



CITTA' DI VENOSA

Impianto Agrovoltaico "Finocchiaro"

della potenza di 20,00 MW in immissione e 19,67 MW in DC

PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE:



BETA ARIETE S.r.l.
Sede legale: via Mercato 3/5, 20121, Milano (MI)
Iscritta presso il Registro delle Imprese di Milano
Numero di iscrizione, C.F. e P.IVA: 11850900967
Capitale Sociale: Euro 10.000,00 i.v.
Soggetta alla Direzione e Coordinamento di
Canadian Solar Inc.
PEC: betaarietesrl@lamiapec.it

PROGETTAZIONE:



TEKNE srl
Via Vincenzo Gioberti, 11 - 76123 ANDRIA
Tel +39 0883 553714 - 552841 - Fax +39 0883 552915
www.gruppotekne.it e-mail: contatti@gruppotekne.it



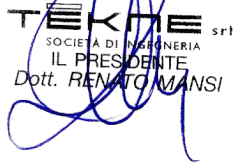
PROGETTISTA:

Dott. Ing. Renato Pertuso
(Direttore Tecnico)



LEGALE RAPPRESENTANTE:

dott. Renato Mansi



CONSULENTE:

PD

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE SPECIALISTICA E CALCOLI IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Tavola:

RE05

Filename:

TKA701-PD-RE05-R0.docx

Data 1°emissione:

Giugno 2022

Redatto:

G. POLICASTRO

Verificato:

G.PERTUSO

Approvato:

R.PERTUSO

Scala:

/

Protocollo Tekne:


n° revisione

1
2
3
4

TKA701


INDICE

1. PREMESSA	1
2. SCOPO	1
3. UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	1
4. DATI CLIMATICI	2
5. DESCRIZIONE TECNICA	3
5.1 CRITERI DI SCELTA	3
5.2 DESCRIZIONE GENERALE	3
5.2.1 SOTTOCAMPO	7
6. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI	9
6.1 CAMPO FOTOVOLTAICO	9
6.1.1 MODULI FOTOVOLTAICI	9
6.1.2 SISTEMA DI TRACKING	10
6.1.3 INVERTER	11
6.1.4 QUADRO AC	12
6.1.4 TRASFORMATORE MT/BT	13
6.1.5 CABINA MT DI CAMPO	13
6.2 SISTEMA DI STORAGE	14
6.2.1 SISTEMA A BATTERIE	15
6.2.2 CONVERTITORE DI POTENZA	18
6.2.3 CONTAINER	20
6.2.4 SISTEMA BESS	21
6.2.5 CARATTERISTICHE TECNICHE DEL SISTEMA DI ACCUMULO	21
6.3 CABINA DI RACCOLTA MT	22
6.3.1 QUADRO MT	22
6.3.2 TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI MT/BT	23
6.3.3 QUADRO SERVIZI AUSILIARI IN BASSA TENSIONE (QSA)	23
6.3.4 QUADRI MISURE FISCALI (QMF)	23
6.3.1 POWER PLANT CONTROLLER (PPC)	23
6.4 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE	24
6.4.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO	24
6.4.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI BASSA TENSIONE	24
6.4.3 VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE C.C.	25
6.4.4 PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE	26
6.4.5 PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO	27
6.4.6 CADUTE DI TENSIONE	27
6.4.7 POSA DEI CAVI IN TUBI	27
6.5 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE E RELATIVI CALCOLI	27

	DATA		REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	Protocollo TEKNE
	R0	Giugno 2022	G. Policastro	G.Pertoso	R. Pertuso	TKA701
						Filename:
						TKA701-PD-RE05

**RELAZIONE TECNICA DI IMPIANTO
FOTOVOLTAICO**

6.5.1	DATI NOMINALI DI IMPIANTO	27
6.5.2	CARATTERISTICHE DEL CAVO DI MEDIA TENSIONE	28
6.5.3	DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI MEDIA TENSIONE	28
6.5.4	VALORI MASSIMI AMMISSIBILI DELLA CADUTA DI TENSIONE	29
6.5.5	TIPI DI INSTALLAZIONE	29
6.5.6	CALCOLO DELLA PORTATA EFFETTIVA	29
6.5.7	DIMENSIONAMENTO E VERIFICHE	30
6.6	RETE DI TERRA	36
6.6.1	DESCRIZIONE DELLA RETE DI TERRA	37
6.6.2	COLLEGAMENTI DI TERRA	37
7.	SISTEMA DI SUPERVISIONE DELL'IMPIANTO FV	38
8.	MISURE DI PROTEZIONE	39
8.1	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	39
8.2	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	39
8.3	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE	40
9.	MONTAGGIO COMPONENTI	40
10.	COLLAUDI E MESSA IN SERVIZIO	41
10.1	PROVE DI TIPO	41
10.2	PROVE DI ACCETTAZIONE IN FABBRICA	42
10.3	VERIFICHE IN CANTIERE	42
10.4	PROVE DI ACCETTAZIONE IN SITO	42
11.	VALUTAZIONE ENERGETICA	43
12.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	45

	DATA		REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	Protocollo TEKNE
	R0	Giugno 2022	G. Policastro	G.Pertoso	R. Pertuso	TKA701
						Filename: TKA701-PD-RE05

1. Premessa

La società **Beta Ariete s.r.l.** ha disposto di procedere alla progettazione delle opere necessarie per la realizzazione di un **impianto fotovoltaico**, denominato "**Finocchiaro**" in località "**Il Finocchiaro**", da **19,66 MWp (DC)** e **20,00 MW (AC)** nel Comune di **Venosa (PZ)** (Foglio 11 p.lle 40, 41, 42, 47, 48, 49, 51, 52, 53, 54, 55, 64, 65, 66, 71, 72, 78, 101, 102, 103,104, 105, 107, 108, 109, 110, 112, 113, 119, 129, 130, 178, 179, 180, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 188, 234, 235, 256, 257, 262, 263, 289, 290 e 322), e di inoltrare richiesta di connessione di **20 MW** al gestore della rete di trasmissione nazionale.

Si sottolinea che, vista la presenza di sistemi di accumulo con potenza in uscita maggiore della potenza di connessione alla rete TERNA, sarà utilizzato un sistema PPC (Power Plant Controller), in modo da soddisfare i requisiti imposti dalla rete e dal punto di connessione.

L'energia prodotta dall'impianto sarà ceduta alla rete elettrica di distribuzione in AT, in base alle condizioni definite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) e le prescrizioni redatte dalla società TERNA S.p.a.

2. Scopo

Scopo del presente documento è la relazione tecnica del progetto definitivo di un impianto fotovoltaico, denominato "**FINOCCHIARO**", nel comune di Venosa (PZ), in conformità a quanto indicato nella Norma CEI 0-2 (2002-09) e dall'art. 93 comma 4 del Decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163.

3. Ubicazione dell'impianto

La località d'installazione dell'impianto fotovoltaico è: Venosa (PZ).

