

Commissario:



Contraente:



Progettista:



Project & Construction Management &
Quality Assurance: Rina Consulting SpA



VIADOTTO POLCEVERA

EMISSIONE PER ENTI

PROGETTO ESECUTIVO di 1° LIVELLO

IMPIANTO FOTOVOLTAICO – RELAZIONE TECNICA

Contraente	Project & Construction Management & Quality Assurance	Direttore Lavori
Data: _____	Data: _____	Data: _____

COMMESSA

LOTTO

FASE

ENTE

TIPODOC

OPERA/DISCIPLINA

PROGR

REV

N G 1 2 0 0 E 1 8 R H L F 0 0 0 X C 0 1 A

PROGETTAZIONE								IL PROGETTISTA
Rev.	Descrizione	Redatto	Data	Verificato	Data	Progettista Integratore	Data	
A	Emissione esecutiva di 1° livello	J. Rodriguez 	25/02/2019	M. Castellani 	25/02/2019	A. Perego 	25/02/2019	G. Guidi
B								
C								

G. Guidi
U.O. Tecnologie Centro
Imp. Omnia e Contr. Ferrovie
Ombre Ingegneri Provincia di Roma
n° 7/8172
11/14/19 Rina S.p.A.
U.O. Tecnologie Centro
Imp. Omnia e Contr. Ferrovie
Ombre Ingegneri Provincia di Roma
Data 25/02/2019

File: NG1200E18RHLF000XC01A

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
2 di 23

INDICE

1.	GENERALITA'	4
1.1.	DESCRIZIONE DEL PROGETTO.....	4
1.2.	UBICAZIONE	4
1.3.	CARATTERISTICHE GEO-MORFOLOGICHE DEL SITO	4
2.	FORNITURA	5
2.1.	PUNTO DI CONNESSIONE IN MEDIA TENSIONE.....	5
3.	RIFERIMENTI NORMATIVI	6
4.	IMPIANTO FOTOVOLTAICO	8
4.1.	DEFINIZIONI.....	8
4.1.1.	<i>Impianto fotovoltaico</i>	8
4.1.2.	<i>Generatore fotovoltaico</i>	8
4.1.3.	<i>Strutture di sostegno</i>	9
4.1.4.	<i>Convertitori statici CC/CA (Inverter)</i>	9
4.1.5.	<i>Funzionamento in parallelo con la rete</i>	10
4.1.6.	<i>Scaricatore di sovratensione (SPD)</i>	10
5.	CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO ELETTRICO.....	10
5.1.	DESCRIZIONE GENERALE DEL SISTEMA	10
5.2.	MODULO FOTOVOLTAICO	10
5.3.	CAVI DI COLLEGAMENTO MODULI FOTOVOLTAICI.....	11
5.3.1.	<i>Caratteristiche generali</i>	12
5.4.	CASSETTE DI PARALLELO STRINGA (CPS).....	12
5.5.	DISPOSITIVO DI CONVERSIONE CC/CA	12
5.6.	QUADRO GENERALE DEL FOTOVOLTAICO (QGFV)	13
5.7.	VERIFICA DEL CORRETTO ACCOPPIAMENTO TRA DISPOSITIVO DI CONVERSIONE CC/CA E MODULI	14
5.8.	MODALITÀ DI CONNESSIONE.....	14
6.	PRODUCIBILITÀ STIMATA.....	17
6.1.	PRODUCIBILITÀ STIMATA SOTTO CAMPO NORD	17

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
3 di 23

6.1.	PRODUCIBILITÀ STIMATA SOTTO CAMPO SUD	19
7.	COLLAUDO E MESSA IN SERVIZIO	21
8.	SISTEMA DI ACCUMULO	22
8.1.	UNITÀ DI POTENZA.....	22
8.2.	UNITÀ DI IMMAGAZZINAMENTO DI ENERGIA.....	22
8.3.	SISTEMA DI GESTIONE DELL'ENERGIA (EMS)	23
8.4.	MODALITÀ DI CONNESSIONE.....	23
9.	SISTEMA DI CONTROLLO E MONITORAGGIO	23

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
4 di 23

1. GENERALITA'

1.1. Descrizione del progetto

L'oggetto dell'intervento consiste nella realizzazione di un impianto fotovoltaico di potenza pari a 136 kWp, connesso alla rete elettrica di Media Tensione e realizzato a servizio del Viadotto Polcevera di Genova. Il relativo impianto di generazione di energia elettrica, oggetto del presente documento, ha lo scopo di utilizzare energia rinnovabile al fine di conseguire risparmio energetico per le utenze elettriche del suddetto viadotto.

L'impianto fotovoltaico sarà abbinato ad un sistema di accumulo che consentirà di utilizzare al massimo l'energia prodotta, aumentando la possibilità di autoconsumo fino al 95%.

Il sistema di captazione della luce solare è costituito da moduli fotovoltaici con celle solari monocristalline installati su appositi elementi strutturali con superfici inclinate di 45° sulle facciate nord e sud del viadotto. La scelta di tale modulo è dovuta alla sua maggior efficienza rispetto alle altre tipologie e anche al fatto che ha una durata media di venticinque anni con perdite di rendimento minori di 1% l'anno.

Il collegamento alla rete di media tensione avverrà all'interno di un fabbricato tecnologico di nuova costruzione ubicato nella estremità est del viadotto, nei pressi del raccordo con l'autostrada A7 Milano - Genova.

1.2. Ubicazione

L'impianto fotovoltaico sarà installato su entrambi i lati del viadotto, sfruttandone tutta la lunghezza.

La parte esterna del viadotto sarà dotata di apposite strutture, inclinate di 45° rispetto al piano stradale; tali strutture saranno adatte per l'installazione di moduli fotovoltaici per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il punto di base per la progettazione dell'impianto fotovoltaico riguarda appunto lo spazio disponibile e le dimensioni del pannello scelto; l'area disponibile in corrispondenza delle strutture, considerando entrambe le facciate del viadotto, è di 2040 m² circa.

