'energia:	99,9 %
Picco di potenza:	6,47 MWp	Performance Ratio*:	89,5 %
Numero di inverter FV:	40	Rendimento specifico di energia*:	1935 kWh/kWp
Potenza nominale CA degli inverter FV:	6,00 MW	Perdite di linea (in % sull'energia FV):	---
Potenza attiva CA:	6,00 MW	Carico asimmetrico:	0,00 VA
Rapporto potenza attiva:	92,8 %	Riduzione di CO_2 dopo 20 anni:	84.049 t
Rendimento annuo di energia*:	12.515,85 MWh		

VERIFICA INVERTER CON 8 STRINGHE DA 28 MODULI ftv DA 700W

30 x SMA SHP 150-20 600V (Parte dell'impianto 1)

Picco di potenza:	4,70 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	6720
Numero di inverter FV:	30
Potenza CC max (cos φ = 1):	153,00 kW
Potenza attiva CA max (cos φ = 1):	150,00 kW
Tensione di rete:	20,0 kV
Rapporto potenza nominale:	98 %
Fattore di dimensionamento:	104,5 %
Fattore di sfasamento (cos φ):	1
Ore a pieno carico:	2025,6 h

SMA SHP 150-20 600V

Dati dimensionamento FV

Ingresso A: Generatore FV 1

224 x Jolywood (Taizhou) Tecnologia Solar S.A. HD132N-12BB-700, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

	Ingresso A:
Numero delle stringhe:	8
Moduli fotovoltaici:	28
Picco di potenza (ingresso):	156,80 kWp
Tensione CC min. INVERSOR (Tensione di rete 20,0 kV):	880 V
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1055 V
Tensione fotovoltaica min.:	1000 V
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V
Tensione fotovoltaica max.	✓ 1405 V
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	180 A
Corrente max generatore:	✓ 141,8 A
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	325 A
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 150,6 A

VERIFICA INVERTER CON 9 STRINGHE DA 28 MODULI ftv DA 700W

10 x SMA SHP 150-20 600V (Parte dell'impianto 2)

Picco di potenza:	1,76 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	2520
Numero di inverter FV:	10
Potenza CC max (cos φ = 1):	153,00 kW
Potenza attiva CA max (cos φ = 1):	150,00 kW
Tensione di rete:	20,0 kV
Rapporto potenza nominale:	87 %
Fattore di dimensionamento:	117,6 %
Fattore di sfasamento (cos φ):	1
Ore a pieno carico:	2267,2 h

SMA SHP 150-20 600V

Dati dimensionamento FV

Ingresso A: Generatore FV 1
252 x Jolywood (Taizhou) Tecnologia Solar S.A. HD132N-12BB-700, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

	Ingresso A:
Numero delle stringhe:	9
Moduli fotovoltaici:	28
Picco di potenza (ingresso):	176,40 kWp
Tensione CC min. INVERSOR (Tensione di rete 20,0 kV):	880 V
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1055 V
Tensione fotovoltaica min.:	1000 V
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V
Tensione fotovoltaica max.	✓ 1405 V
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	180 A
Corrente max generatore:	✓ 159,6 A
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	325 A
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 169,4 A

3.15 COLLAUDI

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

PROVE DI TIPO

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

PROVE DI ACCETTAZIONE IN OFFICINA

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a

verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

VERIFICHE IN CANTIERE

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni dovuti ai lavori o esecuzioni non a regola d'arte.

PROVE D'ACCETTAZIONE IN SITO

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

1 . Esame a vista:

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

2. Verifica delle opere civili:

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

3. Verifica delle opere meccaniche:

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

4. Verifica della rete di terra:

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

5. Verifica dei collegamenti di terra:

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

6. Verifica dei collegamenti elettrici:

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

7. Prova di isolamento verso terra:

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

1) temperatura ambiente: compresa tra 20 e 45 °C
2) umidità relativa: compresa tra 45 e 85%
3) tensione di prova: 2000 V, per 1 minuto

(tutte le apparecchiature elettroniche e i dispositivi di protezione, per i quali è dannoso tale livello di tensione, devono essere scollegati); la resistenza di isolamento dell'impianto deve

essere adeguata ai valori prescritti dalla norma CEI 648/6;

8. Verifica degli organi di manovra e di protezione:

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

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

le misure, per ciascuna stringa, sono effettuate sui quadri di parallelo;

10. Verifica degli strumenti di misura:

verifica della funzionalità di contatori e indicatori.

3.16 VERIFICHE PER MESSA IN SERVIZIO

Prima della messa in servizio dell'impianto fotovoltaico saranno eseguiti i seguenti controlli dei vari campi:

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

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

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

dove:

P_{cc} = potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del ±2%;

P_{nom} = potenza nominale del generatore fotovoltaico;

I = irraggiamento misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del ±3% (deve essere $I > 600$ W/M^2);

I_{stc}= 1000 W/m^2 (irraggiamento in condizioni di prova standard);

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

dove:

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

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

ALLEGATO C

Tabella di calcolo 3% proventi

Apollo Brindisi Gentile S.r.l.