I dati geografici (*sist.rif. Geografico WGS 84-UTM33N*) di riferimento della suddetta località sono:

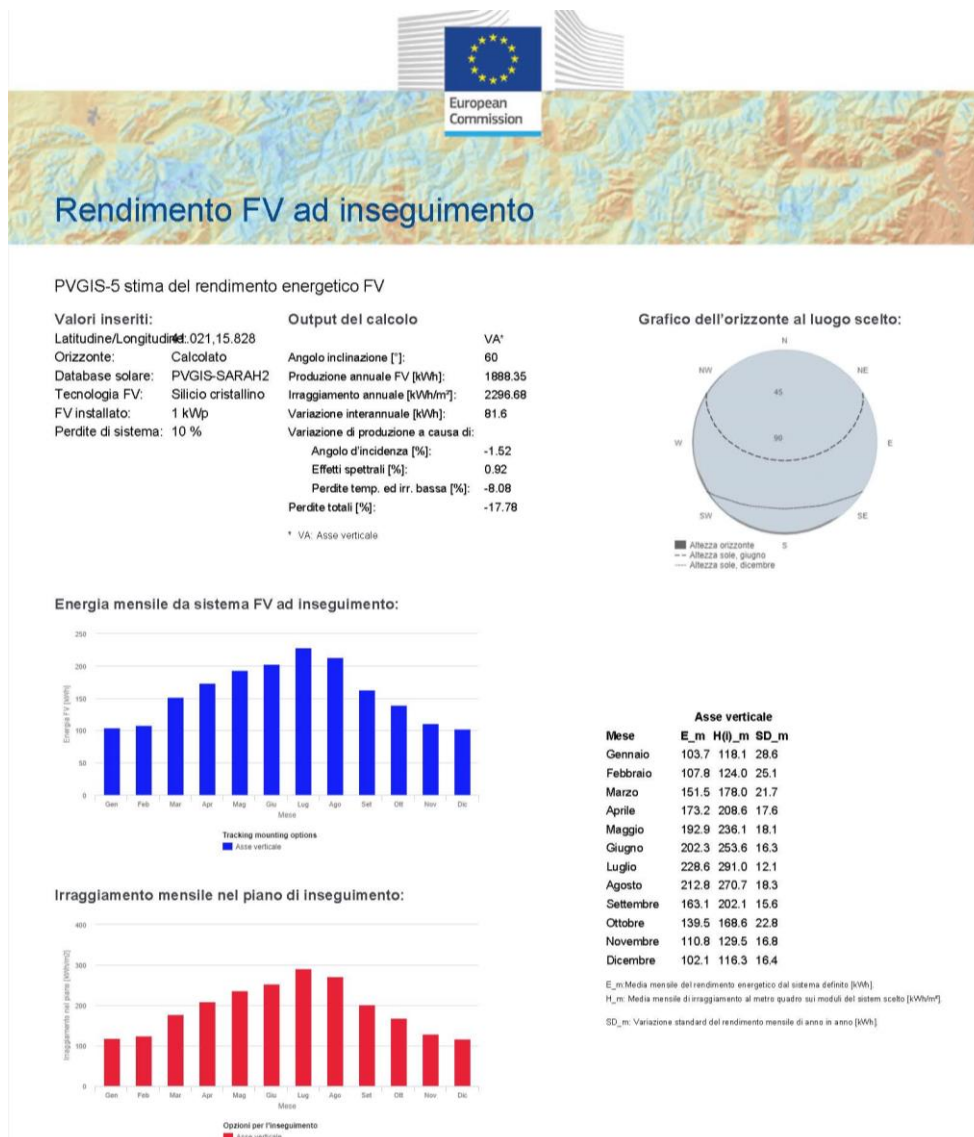
- LOTTO 1: 41,02063611 Nord; 15,82796667 Est (41° 01' 14" N; 15° 49' 40" E)
- LOTTO 2: 41,01888889 Nord; 15,82796667 Est (41° 01' 08" N; 15° 49' 41" E)
- LOTTO 3: 41,01805556 Nord; 15,83194444 Est (41° 01' 05" N; 15° 49' 55" E)
- LOTTO 4: 41,0175 Nord; 15,82833333 Est (41° 01' 03" N; 15° 49' 42" E)

– LOTTO 5: 41,0175 Nord; 15,82527778 Est (41° 01' 03" N; 15° 49' 31" E)

Altitudine media = 349 m s.l.m.

4. Dati Climatici

L'analisi dei dati climatici sul sito di Venosa (PZ) sono stati condotti attraverso l'utilizzo del software PVGIS, il quale ha restituito i valori relativi all'irraggiamento solare nella zona di interesse.



L'irraggiamento annuale nel piano risulta essere pari a 2296,68 kWh/mq.

Perciò, il progetto per la costruzione del parco fotovoltaico "Finocchiario", qui proposto, potrà produrre complessivamente:

$19\,669,65 \text{ kWp} * 1\,888,35 \text{ kWh} * \text{kWp/anno} = 37\,143\,183 \text{ kWh/anno}$.

5. Descrizione tecnica

5.1 Criteri di scelta

Al fine di massimizzare la produzione di energia annuale, compatibilmente con le aree a disposizione, si è adottato come criterio di scelta prioritario quello di suddividere l'impianto in otto sottocampi con potenze da 2,5 MW e di trasformare l'energia elettrica da bassa tensione a media tensione in ogni singolo trasformatore previsto per ogni sottocampo.

La conversione da corrente continua in corrente alternata è effettuata, invece, mediante un numero variabile di inverter trifase di stringa per ogni sottocampo. Ciascun inverter sarà collegato ad un quadro AC e quindi poi al singolo trasformatore del sottocampo.

5.2 Descrizione generale

Le parti che compongono il sistema fotovoltaico sono:

- generatore fotovoltaico
- strutture di sostegno ed ancoraggio (tracker)
- cavi, cavidotti,
- inverter di stringa cc/ca
- quadro AC
- trasformatori MT/bt
- cabine di raccolta MT
- trasformatori AT/mt

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di 1155 stringhe fotovoltaiche singolarmente sezionabili formate da 26 moduli in serie, quindi composto complessivamente da 30030 moduli

fotovoltaici con potenza unitaria di 655Wp. La potenza totale installata è di 19669,65 kWp. Da un punto di vista elettrico il sistema fotovoltaico è stato suddiviso in otto campi indipendenti.

I sottocampi sono costituiti ciascuno da un numero variabile di inverter di stringa (di seguito specificato in dettaglio per ogni sottocampo) composti da stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo. Gli inverter avranno una potenza nominale di 175 kW con uscita a 800Vac.

Le uscite degli inverter vengono quindi portate ad un quadro AC, facente parte della stazione di trasformazione, che risulterà collegato, mediante opportune protezioni, al rispettivo trasformatore MT/bt 0.8/30kV di potenza pari a 2500kVA. È stata prevista un'unica cabina di raccolta, facente capo a tutti i sottocampi, a sua volta connessa alla stazione di consegna dove avviene la trasformazione in AT per poi annettersi alla rete del TSO. Di seguito il dettaglio di ogni campo:

Campo TR1

Potenza unitaria modulo	655 Wp
N° Stringhe	164
N° Moduli fotovoltaici	164x26=4264
Potenza complessiva DC	4264x655Wp=2792,92 kWp
N° Inverter di stringa	15
Potenza tot. Inverter	15x175 kVA=2625 kVA
Potenza Trasformatori	1x2500 Kva

Campo TR2

Potenza unitaria modulo	655 Wp
N° Stringhe	165
N° Moduli fotovoltaici	165x26=4290
Potenza complessiva DC	4290x655Wp=2809,95 kWp
N° Inverter di stringa	15
Potenza tot. Inverter	15x175 kVA=2625 kVA
Potenza Trasformatori	1x2500 Kva

Campo TR3

Potenza unitaria modulo	655 Wp
-------------------------	--------

N° Stringhe	162
N° Moduli fotovoltaici	162x26=4212
Potenza complessiva DC	4212x655Wp=2758,86 kWp
N° Inverter di stringa	15
Potenza tot. Inverter	15x175 kVA=2625 kVA
Potenza Trasformatori	1x2500 kVA

Campo TR4

Potenza unitaria modulo	655 Wp
N° Stringhe	131
N° Moduli fotovoltaici	132x26=3406
Potenza complessiva DC	3406x655Wp=2230,93 kWp
N° Inverter di stringa	13
Potenza tot. Inverter	13x175 kVA=2275 kVA
Potenza Trasformatori	1x2500 kVA

Campo TR5

Potenza unitaria modulo	655 Wp
N° Stringhe	134
N° Moduli fotovoltaici	134x26=3484
Potenza complessiva DC	3484x655Wp=2282,02 kWp
N° Inverter di stringa	13
Potenza tot. Inverter	13x175 kVA=2275 kVA
Potenza Trasformatori	1x2500 kVA

Campo TR6 – TR7 – TR8

Potenza unitaria modulo	655 Wp
N° Stringhe	133
N° Moduli fotovoltaici	133x26=3458
Potenza complessiva DC	3458x655Wp=2264,99 kWp
N° Inverter di stringa	13

Potenza tot. Inverter	13x175 kVA=2275 kVA
Potenza Trasformatori	1x2500 kVA

I quadri AC presentano al loro interno dei sezionatori con fusibile ed uno scaricatore di sovratensioni. L'uscita del quadro è collegata al trasformatore. Il trasformatore risulta installato su una piazzola con tutte le necessarie protezioni elettriche richieste.