1.3. Caratteristiche geo-morfologiche del sito

L'area geografica di riferimento ha le seguenti coordinate e altitudine:

- Latitudine: 8°53'16" Est.
- Longitudine: 44°25'34" Nord.
- Altitudine: 11 m.s.l.m.

Il viadotto presenta due orientamenti longitudinali:

il primo prevalente in direzione S-E con uno scostamento rispetto alla direzione principale Sud (azimut) di circa 31° verso Est; il secondo invece prevalente in direzione N-O con uno scostamento rispetto alla direzione principale Sud (azimut) di circa -149° verso Ovest.

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
5 di 23

GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
2,47	3,69	4,63	5,07	5,54	5,85	6,21	5,96	5,30	3,82	2,77	2,33

Tabella 1.1 – Media dell'irraggiamento giornaliero al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema [kWh/m²] sulla facciata sud

GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
0,53	0,82	1,52	2,41	3,53	4,23	4,05	2,93	1,88	1,09	0,62	0,47

Tabella 1.2 – Media dell'irraggiamento giornaliero al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema [kWh/m²] sulla facciata nord

2. FORNITURA

La fornitura rappresenta il punto di prelievo dell'energia elettrica per gli utenti passivi della rete di distribuzione.

Nel caso oggetto di questo documento (utente attivo), il punto di prelievo coincide con il punto di immissione verso la rete del distributore.

2.1. Punto di connessione in media tensione

L'impianto avrà origine dal punto di connessione (Fornitura) predisposto dal distributore di energia.

DENOMINAZIONE		Fornitura
TENSIONE DICHIARATA ± 10%	[V]	15.000
STATO DEL NEUTRO		IT (Neutro Compensato)
FREQUENZA	[HZ]	50
CORRENTE SIMMETRICA DI CORTOCIRCUITO TRIFASE I_K	[A]	12.5
CORRENTE DI GUASTO MONOFASE A TERRA I_F	[A]	40
TEMPO DI ELIMINAZIONE DEL GUASTO A TERRA T_F	[S]	>10

Tabella 2.1 – Caratteristiche generali punto di connessione

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
6 di 23

3. RIFERIMENTI NORMATIVI

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI EN 61439-1: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Regole generali.
- CEI 110-31: Compatibilità elettromagnetica.
- CEI 82-22: Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e bassa tensione.
- CEI 82-24: Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- 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 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari. Sistemi fotovoltaici (PV) di alimentazione.
- CEI 64-57: Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici Impianti di piccola produzione distribuita.
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- CEI 20-91: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici.
- CEI 110-1: Compatibilità elettromagnetica - Prescrizioni per gli elettrodomestici, gli utensili elettrici e gli apparecchi similari Parte 1: Emissione.
- CEI 110-6: Apparecchi a radiofrequenza industriali, scientifici e medicali (ISM). Caratteristiche di radiodisturbo. Limiti e metodi di misura.
- CEI 110-8: Compatibilità elettromagnetica, norma generale di immunità.

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
7 di 23

- CEI EN 50272-2 (CEI 21-39) - Prescrizioni di sicurezza per batterie di accumulatori e loro installazioni - Parte 2: Batterie stazionarie.
- CEI EN 60622 (CEI 21-21) - Accumulatori e batterie con elettrolito alcalino o altro elettrolito non acido - Elementi singoli prismatici ricaricabili stagni al nichel-cadmio.
- CEI EN 60623 (CEI 21-28) - Accumulatori con elettrolito alcalino o altro elettrolito non acido - Elementi ricaricabili prismatici al nichel-cadmio di tipo aperto.
- CEI 21-17 - Elementi e batterie portatili al piombo (tipi regolati con valvola) - Parte 3: Raccomandazioni per la sicurezza nell'uso in apparecchiature elettriche.
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri.
- CEI EN 50380: Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alla rete elettrica di media e bassa tensione.
- UNI 13201-1: Rapporto tecnico, illuminazione pubblica – Selezione delle classi di illuminazione.
- Delibera AEEG n 88/07: Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.
- Delibera AEEG 84/12: Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.
- Delibera AEEG 165/12: Individuazione dei valori definitivi dei premi riconosciuti nel caso di interventi di retrofit sui sistemi di protezione di interfaccia degli impianti di generazione distribuita. Aggiornamento della deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 84/12.
- Delibera AEEG 344/12: Approvazione della modifica all'Allegato A70 e dell'Allegato A72 al Codice di rete. Modifica della deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 84/12.
- Delibera AEEG 292/12: Determinazione della data in cui il costo cumulato annuo degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici ha raggiunto il valore annuale di 6 miliardi di euro e della decorrenza delle modalità di incentivazione disciplinate dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 5 luglio 2012.

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
8 di 23

- Decreto Ministeriale 5 luglio 2012 (V Conto Energia): Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica.
- Allegato A70 al Codice di Rete di Terna: Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita.
- Allegato A72 al Codice di Rete di Terna: Procedura per la riduzione della generazione distribuita in condizione di emergenza del Sistema elettrico nazionale (RIGEDI).

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

4. IMPIANTO FOTOVOLTAICO

4.1. Definizioni

4.1.1. Impianto fotovoltaico

Impianto di produzione dell'energia elettrica mediante conversione dell'energia solare per mezzo dell'effetto fotovoltaico.

Gli impianti fotovoltaici possono essere suddivisi in due categorie:

- Impianti in isola: impianti fotovoltaici in grado di funzionare solo se isolati dalla rete del distributore;
- Impianti connessi alla rete: impianti in grado di funzionare quando sono collegati alla rete del distributore.