Viale della stazione, 8

Bolzano (BZ), CAP 39100

apollobrindisigentilesrl@legalmail.it

INVESTING IN A GREEN FUTURE

Apollo Brindisi Gentile S.r.l.

Viale della stazione, 8

Bolzano (BZ), CAP 39100

apollobrindisigentilesrl@legalmail.it

b) QUANTIFICAZIONE DEL 3% DEI PROVENTI

Tasso di attualizzazione 4,45%

Anno	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056
Energia prodotta [MWh]	10.953,00	10.914,66	10.876,33	10.837,99	10.799,66	10.761,32	10.722,99	10.684,65	10.646,32	10.607,98	10.569,65	10.531,31	10.492,97	10.454,64	10.416,30	10.377,97	10.339,63	10.301,30	10.262,96	10.224,63	10.186,29	10.147,95	10.109,62	10.071,28	10.032,95	9.994,61	9.956,28	9.917,94	9.879,61	9.841,27
Prezzo [€/MWh]	70,97	72,17	74,08	72,04	71,86	66,94	65,14	62,59	61,52	58,92	56,53	52,98	51,73	49,61	50,73	49,82	48,27	46,31	46,21	45,49	45,2	43,93	43,16	42,25	42,02	41,05	40,54	41,01	40,73	40,02
Proventi [k€]	777,33	787,71	805,72	780,77	776,06	720,36	698,50	668,75	654,96	625,02	597,50	557,95	542,80	518,65	528,42	517,03	499,09	477,05	474,25	465,12	460,42	445,80	436,33	425,51	421,58	410,28	403,63	406,73	402,40	393,85
Proventi attualizzati [k€]	777,33	754,15	738,53	685,17	652,02	579,44	537,91	493,07	462,33	422,40	386,59	345,62	321,91	294,49	287,25	269,08	248,68	227,57	216,60	203,38	192,75	178,67	167,43	156,32	148,28	138,16	130,13	125,54	118,91	111,43

Compensazione rel tecnica 311.134,29 €

INVESTING IN A GREEN FUTURE

ALLEGATO D

Cassa Centrale Raiffeisen dell'Alto Adige S.p.A.
Attestazione delle risorse finanziarie proporzionate all'investimento

Apollo Brindisi Gentile S.r.l.

Viale della stazione, 8

Bolzano (BZ), CAP 39100

apollobrindisigentilesrl@legalmail.it

INVESTING IN A GREEN FUTURE

Raiffeisen Landesbank Südtirol AG
Cassa Centrale Raiffeisen dell'Alto Adige SpA
Rechtssitz: / Sede legale:
I-39100 Bozen / Bolzano
Laurinstraße 1 / Via Laurin 1
Tel: 0471 / 946511
Fax: 0471 / 974353
e-mail: raiffeisen.landesbank@raiffeisen.it
cassa.centrale.raiffeisen@raiffeisen.it
PEC: pec03493.commercial.area@raiffeisen-legalmail.it

Raiffeisen Landesbank
Cassa Centrale Raiffeisen
Südtirol / Alto Adige

Spett.le
APOLLO BRINDISI GENTILE S.R.L.
Viale della Stazione, 7
39100 Bolzano
P.IVA 03160010215
apollobrindisigentilesrl@legalmail.it

Bolzano, 02.09.2022

ATTESTAZIONE

Oggetto: *"REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DELLA POTENZA NOMINALE DI 6,5 MW NEL COMUNE DI BRINDISI" (il "Progetto")*

In relazione al progetto riferito in oggetto, premesso che:

- APOLLO BRINDISI-GENTILE S.R.L. ("la **Società**") ai sensi della Legge Regionale n. 31 del 21/10/2008 ("Norme in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale"), ha presentato una richiesta (la "Richiesta") alla Regione Puglia per il rilascio dell'Autorizzazione Unica per la costruzione di n. 1 impianto con potenza 6,5 MW nel Comune di Brindisi (il "**Progetto**");

- la Società fa parte di un gruppo (il "**Gruppo**") così come definito all'art. 2359 commi 1 e 2 del Codice Civile;

- nell'ambito dell'Istanza, la Società ha predisposto un piano economico finanziario (il "**PEF**") relativo al Progetto, asseverato dall'istituto bancario Cassa Centrale Raiffeisen dell'Alto Adige S.p.A. che ne ha attestato la coerenza nel suo complesso.

Verificata la relativa documentazione fornita, la sottoscritta Cassa Centrale Raiffeisen dell'Alto Adige S.p.A. (la "**Banca**") dichiara che la Società dispone, in autonomia e/o per il tramite di altre società del Gruppo, di risorse finanziarie proporzionate all'investimento indicato nel PEF asseverato di cui alle premesse.

La dichiarazione è rilasciata a mero titolo informativo, pertanto la presente non costituisce assunzione di impegno o garanzia da parte della Banca.

La presente lettera non costituisce, né può essere interpretata quale, impegno alcuno da parte della Banca al reperimento o alla concessione di finanziamenti in qualsiasi forma tecnica per la realizzazione del Progetto.

Cordiali saluti
Cassa Centrale Raiffeisen dell´Alto Adige SpA