La rete MT prevede una linee feeder composta da tutte le cabine MT/BT appartenenti all'impianto fotovoltaico.

Tutta la distribuzione, BT e MT, avviene tramite cavidotto interrato all'interno dell'impianto. Dalla cabina di raccolta parte una linea in MT a 30kV che arriva alla stazione di trasformazione MT/AT nei pressi della Stazione di trasmissione Terna a 150kV.

Si è inoltre scelto di utilizzare un sistema a orientamento variabile, che consente all'impianto di seguire il sole durante il periodo di rotazione della terra, da est a ovest, ovvero un sistema ad inseguimento sull'asse fisso nord-sud orizzontale rispetto al terreno con i moduli che cambieranno orientamento durante il giorno passando da Est a Ovest con un tilt pari a +/- 60° sull'orizzontale.

Questo tipo di tecnologia è detta ad "Asse Polare", ovvero gli inseguitori ad asse polare si muovono su un unico asse. Tale asse è simile a quello attorno al quale il sole disegna la propria traiettoria nel cielo. L'asse è simile ma non uguale a causa delle variazioni dell'altezza della traiettoria del sole rispetto al suolo nelle varie stagioni. Questo sistema di rotazione del pannello attorno ad un solo asse riesce quindi a tenere il pannello circa perpendicolare al sole durante tutto l'arco della giornata (sempre trascurando le oscillazioni estate-inverno della traiettoria del sole) e dà la massima efficienza che si possa ottenere con un solo asse di rotazione.

5.2.1 Sottocampo

Le caratteristiche tecniche di ciascuna tipologia di sottocampo sono riportate sinteticamente nella tabella seguente.

164 stringhe per inverter

DC ¹	Potenza nominale, Pn:	2792,92 kWp ¹
	Numero di moduli	4264
	Dimensioni in pianta (indicative):	13244 m ²
Moduli fotovoltaici ¹	Tipo:	Canadian Solar CS7N-655MB-AG
	Potenza di picco nominale Pm:	655W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

165 stringhe per inverter

DC ¹	Potenza nominale, Pn:	2809,95 kWp ¹
	Numero di moduli	4290
	Dimensioni in pianta (indicative):	13325 m ²
Moduli fotovoltaici ¹	Tipo:	Canadian Solar CS7N-655MB-AG
	Potenza di picco nominale Pm:	655W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

162 stringhe per inverter

DC ¹	Potenza nominale, Pn:	2758,86 kWp ¹
	Numero di moduli	4212
	Dimensioni in pianta (indicative):	13082 m ²
Moduli fotovoltaici ¹	Tipo:	Canadian Solar CS7N-655MB-AG
	Potenza di picco nominale Pm:	655W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

131 stringhe per inverter

DC ¹	Potenza nominale, Pn:	2230,93 kWp ¹
	Numero di moduli	3406
	Dimensioni in pianta (indicative):	10579 m ²
Moduli fotovoltaici ¹	Tipo:	Canadian Solar CS7N-655MB-AG
	Potenza di picco nominale Pm:	655W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

134 stringhe per inverter

DC ¹	Potenza nominale, Pn:	2282,02 kWp ¹
	Numero di moduli	3484
	Dimensioni in pianta (indicative):	10821 m ²
Moduli fotovoltaici ¹	Tipo:	Canadian Solar CS7N-655MB-AG
	Potenza di picco nominale Pm:	655W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

133 stringhe per inverter

DC ¹	Potenza nominale, Pn:	2264,99 kWp ¹
	Numero di moduli	3458
	Dimensioni in pianta (indicative):	10741 m ²
Moduli fotovoltaici ¹	Tipo:	Canadian Solar CS7N-655MB-AG
	Potenza di picco nominale Pm:	655W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

Tipologia inverter utilizzate nei campi

Inverter	Numero:	110
	Tipo:	SUN2000 185KTL
	Range operativo di tensione:	0 ÷ 1500 Vcc
	Range di tensione in MPPT:	500 ÷ 1500 Vcc
	Potenza nominale lato corrente alternata:	175 kVA @ 40°C
	Tensione nominale:	800 V trifase a 50 Hz
	Fattore di potenza:	1

6. Descrizione dei componenti

6.1 Campo Fotovoltaico

Ciascun sottocampo è costituito dai seguenti elementi:

6.1.1 Moduli fotovoltaici

Il modulo CANADIAN SOLAR BiHiKu CS7N-655MB-AG è composto da celle solari rettangolari realizzate con silicio monocristallino.

Il modulo è costituito da 132 celle solari, questa nuova tecnologia migliora l'efficienza dei moduli, offre un migliore aspetto estetico rendendo il modulo perfetto per qualsiasi tipo di installazione.

La protezione frontale è costituita da un vetro a tecnologia avanzata costituito da una trama superficiale che consente di ottenere performance eccellenti anche in caso di condizioni di poca luminosità. Le caratteristiche meccaniche del vetro sono: spessore 2,0mm; superficie antiriflesso; temperato.

La cornice di supporto è realizzata con un profilo in alluminio estruso ed anodizzato.

Le scatole di connessione, sulla parte posteriore del pannello, sono realizzate in resina termoplastica e contengono all'interno una morsettiera con i diodi di bypass, per minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali fenomeni di ombreggiamento, ed i terminali di uscita, costituiti da cavi precablati a connessione rapida impermeabile.

Potenza di picco nominale Pm: 655.0 W

Tensione alla potenza massima Vm: 38,10 V

Corrente alla potenza massima I_m :	17,20 A
Tensione a circuito aperto V_{oc} :	45,20 V
Corrente di corto circuito I_{sc} :	18,43 A
Efficienza massima:	21,1 %
Dimensioni:	2384x1303 mm
Spessore:	35 mm
Peso:	39,4 kg
Tipo di celle:	Tipo P - silicio monocristallino
Numero di celle:	132 [2x(11x6)]
Classe di isolamento:	II
Tensione massima di sistema:	1500 V
Coefficienti di Temperatura:	α_{Pm} : - 0,34% / °C α_{Isc} : + 0,05% / °C α_{Voc} : - 0,26% / °C

Tutte le caratteristiche sono rilevate a Standard Test Conditions (STC): radiazione solare 1000 W/m², spettro solare AM 1.5, temperatura 25°C (EN 60904-3)

6.1.2 Sistema di tracking

Come descritto precedentemente, il generatore fotovoltaico non è di tipo ad orientamento fisso, ma prevede un sistema inseguitore. Esso consiste in un azionatore di tipo a pistone idraulico, resistente a polvere e umidità, che permette di inclinare la serie formata da 26 moduli fotovoltaici di +/-60° sull'asse orizzontale.

Il circuito di azionamento prevede un attuatore lineare di tipo IP65, resistente quindi a polvere e pioggia, alimentato a 230V@50Hz con un consumo annuo di circa 27 kWh/anno per singolo tracker.