A loro volta gli impianti fotovoltaici possono essere suddivisi in:

- Impianti fissi: i moduli sono installati su strutture di sostegno fisse;
- Impianti ad inseguimento solare: i moduli sono installati su strutture di sostegno ad inseguimento solare su una o due assi di rotazione;
- Impianto a concentrazione solare: i moduli sono a concentrazione solare e sono generalmente installati su strutture di sostegno ad inseguimento solare.

L'impianto fotovoltaico oggetto di questo documento è del tipo fisso connesso alla rete.

4.1.2. Generatore fotovoltaico

Il componente elementare di un generatore fotovoltaico è la cella dove avviene la conversione della radiazione solare in corrente elettrica. Più celle costituiscono dei moduli che collegati in serie formano un

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
9 di 23

pannello. Più pannelli collegati in serie costituiscono una stringa. Le stringhe collegate generalmente in parallelo costituiscono il campo, o generatore, fotovoltaico.

Per garantire un'adeguata vita utile dell'impianto di generazione il costruttore deve garantire la qualità e le prestazioni dei moduli fotovoltaici di sua produzione, secondo le modalità precisate dalla normativa vigente.

Ciascun modulo/pannello deve inoltre essere accompagnato da un foglio dati e dovrà essere contrassegnato con una scritta indelebile riportante le caratteristiche principali del modulo/pannello e il numero di codice.

Le caratteristiche che devono essere riportate nel foglio dati e sulla scritta sono riportati nella Norma CEI EN 50380.

Ciascun modulo deve essere provvisto di opportuni diodi di by-pass, per evitare, nel caso che una cella sia ombreggiata, che tutte le altre la alimentino come se fosse un carico. Il parallelo delle stringhe deve essere provvisto di protezioni contro le sovratensioni e di idoneo sezionatore per il collegamento al gruppo di conversione (inverter). Particolare attenzione deve essere posta nella progettazione e realizzazione del quadro elettrico contenente i suddetti componenti: oltre a essere conforme alle norme vigenti, esso deve possedere un grado di protezione adeguato alle caratteristiche ambientali del suo sito d'installazione.

4.1.3. Strutture di sostegno

Le strutture di sostegno servono a sostenere i pannelli fotovoltaici per le diverse metodologie di posa.

4.1.4. Convertitori statici CC/CA (Inverter)

Un inverter converte la corrente elettrica continua prodotta dai moduli in corrente elettrica alternata, quella cioè, normalmente usata in ogni edificio. Il convertitore è anche in grado di portare la corrente elettrica alla frequenza di rete (50 Hz) e alla tensione di funzionamento (230V monofase, 400V trifase) in forma sinusoidale senza armoniche.

A seconda delle tipologie di impianto fotovoltaico per il quale sono destinati, gli inverter si suddividono in:

- Inverter per impianti in isola
- Inverter per impianti connessi alla rete

Il gruppo di conversione è generalmente basato su inverter a commutazione forzata, con tecnica PWM (Pulse Width Modulation), è privo di clock e/o riferimenti interni, ed è in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPPT, Maximum Power Point Tracker) del generatore fotovoltaico.

La scelta del modello di inverter e della sua taglia va effettuata in base alla potenza nominale fotovoltaica ad esso collegata, alle caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici utilizzati e alla tipologia di installazione.

Il rendimento di un inverter non è costante, ma varia in funzione della tensione e della potenza alla quale lavora, che a sua volta dipende dalle condizioni ambientali, soprattutto dall'irraggiamento solare e dalla temperatura di funzionamento.

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
10 di 23

4.1.5. Funzionamento in parallelo con la rete

Il funzionamento in parallelo alla rete pubblica di un generatore FV è subordinato a precise condizioni come previsto dalla norma CEI 0-16.

4.1.6. Scaricatore di sovratensione (SPD)

Per proteggere le apparecchiature bisogna scaricare verso terra le sovratensioni mediante SPD. Il compito degli SPD (Surge Protection Device), comunemente scaricatori, è quello di scaricare a terra la sovratensione in modo che non danneggi le apparecchiature. Un SPD è un dispositivo a impedenza variabile con la tensione applicata che, in presenza di una sovratensione, scarica la corrente associata alla sovratensione e mantiene la tensione ai suoi capi entro valori prefissati. Se la protezione contro le sovratensioni di un'apparecchiatura è essenziale, sono consigliabili gli SPD con contatto di segnalazione per indicare all'utente dell'impianto il guasto del dispositivo.

5. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO ELETTRICO

5.1. Descrizione generale del sistema

L'impianto fotovoltaico da 136 kWp sarà installato in apposite strutture e sarà connesso in conformità alla norma CEI 0-16. Di seguito sarà esaminato il lato bassa tensione dell'impianto fotovoltaico.

Il campo fotovoltaico è suddiviso in due sotto campi, campo facciata nord e campo facciata sud, ognuno composto di venti stringhe con n° 34 moduli in serie. Il numero totale di moduli che compongono i due sotto campi è di 1360 (680 moduli per sotto campo).

I moduli saranno installati sulle superfici inclinate di 45° delle apposite strutture presenti nelle facciate nord e sud.

5.2. Modulo fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico sarà costituito da moduli semitrasparenti con celle solari monocristalline aventi una potenza massima pari a 100 Wp.