La regolazione dell'inclinazione è di tipo automatico real-time attraverso un controller connesso via ModBus con una connessione di tipo RS485, oppure di tipo wireless. Il controller, inoltre, comprende un anemometro e un GPS: attraverso le rilevazioni di questi dispositivi, esso, applicando un algoritmo

di tracking dell'irraggiamento solare, permette di sistemare istantaneamente l'orientamento del generatore fotovoltaico.

Il controller, inoltre, permette di interagire attraverso un sistema web-browsing attraverso cui l'amministratore del sistema, o qualsiasi operatore, può regolare l'inclinazione a proprio piacimento a fini manutentivi, ispettivi etc.

6.1.3 Inverter

Ciascuna stringa è collegata ad un ingresso dell'apparato di conversione dell'energia elettrica, da corrente continua a corrente alternata, costituito da inverter di tipo Huawei SUN2000-185KTL, con le caratteristiche di seguito riportate. La sezione di ingresso dell'inverter è in grado di inseguire il punto di massima potenza del generatore fotovoltaico (funzione MPPT).

SUN2000-185KTL

Lato corrente continua

Range operativo di tensione: 0 ÷ 1500 Vcc

Range di tensione in MPPT: 500 ÷ 1500 Vcc

Lato corrente alternata

Potenza nominale: 175 W @ 40 °C

Tensione nominale: 800 V

Frequenza nominale: 50 Hz

Fattore di potenza: = 1

Sistema

Rendimento massimo: 98.66%

Temperatura ambiente di funzionamento: - 25 ÷ 60°C

Sistema di raffreddamento: Smart Air Cooling

Grado di protezione: IP66

Umidità ambiente di funzionamento: 0% ÷ 100%

Metodo di raffreddamento:	Controllo della temperatura tramite raffreddamento forzato ad aria
Conformità:	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 62910, IEC 60068, IEC 61683, CEA2019, IEC 61727
Comunicazioni:	MODBUS, USB, RS485, WLAN
Dimensioni:	1.035 x 0.700 x 0.365 m (LxPxH)

6.1.4 Quadro AC

Il quadro AC è costituito da un quadro elettrico in corrente alternata, preposto a raccogliere il collegamento in parallelo degli inverter di stringa di un singolo sottocampo.

Il quadro è integrato nella stazione di trasformazione. Essa prevede infatti una sezione di BT costituita da due quadri da 18 ingressi ciascuno per il collegamento degli inverter di stringa al rispettivo trasformatore di sottocampo. Perciò ogni quadro avrà a disposizione:

- 18 interruttori per il collegamento agli inverter,
- 1 interruttore generale,
- Barra di terra compresa di scaricatore;

6.1.4 Trasformatore MT/bt

La trasformazione MT/bt avviene attraverso dei trasformatori, in resina, della potenza di 2500 kVA centralizzati. Le caratteristiche costruttive dei trasformatori sono le seguenti.

Trafo da 2500 kVA

Potenza nominale trasformatore:	2500 kVA
Livelli di tensione bt/MT:	0,8 kV / 30 kV
Tipo di collegamento:	Dy11-y11
Sistema raffreddamento:	ONAN – Oil Natural, Air Natural
Caratteristiche ausiliari:	50kVA, Dyn11, 0.8/0.4 kV (opzionale)
Certificazioni:	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 61439-1
Grado di protezione:	IP54
Dimensioni:	2 370 x 1 300 x 2 685 mm (LxPxH)
Peso:	8910 kg

6.1.5 Cabina MT di campo

A valle di ciascun trasformatore sono previsti:

- un interruttore MT a 30kV – 16kA;
- due sezionatori MT a 30 kV oppure un solo sezionatore per i collegamenti in antenna.

Il Quadro MT sarà composto in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata con grado di protezione IP2XC, con unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6 o a vuoto.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento Ud 70 kV;
- Tenuta al c.to c.to: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 400 A

6.2 Sistema di storage

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

La tecnologia delle batterie agli ioni di litio è attualmente lo stato dell'arte per efficienza, compattezza, flessibilità di utilizzo. Un sistema di accumulo, o BESS, comprende come minimo:

- BAT: batteria di accumulatori elettrochimici, del tipo agli ioni di Litio;
- BMS: il sistema di controllo di batteria (Battery Management System);
- BPU: le protezioni di batteria (Battery Protection Unit);
- PCS: il convertitore bidirezionale caricabatterie-inverter (Power Conversion System);
- EMS: il sistema di controllo EMS (Energy management system);
- AUX: gli ausiliari (HVAC, antincendio, ecc.).

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

L'inverter e le protezioni sono regolamentati dalla norma nazionale CEI 0-16. Le batterie vengono dotate di involucri sigillati per contenere perdite di elettrolita in caso di guasti, e sono installate all'interno di container.

La capacità del BESS è scelta in funzione al requisito minimo per la partecipazione ai mercati del servizio di dispacciamento, che richiede il sostenimento della potenza offerta per almeno 2 ore opportunamente sovradimensionata per tener conto delle dinamiche intrinseche della tecnologia agli ioni di litio (efficienza, energia effettivamente estraibili), mentre la potenza del sistema viene dimensionata rispetto alla potenza dell'impianto fotovoltaico:

- Secondo la letteratura la potenza nominale del BESS, in funzione della potenza del parco fotovoltaico di circa 20 MWp, risulta essere ottimale a circa 21 MW;
- La capacità della batteria per garantire il funzionamento pari a 2 h risulta: 43,2 MWh.

6.2.1 Sistema a batterie

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

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

Di seguito sono illustrate le principali caratteristiche delle sopraindicate tecnologie:





Caratteristiche tecnologie litio

Negli ultimi anni le due tecnologie che si stanno maggiormente affermando nell'ambito energy storage sono: Litio-Manganese-Cobalto (NMC) e Litio Ferro Fosfato (LFP), pertanto questo progetto sarà basato su queste due tecnologie, nello specifico sulle batterie LiFePO_4 (Litio Ferro Fosfato).

I sistemi energy storage con tecnologia al litio sono caratterizzati da stringhe batterie (denominati batteries racks) costituite dalla serie di diversi moduli batterie, al cui interno sono disposte serie e paralleli delle celle elementari.

Si riporta un esempio di cella, modulo batteria e rack batterie:



Esempio cella batteria



Esempio modulo batteria



Esempio rack batterie

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



Esempio BPU

6.2.2 Convertitore di potenza

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



Schema semplificato di un convertitore monostadio

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



Esempio convertitore da interno



Esempio convertitore da esterno

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



Esempio skid conversione

6.2.3 Container

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

I container rispetteranno i seguenti requisiti:

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

I container batterie e inverter saranno appoggiati su una struttura in cemento armato, tipicamente costituita da una platea di fondazione appositamente dimensionata in base all'attuale normativa NTC 2018.

6.2.4 Sistema BESS

La composizione del BESS è modulare e sarà composta da sei sezioni di base; la sezione di base avrà una capacità di accumulo pari a 7,2 MWh. In totale si prevede pertanto massimo n. 6 stazioni di accumulo.

I quadri di media tensione che raccolgono la potenza dalle varie sezioni dell'impianto BESS saranno poi collegati al quadro di media tensione che raccoglie la potenza proveniente dai campi fotovoltaici, come riportato nello schema unifilare, e saranno posizionati all'interno di un container assieme alle apparecchiature ausiliarie e quadri di controllo.

Il sistema di batterie, quadri elettrici e ausiliari, è interamente contenuto all'interno di cabine in acciaio di dimensioni 29,9 x 3,4 x 2,7 metri, opportunamente allestiti per l'utilizzo.