La scelta di questo particolare modulo è stata dettata dai vincoli stabiliti dal progetto architettonico in ambito dimensionale ed estetico. Per questo motivo il modulo fotovoltaico considerato per lo sviluppo del presente documento è del tipo "fuori standard" e ha le seguenti caratteristiche:

- potenza di picco P_{max} : 100 W ($\pm 3\%$)
- efficienza: 19%
- tensione nel punto di massima potenza V_{mpp} : 19,33 V
- corrente nel punto di massima potenza I_{mpp} : 5,421 A

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
11 di 23

- corrente di corto circuito I_{sc} : 5,77 A
- tensione a vuoto (a circuito aperto) V_{oc} : 23,02 V
- coefficiente termico della tensione: -0,138 V/°C
- coefficiente termico della corrente: 3,425 mA/°C
- tensione massima di esercizio: 1000 V

Condizioni ambientali di progetto:

- temperatura massima dei moduli: + 65 °C
- temperatura minima dei moduli: - 10 °C
- temperatura Tstc: + 25 °C

Caratteristiche dimensionali:

- lunghezza: 1500 mm
- larghezza: 1000 mm
- spessore modulo: 9.5 mm
- peso: 18 kg
- Materiale: vetro temprato antiriflesso con basso contenuto di ferro di alto livello qualitativo per ottimizzare la raccolta della luce.
- Trasparenza: dal 39% al 46%
- Scatola di derivazione: Classificazione IP-65 con 2 diodi di bypass
- Connettore: MC4

Le caratteristiche tecniche del modulo potrebbero cambiare in base alle esigenze produttive dei diversi fabbricanti, motivo per il quale le caratteristiche tecniche definitive saranno confermate una volta stabilito il produttore.

5.3. Cavi di collegamento moduli fotovoltaici

I cavi utilizzati per il collegamento dei moduli fotovoltaici saranno del tipo unipolare, isolati con mescola elastomerica reticolata atossica di qualità Z2, sotto guaina elastomerica reticolata atossica di qualità Z2, esenti da alogeni.

Consistono in cavi conduttori flessibili per posa fissa, non propaganti la fiamma e a basso sviluppo di fumo, con prova di durata 20.000 h/120°C; sono adatti all'installazione in ambienti esterni perché resistenti

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
12 di 23

all'ozono, raggi U.V., all'umidità e alle intemperie, pertanto il periodo di utilizzo stimato è di almeno venticinque anni.

5.3.1. Caratteristiche generali

- Tensione nominale U_0/U : 1/1kVca 1,5/1,5 kVcc;
- Tensione massima U_0/U : 1,2kVca / 1,8 kVcc;
- Conduttore in rame stagnato ricotto Classe 5 CEI EN 60228;
- Conforme alle Norme CEI EN 50618 IMQ e CEI EN 60216-1.

5.4. Casette di parallelo stringa (CpS)

Le cassette di parallelo stringhe (CpS) saranno in acciaio INOX, adatti per esterno (protezione IP65), completi di profilato DIN adatto al contenimento di tutti gli apparecchi modulari presenti sul mercato.

A ciascun sotto generatore sarà dedicata n°1 cassetta di parallelo stringa (CpS). All'interno delle cassette di parallelo stringhe saranno alloggiare:

- le protezioni da cortocircuito e da inversione della polarità, eseguite su ciascuna stringa mediante fusibili opportunamente dimensionati;
- protezione contro sovratensione sulla linea elettrica DC e linea di comunicazione RS485 mediante scaricatori di sovratensione;
- Il dispositivo di sezionamento generale che interrompe il collegamento tra il quadro di parallelo stringhe e inverter comandato dal pulsante di sgancio generale, come richiesto dai vigili del fuoco.
- sensori di corrente per il monitoraggio e diagnostica dei guasti
- Bus seriale RS485
- ingresso digitale per segnalazione guasto SPD

Da ciascuna cassetta di parallelo stringa (CpS) partiranno i cavi (cavi unipolari H1Z2Z2-K di opportuna dimensione) in corrente continua che confluiranno al sotto generatore corrispondente (4 totali, 1 per ogni MPPT).

5.5. Dispositivo di conversione CC/CA

L'impianto sarà dotato di n° 1 dispositivi di conversione CC/CA, o inverter, installato all'interno del fabbricato tecnologico (cabina MT/bt). Esso presenta le seguenti caratteristiche:

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
13 di 23

INGRESSO (CC)	USCITA (CA)
Potenza nominale di ingresso ($P_{DC,r}$) [W]: 220.000	Pot. attiva nominale ($P_{AC,r}$) [W]: 220.000
Potenza massima di ingresso ($P_{DC,max}$) [W]: 225.600	Pot. attiva massima ($P_{AC,max@cos\phi=1}$) [W]: 220.000
Potenza massima MPPT ($P_{MPPT,max}$) [W]: 56.400	Pot. apparente massima (S_{max}) [VA]: 244.000
Tensione di ingresso massima ($V_{IN,max(abs)}$) [V]: 1.000	Tensione nominale ($V_{AC,r}$) [V]: 400
Tensione minima op. MPPT ($V_{IN,min(mppt)}$) [V]: 485	Frequenza Nominale (f_r) [Hz]: 50
Tensione massima op. MPPT ($V_{IN,max(mppt)}$) [V]: 950	Numero Fasi (n_p): 3F+N+PE
Numero MPPT indipendenti (N_{MPPT}): 4	Corrente Massima ($I_{AC,max}$) [A]: 320
Corrente massima MPPT ($I_{MPPT,max}$) [A]: 123	Fatt. di potenza nominale ($cos\phi$): 1
Corrente corto circuito MPPT ($I_{SC,max}$) [A]: 125	Fatt. di potenza ($cos\phi$): >0,995 (adj.± 0,9)

Tabella 5.1 – Caratteristiche generali dispositivo di conversione CC/CA

- Ridotta sensibilità ai guasti singoli;
- Rumore acustico ridotto (alta frequenza di commutazione);
- La protezione da inversione di polarità;
- Protezione integrata sia per l'ingresso DC che per la distribuzione AC in uscita (fusibili e protezione contro sovratensione);
- Interfaccia di comunicazione RS-485 per il monitoraggio intelligente dell'inverter;
- Conforme alla CEI 0-16
- Certificazione CE

Le protezioni del generatore statico devono essere coordinate con le protezioni di interfaccia e quindi devono consentire il funzionamento del generatore nei campi di tensione e frequenza impostati nella protezione di interfaccia, come specificati nel Regolamento di Esercizio.

5.6. Quadro generale del fotovoltaico (QGFV)

L'uscita del dispositivo di conversione CC/CA sarà collegata al quadro generale del fotovoltaico (QGFV), a valle del quale sarà installato un contatore GSE dedicato e ci sarà un interruttore magnetotermico all'interno del quadro su cui agirà il dispositivo d'interfaccia. La protezione d'interfaccia avrà il compito di disconnettere l'intero impianto fotovoltaico nel caso in cui avvengano particolari condizioni di funzionamento della rete elettrica, per cause dipendenti dal solo gestore. Nello specifico essa disconetterà l'impianto al manifestarsi

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
14 di 23

di guasti, interruzioni e buchi di tensione nella rete che alimenta il cliente, entro i limiti specificati nella CEI 0-16.

L'alimentazione ausiliaria, necessaria per il funzionamento dell'inverter, partirà dall'interno del quadro QGFV.

Il quadro QGFV ha le seguenti caratteristiche:

- Carpenteria con struttura in lamiera presso piegata dello spessore non inferiore a 2 mm;
- Segregazione completa tra i cubicoli contenenti gli interruttori e il vano contenente le sbarre, le connessioni, i TA e le terminazioni;
- Sbarre isolate a mezzo di guaine termorestringenti a forte spessore.
- Grado di protezione non inferiore a IP55.

5.7. Verifica del corretto accoppiamento tra dispositivo di conversione CC/CA e moduli

- La massima tensione di stringa non deve superare la massima tensione tollerata dall'inverter pertanto la relazione seguente deve essere soddisfatta:

$$\begin{aligned} \text{Tensione a vuoto stringa @-10}^\circ\text{C [Vcc]} &< \text{tensione massima dell'inverter lato c.c.} \\ 948,9 \text{ V} &< 1000 \text{ V (condizione rispettata)} \end{aligned}$$

- La tensione MPPT minima di stringa non deve essere inferiore alla minima tensione del MPPT dell'inverter pertanto,

$$\begin{aligned} \text{Tensione MPPT stringa @65}^\circ\text{C [Vcc]} &\geq \text{tensione minima MPPT dell'inverter lato c.c.} \\ 500 \text{ V} &> 485 \text{ V (condizione rispettata)} \end{aligned}$$

- La tensione MPPT massima di stringa deve essere minore della massima tensione del MPPT dell'inverter pertanto,

$$\begin{aligned} \text{Tensione MPPT stringa @-10}^\circ\text{C [Vcc]} &< \text{tensione massima MPPT dell'inverter lato c.c.} \\ 794,8 \text{ V} &< 950 \text{ V (condizione rispettata)} \end{aligned}$$

- La somma delle correnti MPPT massime delle dieci stringhe in parallelo non deve superare la massima corrente d'ingresso di ogni MPPT dell'inverter pertanto,

$$\begin{aligned} \text{Corrente max. di MPPT di ogni CpS con 10 stringhe [Acc]} &< \text{corrente ingresso max. di ogni MPPT} \\ &\text{dell'inverter lato c.c.} \\ 55,6 \text{ V} &< 123\text{A (condizione rispettata)} \end{aligned}$$

5.8. Modalità di connessione

Il cavo trifase unipolare che si diparte dal quadro QGFV, tipo FG16OR16, si attesterà sul Quadro Generale di Bassa Tensione (QGBT).

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
15 di 23

All'interno del quadro QGFV saranno presenti i seguenti dispositivi:

- dispositivo d'interfaccia (DDI), in grado di assicurare sia la separazione di una porzione dell'impianto (generatori ed eventualmente carichi privilegiati) permettendo il loro funzionamento in modo isolato, sia il funzionamento dell'impianto in parallelo alla rete;
- dispositivo di generatore (DDG), in grado di escludere dalla rete i soli gruppi di generazione singolarmente.

È ammesso che, a proposito del particolare schema d'impianto, più funzioni siano assolte dallo stesso dispositivo, purché fra la generazione e la rete di distribuzione siano sempre presenti due interruttori in serie tra loro o, in alternativa, un interruttore e un contattore.

Il dispositivo generale, d'interfaccia e di generatore devono essere ubicati nell'impianto dell'Utente.

Il comando d'apertura del dispositivo generale, d'interfaccia e di generatore deve poter essere eseguito sia manualmente da un operatore sia automaticamente dalle protezioni dell'Utente.

I suddetti dispositivi, ai fini delle caratteristiche di sezionamento, comando e interruzione, devono seguire le prescrizioni delle Norme CEI 64-8, CEI 99-2 e CEI 11-20 per quanto applicabili.

La scelta di questi dispositivi deve essere fatta con riferimento alle grandezze nominali del sistema in cui sono installati; in particolare, per quanto si riferisce alla corrente di breve durata ed ai poteri d'interruzione e di stabilimento, questi devono essere proporzionati alla corrente presunta di cortocircuito nel punto d'installazione, tenendo conto che a tale corrente possono contribuire la rete di distribuzione e i gruppi di produzione dell'energia (ed eventuali motori in servizio).

Il dispositivo d'interfaccia di cui al paragrafo precedente, sarà installato sul livello BT, esso deve essere costituito da un interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione manovrabile dall'operatore.

Il dispositivo d'interruzione è stato dimensionato sulla base della configurazione d'impianto e, per quanto riguarda le caratteristiche ai fini del sezionamento dei circuiti, è conforme a quanto prescritto nella Norma CEI 64-8.

In ogni caso, la bobina di apertura a mancanza di tensione è asservita alle protezioni prescritte nell'Allegato E della CEI 0-16.