6.2.5 Caratteristiche tecniche del sistema di accumulo

Potenza AC in uscita:	3,5 MVA
Tensione di uscita:	34,5 kV +10% / -12%
Capacità di accumulo (a 34,5kV)	7,2 MWh (AC)
Tipo di connessione:	3F/PE
Corrente nominale in uscita:	60A (@34,5kV)
Range di frequenza:	59,3...60,5 Hz
Fattore di potenza:	-0,5 a 0,5
THD correnti:	<5%
Interfaccia comunicazione:	modbus TCP, We

6.3 Cabina di Raccolta MT

Le cabine MT sono raggruppate in un anello. Tale anello fa capo all'unica cabina di raccolta. All'interno della cabina è installato un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari.

6.3.1 Quadro MT

Il Quadro è costituito da:

- n° 1 Scomparto M.T. prefabbricato con arrivo linea dal basso completo di sezionatori tripolari da 630 A - 30 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a, di interruttore automatico e segnalatore presenza tensione.
- n° 1 Scomparto MT prefabbricato per collegamento risalita sbarre destra/sinistra 630 A – 30 kV 16KA
- n° 2 Scomparti M.T. prefabbricati per il collegamento delle cabine di campo completi di sezionatori tripolari da 400 A – 30 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a, di interruttore automatico e segnalatore presenza tensione.
- n° 2 Scomparti M.T. prefabbricati per il collegamento delle cabine del sistema di accumulo completi di sezionatori tripolari da 400 A – 30 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a, di interruttore automatico e segnalatore presenza tensione.
- n° 2 Scomparti M.T. prefabbricato per contenimento TV per misure.
- n° 1 Scomparti B.T. prefabbricato dedicato ai servizi ausiliari

Il Quadro MT è in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata con grado di protezione IP2XC, composto da unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento Ud 70 kV;
- Tenuta al corto circuito: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 630 A.

6.3.2 Trasformatore Servizi Ausiliari MT/bt

È previsto un trasformatore MT/bt, in esecuzione a giorno montato in box, completo di nucleo a colonna con giunti intercalati, lamierini a cristalli in carlyte, avvolgimenti in rame elettrolitico isolati con doppio smalto o carta di pura cellulosa, commutatore di tensione a 4 posizioni, dispositivi di protezione (termometro a due contatti e centralina di temperatura collegata con le termosonde inserite nei rispettivi avvolgimenti) ed isolatori a spina.

Caratteristiche tecniche:

- potenza nominale: 100 kVA;
- tensione primaria: $30 \pm 2 \times 2.5\%$ kV;
- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Dyn11;
- tensione di corto circuito: 4%;
- accessori di montaggio.

6.3.3 Quadro Servizi Ausiliari in bassa tensione (QSA)

Per la protezione dei circuiti ausiliari è presente un Quadro Servizi Ausiliari. Il QSA è costituito da un quadro elettrico in corrente alternata in BT, preposto ad alimentare i servizi ausiliari della cabina di Consegna ed eventualmente alimentare, in emergenza, i servizi di una cabina di trasformazione.

6.3.4 Quadri Misure Fiscali (QMF)

Il QMF è costituito da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

6.3.1 Power Plant Controller (PPC)

Il Power Plant Controller è un dispositivo utilizzato per gestire gli impianti fotovoltaici così da soddisfare i requisiti imposti dal gestore della rete (Allegato A.68, “Codice di rete”, Terna spa).

Esso sarà necessario per la regolazione della potenze reattiva e attiva richieste, in funzione della frequenza, garantendo il monitoraggio e lo scambio dati con il sistema di controllo Terna e fornendo una potenza in uscita che sarà, di fatto, sempre compatibile con la potenza richiesta sulla RTN.

6.4 Collegamenti elettrici in bassa tensione

6.4.1 Dati nominali di impianto

Tensione nominale lato c.c.:	1000 V
Sistema di collegamento dei poli lato c.a.:	isolati
Tensione nominale lato c.a.:	800 V $\pm 5\%$
Frequenza nominale lato c.a.:	50 Hz $\pm 2\%$
Sistema di collegamento del neutro lato c.a.:	TNS

6.4.2 Caratteristiche del cavo di bassa tensione

Per i collegamenti in corrente continua:

Cavo per posa in aria o in tubo:	FG21M21 ovvero H1Z2Z2-K
Materiale del conduttore	Rame
Tipo di conduttore	classe 5
Materiale dell'isolamento	Gomma reticolata senza alogeni
Temperatura massima	90°C in condizioni di esercizio normali 250°C in condizioni di corto circuito
Tensione nominale	1500 V c.c., 1000 V c.a.
Tensione massima	1800 V c.c., 1200 V c.a.

L'indicazione di due cavi equivalenti si rende necessaria in caso di indisponibilità da parte dei produttori, della prima soluzione.

Cavo per posa in aria o in tubo:	FG16OR16
Materiale del conduttore	Rame
Tipo di conduttore	classe 5
Materiale del riempitivo	termoplastico
Materiale dell'isolamento	gomma qualità G16
Guaina	mescola a base di PVC, qualità R16
Temperatura massima	90°C in condizioni di esercizio normali 250°C in condizioni di corto circuito
Tensione nominale	0.6/1 kV c.a
Tensione massima	1.2 kV
Massima forza di tiro durante la posa	50 N/mm ²

6.4.3 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.

Occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino essere verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_{\max \min} \geq V_{\text{invMPPTmin}}$$

$$V_{\max \max} \leq V_{\text{inv MPPT max}}$$

$$V_{\text{oc max}} < V_{\text{inv max}}$$

dove:

V_{\max} = Tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv MPPT min}}$ = Tensione minima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

$V_{\text{inv MPPT max}}$ = Tensione massima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

V_{oc} = Tensione di circuito aperto, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv max}}$ = Tensione massima in c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter

6.4.4 Portata dei cavi in regime permanente

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 Tab. 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, applicando ai valori individuati dei 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 dal punto di vista 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.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando la relazione:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \text{ e } I_f \leq 1,45 I_Z$$

dove:

I_B = Corrente d'impiego del cavo

I_N = Portata del cavo in aria a 30°C, relativa al metodo d'installazione previsto nelle Tabelle I o II della Norma CEI-UNEL 35025

I_Z = Portata del cavo nella condizione d'installazione specificata (tipo di posa e temperatura ambiente)

I_f = Corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, I_B risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre I_N e I_f possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa. In assenza di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti, la seconda relazione non risulta applicabile alla parte in corrente continua.

6.4.5 Protezione contro il corto circuito

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla presenza di un fusibile sulle stringhe, il quale limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Pertanto, avendo già tenuto conto di tali valori nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente, anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata.

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno di ciascun inverter.

6.4.6 Cadute di tensione

I cavi sono dimensionati facendo riferimento alle tabelle CEI UNEL 35364, 35747 e 35756 per i cavi in rame. Per i circuiti lato corrente continua le cadute di tensione sono state limitate entro l'1%. Allo stesso modo, anche per i circuiti lato corrente alternata le cadute di tensione sono state limitate entro l'1%. Tali valori includono anche le cadute di tensione nei quadri.

6.4.7 Posa dei cavi in tubi

La percentuale della sezione dei cavidotti occupata dai cavi è inferiore al 50%, come prescritto dalle norme CEI 64-8.

6.5 Collegamenti elettrici in media tensione e relativi calcoli

6.5.1 Dati nominali di impianto

Tensione nominale: 30 kV $\pm 5\%$

Frequenza nominale: 50 Hz $\pm 2\%$

Sistema di collegamento del neutro: isolato.