Il DDG è costituito da interruttore automatico ed è dimensionato in funzione della potenza complessivamente sottesa al sistema di connessione.

Il DDG svolge anche le funzioni del DDI come sopra specificato.

Il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) associato al DDI prevede relè di frequenza (anche con sblocco voltmetrico), di tensione, e di tensione residua.

La protezione d'interfaccia dell'impianto di produzione opererà in maniera opportuna contemperando le esigenze locali con quelle di sistema attraverso un'opportuna funzione di sblocco voltmetrico, volto alla rilevazione di una condizione di guasto sulla rete MT.

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
16 di 23

Sono quindi previste le seguenti protezioni:

1. massima tensione (59, con due soglie);
2. minima tensione (27, con due soglie);
3. massima tensione residua lato MT (59V0, ritardata);
4. massima frequenza (81>.S1, con sblocco voltmetrico);
5. minima frequenza (81<.S1, con sblocco voltmetrico);
6. massima frequenza (81>.S2, ritardata);
7. minima frequenza (81<.S2, ritardata);

La funzione di sblocco voltmetrico è basata sulle funzioni:

- massima tensione residua (59V0, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive 81>.S1 e 81<.S1);
- massima tensione di sequenza inversa (59Vi, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive 81>.S1 e 81<.S1);
- minima tensione di sequenza diretta (27Vd, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive 81>.S1 e 81<.S1).

Il SPI ha inoltre capacità di ricevere segnali su protocollo serie CEI EN 61850(96) finalizzati alla gestione del comando di telescatto.

Il protocollo IEC 61850 deve essere certificato di livello A da ente esterno ISO 9000 o ISO 17025, relativamente alle funzioni necessarie alla predetta gestione del comando di telescatto.

Le protezioni di massima/minima tensione devono misurare le tre tensioni concatenate, che possono essere rilevate, secondo le modalità previste nell'Allegato E della CEI 0-16.

La posizione consigliata per i trasformatori/trasduttori è riportata nell'Allegato H della CEI 0-16.

Utilizzando TV-I fase-fase, la misura della frequenza deve essere effettuata almeno su una tensione concatenata.

Utilizzando TV-NI fase-terra, la frequenza può essere calcolata a partire dalle tre tensioni di fase misurate direttamente dai TV-NI, oppure a partire dalle tre tensioni concatenate calcolate internamente al SPI.

La misura della frequenza può comunque essere effettuata utilizzando direttamente almeno una tensione concatenata in BT.

In entrambi i casi, qualora si utilizzino più grandezze di misura (più di una tensione concatenata o di fase), lo scatto deve essere previsto:

- in caso di minima frequenza considerando il valore minore di frequenza misurato;
- in caso di massima frequenza considerando il valore maggiore di frequenza misurato.
- Il SPI deve essere realizzato secondo le modalità previste nell'Allegato E della CEI 0-16.

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
17 di 23

Inoltre, l'impianto fotovoltaico è stato provvisto di un dispositivo di sgancio di emergenza ubicato nella parte esterna del fabbricato tecnologico (cabina MT/bt); l'azionamento di tale pulsante permette il sezionamento dell'impianto fotovoltaico rispetto al resto dell'impianto elettrico, sia la parte AC che DC, mediante il DDI per quanto riguarda la parte AC e tramite gli sganciatori installati sui quadri di parallelo stringhe per la parte DC. In tali condizioni il dispositivo di conversione CC/CA rileva l'assenza della tensione di rete, e dal campo fotovoltaico, pertanto smette di funzionare.

6. PRODUCIBILITA' STIMATA

Con lo scopo di stimare la produzione di energia del sistema fotovoltaico è stata ricavata l'energia prodotta mediante un opportuno programma di calcolo; si tratta di proiezioni basate su dati d'irraggiamento reali. Il database di radiazione solare utilizzato è il PVGIS, un simulatore, con mappa interattiva, curato dall' ESTI, European Solar Test Installation, laboratorio e centro di ricerca della Commissione Europea sul fotovoltaico. Il simulatore PVGIS restituisce, a detta degli installatori, cifre di produzione da fotovoltaico minori rispetto ai reali dati di produzione registrati empiricamente. Il simulatore PVGIS è quindi un buon indicatore dell'energia "minima" producibile dagli impianti fotovoltaici.

La stima dell'energia prodotta dal sistema fotovoltaico del viadotto è stata calcolata come la somma delle produzioni parziali dei due sotto campi, lato nord e lato sud.

L' energia annuale prodotta stimata nella modalità di cui sopra è pari a 120.800 kWh.

Di seguito si presentano i risultati delle stime dei singoli sotto campi ricavate con il software di calcolo.

6.1. Producibilità stimata sotto campo Nord

- Luogo: 44°25'34" Nord, 8°53'16" Est,
- Quota: 11 m.s.l.m.,
- Database di radiazione solare usato: PVGIS-CMSAF
- Potenza nominale del sistema FV: 68 kW (silicio cristallino)
- Stime di perdite causata da temperatura e irradianza bassa: 13.1% (usando temperatura esterna locale)
- Stima di perdita causata da effetti di riflessione: 6.6%
- Altre perdite (cavi, inverter, ecc.): 14.0%
- Perdite totali del sistema FV: 30.2%
- Sistema fisso: inclinazione=45 gradi
- orientamento=-149 gradi

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
18 di 23

MESE	E _D	E _M	H _D	H _M
Gen	23.20	718	0.57	17.7
Feb	39.60	1110	0.92	25.7
Mar	81.20	2520	1.74	53.9
Apr	135.00	4050	2.76	82.8
Mag	200.00	6190	4.05	126
Giu	234.00	7020	4.84	145
Lug	222.00	6880	4.67	145
Ago	160.00	4950	3.40	105
Set	99.30	2980	2.17	65.1
Ott	52.20	1620	1.22	38.0
Nov	28.00	840	0.68	20.4
Dic	19.90	616	0.51	15.7
Anno	108.00	3290	2.30	70.0
Totale per l'anno		39500		840

E_D: Produzione elettrica media giornaliera dal sistema indicata (kWh)

E_M: Produzione elettrica media mensile dal sistema indicata (kWh)

H_D: Media dell'irraggiamento giornaliero al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m²)

H_M: Media dell'irraggiamento al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m²)

Tabella 6.1 – Stima di generazione elettrica solare – Sotto campo Nord

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
19 di 23

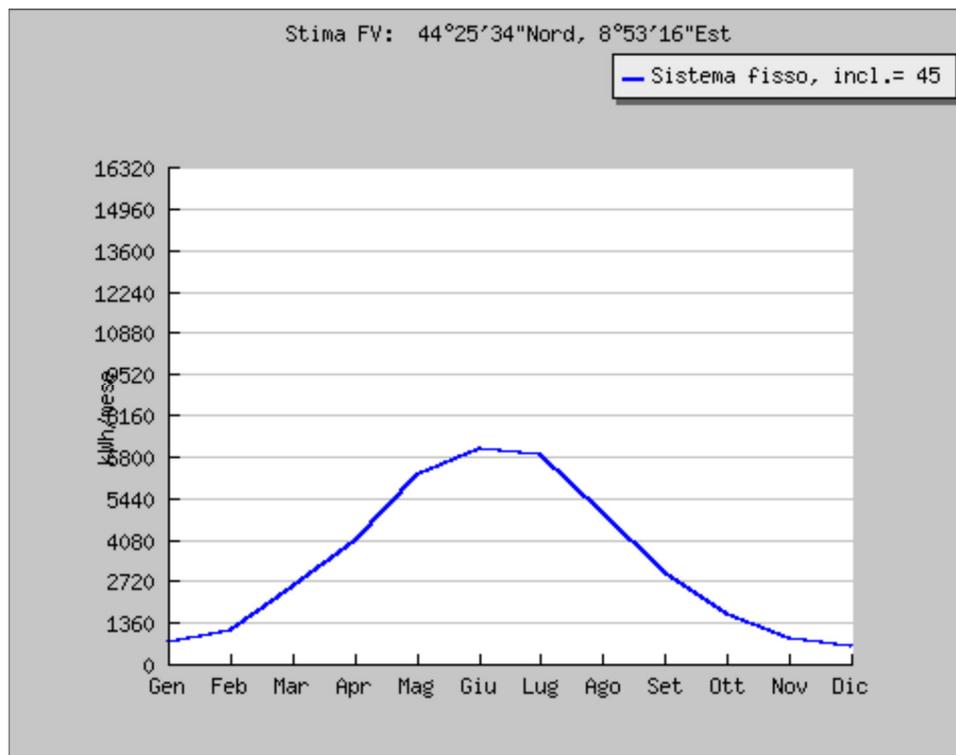


Figura 6.1 – Produzione di energia mensile - Sotto campo Nord

6.1. Producibilità stimata sotto campo Sud

- Luogo: 44°25'34" Nord, 8°53'16" Est,
- Quota: 11 m.s.l.m.,
- Database di radiazione solare usato: PVGIS-CMSAF
- Potenza nominale del sistema FV: 68 kW (silicio cristallino)
- Stime di perdita causata da temperatura e irradianza bassa: 14.5% (usando temperatura esterna locale)
- Stima di perdita causata da effetti di riflessione: 2.6%
- Altre perdite (cavi, inverter, ecc.): 14.0%
- Perdite totali del sistema FV: 28.4%
- Sistema fisso: inclinazione=45 gradi
- orientamento=31 gradi

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
20 di 23

MESE	E _D	E _M	H _D	H _M
Gen	124.00	3850	2.41	74.6
Feb	186.00	5220	3.64	102
Mar	233.00	7230	4.69	145
Apr	257.00	7700	5.25	158
Mag	283.00	8760	5.85	181
Giu	297.00	8900	6.24	187
Lug	308.00	9560	6.59	204
Ago	289.00	8960	6.22	193
Set	256.00	7670	5.41	162
Ott	185.00	5740	3.81	118
Nov	137.00	4100	2.71	81.2
Dic	116.00	3590	2.25	69.8
Anno	223.00	6770	4.59	140
Totale per l'anno		81300		1680

E_D: Produzione elettrica media giornaliera dal sistema indicata (kWh)

E_M: Produzione elettrica media mensile dal sistema indicata (kWh)

H_D: Media dell'irraggiamento giornaliero al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m²)

H_M: Media dell'irraggiamento al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m²)