6.5.2 Caratteristiche del cavo di media tensione

Cavo armato per posa direttamente interrata:	ARG7H1EX 18/30(36)kV
Materiale del conduttore:	Alluminio
Tipo di conduttore:	Corda rotonda compatta classe 2
Materiale del semi-conduttore interno:	Mescola semi-conduttrice
Materiale dell'isolamento:	HEPR
Materiale del semi-conduttore esterno:	Estruso, pelabile a freddo
Schermo:	Filo di rame + nastro di rame
Materiale della guaina esterna:	PE
Temperatura massima:	105°C in condizioni di esercizio normali 300°C in condizioni di corto circuito
Tensioni di riferimento	18/30 kV
Tensione nominale	30 kV
Tensione nominale massima di impiego	36 kV
Massima forza di tiro durante la posa:	50.0 N/mm ²
Conformità:	EN 60228, HD 620, IEC 60502-2

Cavo tripolare schermato a fili di rame di tipo SK1 (Shock Proof 1) composto da una guaina a spessore maggiorato di uno speciale composto termoplastico che migliora la resistenza allo schiacciamento e all'impatto. Questo cavo è equiparabile ad un cavo armato conformemente alla CEI 11-17 punto 4.3.11b.

6.5.3 Dimensionamento dei cavi di media tensione

Il dimensionamento dei cavi in media tensione, ovvero la determinazione della sezione ottimale, è eseguita tenendo in considerazione i seguenti parametri:

- modalità di installazione secondo le Norme IEC e CEI-UNEL
- temperatura di riferimento dell'aria 40°C
- temperatura di riferimento del terreno 20°C a 1 m di profondità

- resistività termica massima del terreno 1°K m/W

I suddetti dati sono in accordo a quanto indicato nell'appendice A della Norma CEI 20-21.

Inoltre, per il dimensionamento dei cavi è utilizzata la loro corrente di impiego.

Pertanto, il dimensionamento dei cavi è realizzato considerando il seguente schema operativo:

- dimensionamento termico in riferimento alla massima temperatura sopportabile dall'isolamento dei cavi, nelle normali condizioni di esercizio e di corto circuito, definendo la corrente di impiego (I_b), la portata e considerando le reali condizioni di posa rispetto alle condizioni ideali di riferimento;
- verifica della caduta di tensione ammissibile;
- verifica della massima corrente di corto circuito sopportabile dal cavo.

6.5.4 Valori massimi ammissibili della caduta di tensione

La massima caduta di tensione ammissibile riferita, alla tensione nominale di funzionamento dell'impianto per ogni tipo di alimentazione è il 2%.

6.5.5 Tipi di installazione

In accordo alle modalità di installazione espresse dalla Norma CEI 11-17 i tipi di installazione previsti e adottati per l'impianto in esame sono:

Cavi unipolari e multipolari interrati direttamente nel terreno: tipo di installazione "L-M1-M2" per la Norma CEI 11-17.

Per i cavi unipolari si adotta la disposizione a trifoglio, con terne separate di una distanza pari a due volte il diametro esterno del cavo. I cavi tripolari vengono posati a una distanza pari al diametro esterno del cavo.

6.5.6 Calcolo della portata effettiva

La portata di un cavo (I_z) è determinata in base ai seguenti fattori:

- temperatura dell'ambiente circostante,

- presenza o meno di conduttori attivi adiacenti,
- reale tipo di installazione.

Normalmente le portate non corrette dei cavi sono riferite dalle Norme alla sotto indicata condizione di installazione di riferimento:

- 30°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi posati in aria,
- 20°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi interrati,
- assenza di conduttori attivi adiacenti a quello in esame.

Pertanto, verranno impiegati opportuni coefficienti di correzione per determinare l'effettivo valore della portata di un cavo (I'_z) riferita alle reali condizioni di posa.

Questi coefficienti saranno:

- K1 coefficiente di correzione della temperatura ambiente (la temperatura ambiente è da intendersi come la temperatura riferita all'ambiente di posa)
- K2 coefficiente di correzione per profondità di posa
- K3 coefficiente di correzione per resistività del terreno diversa da 1 m °K/W.
- K4 coefficiente di correzione per presenza di conduttori adiacenti

L'effettiva portata di un cavo sarà:

$$I'_z = I_z * K1 * K2 * K3 * K4$$

6.5.7 Dimensionamento e verifiche

Dimensionamento termico

I calcoli di dimensionamento termico dei cavi sono eseguiti per assicurare che la temperatura finale del cavo non superi la temperatura massima ammissibile per i componenti al fine di evitare un loro rapido deterioramento.

Il dimensionamento termico considera i seguenti fattori:

- temperatura di riferimento dell'aria ambiente 30°C
- temperatura di riferimento del suolo 20°C
- resistività termica del terreno 1°C m/W

- temperatura massima in condizioni di esercizio normali 105°C
- temperatura massima in condizioni di corto circuito 300°C
- tipo di conduttore alluminio
- tipo di isolamento HEPR
- tensione di riferimento 18/30 kV
- portata teorica dei cavi
- coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di posa.

Verifica della massima corrente di corto circuito sopportabile

La corrente ammissibile durante il corto circuito di un cavo è limitata dalla massima temperatura ammissibile per il conduttore e dalla durata del corto circuito.

Per i cavi isolati in mescola elastomerica reticolata di qualità HEPR la massima temperatura ammessa al termine del corto circuito è di 300°C.

La durata del corto circuito è in funzione del tempo di intervento delle protezioni che può essere stabilito in 500ms.

Il valore di corrente di corto circuito impiegato nei calcoli di verifica è assunto pari alla corrente di corto circuito ammissibile per il sistema di media tensione a 30 kV (16 kA). Viene trascurato il contributo dei motori asincroni di media e bassa tensione, in quanto essendo un fenomeno transitorio che si esaurisce in pochi periodi successivi all'insorgere del guasto, non ha influenza sul comportamento termico del cavo.

La corrente può essere determinata con la seguente formula:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

dove:

I_{cc} corrente di corto circuito (A)

S sezione del conduttore di rame (mm²)

t durata del corto circuito (tempo di intervento delle protezioni)

K coefficiente che dipende dalle caratteristiche del materiale conduttore e dalla differenza di temperatura all'inizio e alla fine del corto circuito.

Con temperatura del conduttore all'inizio di 105°C e alla fine del corto circuito di 300°C per conduttore di rame K=143, per conduttore di alluminio K=87.

La suddetta formula consente di verificare che la sezione scelta è in grado di sopportare la massima corrente di guasto prevista per il sistema di media tensione in esame in funzione del tempo di intervento delle protezioni rispettando i limiti ammissibili di temperatura.

Verifica della massima caduta di tensione

Il dimensionamento delle condutture elettriche deve essere tale da mantenere, in condizioni normali di esercizio, la caduta di tensione tra l'origine dell'impianto utilizzatore e qualunque apparecchio utilizzatore entro i limiti ammessi e definiti.

La caduta di tensione in linea è calcolata con la seguente formula:

$$\Delta V = K \times L \times I \times (R \times \cos\varphi + X \times \sin\varphi)$$

nella quale: L = lunghezza della linea espressa in km
I = corrente di impiego o corrente di taratura espressa in A
R = resistenza (a 80°) della linea in Ω
X = reattanza della linea in Ω
cos φ = fattore di potenza
k = 1,73 per linee trifasi.

Se un cavo di determinata sezione, calcolata secondo i criteri di dimensionamento espressi al paragrafo 6.4.3, soddisfa le verifiche esposte al paragrafo 6.4.7, si ritiene idoneo all'impiego nelle condizioni di posa specificate e per l'alimentazione dell'utenza in esame.

Dimensionamento linea di connessione alla SSE

potenza impianto	20	MW
tensione	30	kV
corrente	386	A
lunghezza cavidotto	8250	m

cavo ARG7H1EX 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω /km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	1,3	2	0,3400	3,124%	3,117%
150	330	1,2	2	0,2770	2,545%	2,539%
185	373	1,0	2	0,2210	2,031%	2,026%
240	434	0,9	2	0,1690	1,553%	1,549%
300	489	0,8	1	0,1350	2,481%	2,475%
400	560	0,7	1	0,1060	1,948%	1,943%
500	639	0,6	1	0,0830	1,525%	1,522%
630	728	0,5	1	0,0660	1,213%	1,210%

Dimensionamento linee di connessione feeder 1 con cabina di raccolta

potenza	7,5	MW
tensione	30	kV
corrente	145	A
lunghezza cavidotto	450	m

cavo ARG7H1EX 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω/km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	0,5	1	0,3400	0,128%	0,128%
150	330	0,4	1	0,2770	0,104%	0,104%
185	373	0,4	1	0,2210	0,083%	0,083%
240	434	0,3	1	0,1690	0,064%	0,063%
300	489	0,3	1	0,1350	0,051%	0,051%
400	560	0,3	1	0,1060	0,040%	0,040%
500	639	0,2	1	0,0830	0,031%	0,031%
630	728	0,2	1	0,0660	0,025%	0,025%

Dimensionamento linee di connessione feeder 2 del sistema di accumulo con cabina di raccolta

potenza	12,5	MW
tensione	30	kV
corrente	240	A
lunghezza cavidotto	1100	m

cavo ARG7H1EX 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω/km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	0,8	1	0,3400	0,521%	0,519%
150	330	0,7	1	0,2770	0,424%	0,423%
185	373	0,6	1	0,2210	0,338%	0,338%
240	434	0,6	1	0,1690	0,259%	0,258%
300	489	0,5	1	0,1350	0,207%	0,206%
400	560	0,4	1	0,1060	0,162%	0,162%
500	639	0,4	1	0,0830	0,127%	0,127%
630	728	0,3	1	0,0660	0,101%	0,101%

Dimensionamento linee di connessione feeder 3 del sistema di accumulo con cabina di raccolta

potenza	10,5	MW
tensione	30	kV
corrente	202	A
lunghezza cavidotto	100	m

cavo ARG7H1EX 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω /km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	0,7	1	0,3400	0,040%	0,040%
150	330	0,6	1	0,2770	0,032%	0,032%
185	373	0,5	1	0,2210	0,026%	0,026%
240	434	0,5	1	0,1690	0,020%	0,020%
300	489	0,4	1	0,1350	0,016%	0,016%
400	560	0,4	1	0,1060	0,012%	0,012%
500	639	0,3	1	0,0830	0,010%	0,010%
630	728	0,3	1	0,0660	0,008%	0,008%

Dimensionamento linee di connessione feeder 4 del sistema di accumulo con cabina di raccolta

potenza	10,5	MW
tensione	30	kV
corrente	202	A
lunghezza cavidotto	890	m

cavo ARG7H1EX 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω/km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	0,7	1	0,3400	0,354%	0,353%
150	330	0,6	1	0,2770	0,288%	0,288%
185	373	0,5	1	0,2210	0,230%	0,229%
240	434	0,5	1	0,1690	0,176%	0,175%
300	489	0,4	1	0,1350	0,141%	0,140%
400	560	0,4	1	0,1060	0,110%	0,110%
500	639	0,3	1	0,0830	0,086%	0,086%
630	728	0,3	1	0,0660	0,069%	0,069%

6.6 Rete di terra

Il sistema di terra comprende le maglie interrata intorno alle cabine, i collegamenti tra le cabine e i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti. Ciascuna maglia di terra avrà un layout secondo quanto riportato nei disegni di progetto.

L'estensione della rete di terra, realizzata con corda di rame nudo interrata e collegata alle armature di fondazione, dovrebbe garantire un valore della resistenza di terra sufficientemente basso. Solo in caso di necessità in fase di collaudo, a posa e rinterro avvenuto, si procederà all'installazione di picchetti dispersori aggiuntivi.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente continua (quadri elettrici, SPD, strutture metalliche di sostegno) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento diretto con la corda di rame nudo interrata.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente alternata (convertitori, quadri elettrici, SPD, trasformatori) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento con il centro-stella dei trasformatori MT/bt, a loro volta messi a terra.

I collegamenti di terra sono eseguiti a "regola d'arte" da personale qualificato.

6.6.1 Descrizione della rete di terra

La rete di terra è realizzata con i seguenti componenti principali:

- Conduttori di terra:
 - corda di rame nudo da 95 mm²
 - corda di rame nudo da 35 mm²
 - cavo di rame da 240 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 50 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 35 mm² con guaina giallo/verde

- (eventuale) picchetti dispersori a croce in acciaio zincato da 2 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrate devono essere realizzate con morsetti a compressione. Le connessioni fuori terra devono essere realizzate con morsetti o con piastre di derivazione.

A distanza regolare devono essere realizzati dei pozzetti di derivazione per agevolare i collegamenti fuori terra. Tutte le connessioni devono essere realizzate con materiali resistenti alla corrosione.

6.6.2 Collegamenti di terra

STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante una corda di rame nudo 25 mm². La corda di rame deve essere collegata alla struttura tramite capocorda ad occhiello, bullone e rondella in acciaio zincato, fissati nell'apposito foro previsto. La corda di rame deve essere interrata appena possibile.

CONVERTITORI

Le parti metalliche non in tensione di ciascun convertitore devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

INVERTER DI STRINGA

Le parti metalliche non in tensione dell'inverter devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

7. Sistema di supervisione dell'impianto FV

Per la gestione ed il monitoraggio del sistema FV è prevista la realizzazione di un sistema di supervisione in grado di gestire l'impianto ed in grado di poter gestire eventuali espansioni future.

La finalità del sistema è quella di sorvegliare il regolare funzionamento del sistema garantendo continuità di esercizio e sicurezza verso il personale e verso i beni.

L'architettura prevista per il sistema si fonda sul seguente schema a tre livelli:

1. Al primo livello si trovano i dispositivi di quadro e di campo ovvero interruttori/sezionatori. Allo stesso modo appartengono concettualmente a questo livello le unità digitali a microprocessore dedicate allo svolgimento di specifici compiti sull'impianto elettrico: relè di protezione MT, unità di misura multifunzione o contatori energetici, centraline di controllo degli inverter CC/CA;
2. Al secondo livello si trova il dispositivo d'automazione (PLC) dedicato all'acquisizione ed all'eventuale controllo dei dispositivi del precedente livello nonché all'implementazione di logiche ed automatismi dell'impianto;
3. Il terzo livello è quello di presentazione ed è costituito da almeno un terminale operatore locale grazie al quale sarà possibile visualizzare in qualunque istante lo stato dell'impianto gestito (configurazione dello stesso, allarmi attivi, trend di misura...).

La rete di comunicazione principale del sistema che permetterà il colloquio tra la postazione di supervisione, il dispositivo di automazione (PLC) e tra quest'ultimo e le apparecchiature di campo intelligenti (protezioni, strumenti multifunzione ecc..) sarà costituito in maniera mista in fibra ottica e da una rete Ethernet TCP/IP per il collegamento dei terminali.

Il protocollo impiegato per tale comunicazione sarà lo standard ModBus TCP/IP.

Il PLC scambierà i dati con la postazione di supervisione locale dell'impianto costituita da un PC industriale montato sul fronte del suddetto armadio d'automazione.

Sul PC verrà installato l'applicativo di supervisione appositamente sviluppato per la gestione completa del lotto elettrico e per l'acquisizione e contabilizzazione dei consumi energetici.

Infine tramite il PLC stesso sarà possibile la gestione di un modem Web GSM che consente l'invio di messaggi SMS sul cellulare del manutentore/operatore elettrico alla comparsa di allarmi critici sull'impianto gestito.

Il sistema di supervisione gestirà anche tutto il circuito di videosorveglianza andando ad attivare tutte le politiche necessarie in caso di effrazione.

8. Misure di protezione

8.1 Misure di protezione contro i contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

8.2 Misure di protezione contro i contatti indiretti

Sistema in corrente continua (IT) e rete di terra

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale $I_{\Delta N} \geq 30 \text{ mA}$
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

Sistema in corrente alternata (TN)

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici c.a. sono collegati al sistema di terra dell'impianto e pertanto fanno parte del sistema elettrico TN di quest'ultimo.

La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse;
- i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione b.t. intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50 V.

8.3 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico non influisce, in modo apprezzabile, sulla forma o volumetria e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sul sito.

Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter.

I terminali e i morsetti di ciascuna stringa fotovoltaica, lato corrente continua degli inverter, devono essere protetti internamente con scaricatori di sovratensione.

9. Montaggio componenti

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

I montaggi meccanici per ciascun sottocampo consistono principalmente in:

- Montaggio delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici;

- Montaggio dei moduli sulle strutture di sostegno;
- Posa in opera degli inverter;
- Posa in opera della Cabina di trasformazione MT/bt;

I montaggi elettrici per ciascun sottocampo consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e gli inverter;
- Posa dei cavi di collegamento tra gli inverter e la cabina di trasformazione MT/bt;
- Posa dei cavi per la rete elettrica interna di distribuzione in MT
- Posa in opera della rete di terra;

I montaggi elettromeccanici generali consistono principalmente in:

- Posa in opera della Cabina di Raccolta MT, contenente quadri MT, trasformatore MT/bt dei servizi ausiliari, quadro Servizi ausiliari BT (QSA), quadro Raddrizzatore e due quadri di Misura Fiscali;
- Posa dei cavi delle linee della rete elettrica esterna di distribuzione in MT, mediante gli appositi cavidotti.

10. Collaudi e messa in servizio

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.

10.1 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.

10.2 Prove di accettazione in fabbrica

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.

10.3 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".

10.4 Prove di accettazione in sito

Congiuntamente all'Installatore/Appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati per ciascun sottocampo e/o per l'intero impianto, in base al programma di esecuzione dei lavori:

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 10Ω , 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. Prove strumentali sugli impianti elettrici

- Prova di isolamento verso terra:
Misura della resistenza di isolamento del sottocampo fotovoltaico
- Misura delle tensioni e delle correnti del sottocampo fotovoltaico
- Verifica degli strumenti di misura

11. Valutazione energetica

La valutazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico è effettuata sulla base dei dati climatici di cui al capitolo 4, della configurazione di impianto descritta al capitolo 5 e delle caratteristiche tecniche dei vari componenti riportati al capitolo 6.

Nella seguente sono riportati i dati di produzione stimati su base annua.

Non sono stati considerati:

- interruzioni di servizio,
- interruzioni per manutenzione,

- perdite di efficienza dovute all'invecchiamento,

	Produzione [kWh/anno]
Campo da 2500 kWp	4 720 875
Totale impianto da 19,66 MWp	37 124 961

Tab. 10.1 Produzione annua dell'impianto fotovoltaico "Finocchiaro" nel Comune di Venosa (PZ)

L'installazione dell'impianto fotovoltaico permette di ridurre le emissioni di anidride carbonica per la produzione di elettricità; considerando un valore caratteristico della produzione termoelettrica italiana pari a circa 390 g di CO₂ emessa per ogni kWh prodotto (dati ENEL 2018), si può stimare il quantitativo di emissioni evitate:

Emissioni di CO₂ evitate in un anno: 14 478 ton

12. Normativa di riferimento

Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni:

- DL 81/2008: *Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro*
- DM 37/08: *Dichiarazioni di conformità impianti*
- DM 19/05/2010: *Modifica degli allegati al DM 22 gennaio 2008, n. 37*
- DPR 151/2011: *Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi*

Per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici:

- Legge 186/68: *Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici*
- DM 14 gennaio 2008: *Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni*
- Circ. 4 luglio 1996: *Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi"*
- CEI 0-2: *Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici*
- CEI 0-3: *Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/90*
- CEI 0-16: *Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica*
- CEI EN 61936-1: *Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.*
- CEI EN 50522: *Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata*
- CEI 11-28: *Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione*
- CEI 13-4;Ab: *Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica*
- CEI EN 60076-11: *Trasformatori di potenza Parte 1: Generalità*

- CEI EN 50588-1 *Trasformatori di media potenza a 50Hz, con U_{max} per l'apparecchiatura non superiore a 36kV Parte1: Prescrizioni generali*
- CEI-UNEL 35011;V2: *Cavi per energia e segnalamento Sigle di designazione*
- CEI EN 50618: *Cavi elettrici per impianti fotovoltaici*
- CEI-UNEL 3535;Ab3: *Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- CEI-UNEL 357;Ab2: *Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- CEI IEC 60287-1-1/A1: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte1-1: Equazioni per il calcolo della portata di corrente (fattore di carico 100 %) e calcolo delle perdite – Generalità*
- CEI IEC 60287-3-1: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-1: Condizioni operative - Condizioni di riferimento del sito*
- CEI IEC 60287-3-2: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-2: Condizioni di servizio - Ottimizzazione economica della sezione del conduttore dei cavi*
- CEI 64-8: *Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua*
- CEI 64-8/7 sezione 712: *Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione*
- CEI 81-3;Ab: *Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico*
- CEI 82-25; V1-V2: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione*
- CEI EN 50524: *Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici*
- CEI EN 50461: *Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino*
- CEI EN 60099-1;Ab: *Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata*
- CEI EN 61439-1: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*

- CEI EN 61439-1/EC: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-3: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- CEI EN 61439-1: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-6: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 6: Condotti sbarre*
- CEI EN 61439-3/EC: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- CEI EN 60445: *Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico*
- CEI EN 60529/EC: *Gradi di protezione degli involucri (codice IP)*
- CEI EN 60555-1: *Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili Parte 1: Definizioni*
- CEI EN 60904-1: *Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente*
- CEI EN 60904-2: *Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi fotovoltaici di riferimento*

- CEI EN 60904-3: *Dispositivi fotovoltaici Parte 3: Principi di misura per dispositivi solari fotovoltaici (FV) per uso terrestre, con spettro solare di riferimento*
- CEI EN 60909-0: *Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti*
- CEI EN IEC 61000-3-2: *Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)*
- CEI EN 61215-1: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove*
- CEI EN 61215-1-1: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino*
- CEI EN 61215-1-2: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-2: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in tellururo di cadmio (CdTe)*
- CEI EN 61215-1-3: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-3: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in silicio amorfo*
- CEI EN 61215-1-4: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-4: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in seleniuro di rame-indio-gallio (CIGS) e in seleniuro di rame-indio (CIS)*
- CEI EN 61215-2: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova*

- CEI EN 61724: *Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati*
- CEI EN 61724-1: *Prestazioni dei sistemi fotovoltaici Parte 1: Monitoraggio*
- IEC 61727:2004 : *Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface*
- CEI EN IEC 61730-1: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione*
- CEI EN IEC 61730-1/EC: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione*
- CEI EN 61730-2/A1: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove*
- CEI EN 61829: *Campo fotovoltaico (FV) - Misura in sito delle caratteristiche I-V*
- CEI EN 62053-21/A1: *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)*
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3)*
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): *Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali*
- CEI EN 62108: *Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione. Qualifica del progetto e approvazione di tipo*
- CEI IEC/TS 62271-210: *Apparecchiatura ad alta tensione Parte 210: Qualificazione sismica per apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico e con involucro isolante per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso*
- CEI EN 62305-1: *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*

- CEI EN 62305-1/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*
- CEI EN 62305-2: *Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio*
- CEI EN 62305-2/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio*
- CEI EN 62305-3: *Protezione contro i fulmini Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone*
- CEI EN 62305-4: *Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture*
- CEI EN 62305-4/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture*
- IEC 60364-7-712:2017: *Low voltage electrical installations - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems*
- UNI 10349: *Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.*
- Guida CEI 82-25;V2: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione*
- *Codice di Rete, Terna spa* *Codice Di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo E Sicurezza Della Rete*

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, purché vigenti, anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.