Tabella 6.2 – Stima di generazione elettrica solare – Sotto campo Sud

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
21 di 23

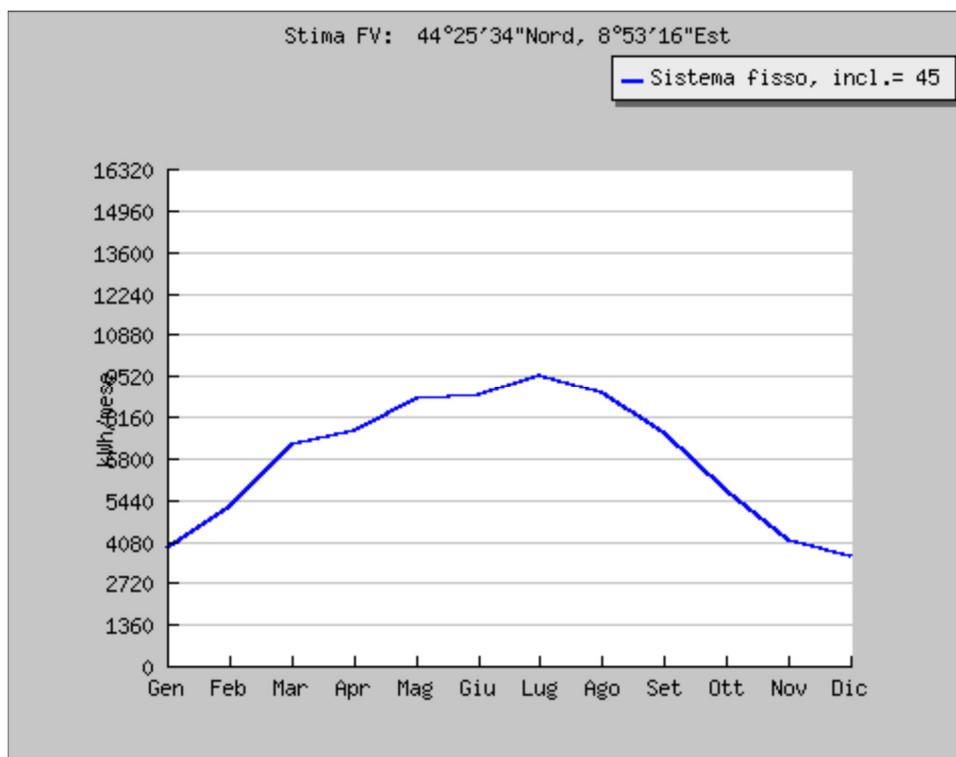


Figura 6.2 – Produzione di energia mensile - Sotto campo Sud

7. COLLAUDO E MESSA IN SERVIZIO

L'impianto fotovoltaico, prima di essere consegnato al cliente finale, dovrà essere collaudato seguendo quanto prescritto nella Norma CEI 82-25. L'esito del collaudo dovrà essere opportunamente documentato e consegnato al cliente assieme al resto della documentazione tecnica del progetto (schemi elettrici, planimetrie, ecc.).

Il quadro generale del fotovoltaico (QGFV), nel quale sarà installato il dispositivo di protezione interfaccia, dovrà acquisire le tensioni misurate sul lato MT del punto di allaccio; considerando che l'impianto sarà allacciato ad una cabina MT di nuova costruzione, sarà previsto quanto prescritto dalla CEI 0-16 sul punto di allaccio per misurare la massima tensione residua ($59V_0$).

Per quanto riguarda la messa in servizio dell'impianto fotovoltaico, dovrà essere realizzata seguendo le prescrizioni della guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL distribuzione; considerando che la potenza installata è superiori ai 20kWp, l'impianto è soggetto all'obbligo di denuncia di officina elettrica, per questo motivo il contatore di energia prodotta deve essere ad uso fiscale, vale a dire:

- deve essere accompagnato da certificato ad uso UTF rilasciato, a seguito di adeguate verifiche di laboratorio effettuate da laboratorio autorizzato;

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
22 di 23

- deve essere, una volta installato, verificabile, tarabile e sigillabile sul posto, sempre a cura di un laboratorio autorizzato e alla presenza del cliente e di un tecnico UTF.

8. SISTEMA DI ACCUMULO

Il sistema di accumulo sarà installato all'interno del fabbricato tecnologico (cabina MT/bt) come indicato negli elaborati di progetto. Trattasi infatti di un sistema per installazione interna con grado di protezione IP33.

Il sistema di accumulo previsto è del tipo con collegamento lato corrente alternata, a monte del contatore di produzione fotovoltaica, definito sistema di accumulo lato post produzione. Esso funzionerà in modo che i carichi del viadotto saranno alimentati in via prioritaria dall'impianto fotovoltaico, in subordine dal sistema di accumulo e come ultima possibilità prelevando energia dalla rete.

Il sistema di accumulo previsto è un sistema modulare composto da batterie ricaricabili agli ioni di litio, da un sistema di conversione di potenza bidirezionale e un controllore di livello in grado di svolgere un'ampia gamma di applicazioni.

Il sistema è in grado di lavorare in ambienti con temperature comprese tra +10°C e +30°C grazie al sistema di condizionamento attivo integrato.

La capacità utile delle batterie del sistema proposto è di 150kWh e possono essere caricate e scaricate con un tasso di carica pari a 0,5 della capacità massima (C-Rate: 0,5C/0,5C)

In particolare, il sistema di accumulo proposto è conformato da n° 1 unità di potenza assieme a n°2 unità di immagazzinamento di energia (pacco batterie); aventi le caratteristiche di seguito elencate:

8.1. Unità di potenza

- Potenza nominale: 80kW
- Tensione nominale: 400Vca
- Collegamento: trifase (3F+PE)
- Frequenza: 50Hz
- Filtro di linea: Integrato
- Dimensioni (DxHxW) in mm: 600x2.000x1.000
- Peso: 370kg

8.2. Unità di immagazzinamento di energia

- Capacità utile delle batterie: 75 kWh
- Tipo di batteria (cella): al litio con ossido di cobalto-nichel-manganese
- Tensione nominale: 673,4 Vcc
- Numero di cicli: >4.000 cicli

Contraente



Progettista



Doc. N.

Progetto
NG12

Lotto
00

Codifica Documento
E 18 RH LF000X C01

Rev.
A

Foglio
23 di 23

- Monitoraggio delle celle: integrato
- Sistema di gestione batterie (BMS): integrato
- Dimensioni (DxHxW) in mm: 600x2.000x600
- Peso: 520kg

8.3. Sistema di gestione dell'energia (EMS)

Il sistema di gestione dell'energia, o EMS, è un software integrato nel controllore dell'unità di potenza che permette la gestione dei carichi, l'ottimizzazione dell'autoconsumo dell'energia prodotta dal fotovoltaico e, se fosse necessario, di lavorare in isola.

L'ottimizzazione dell'autoconsumo avviene tramite la misura dell'esubero di produzione dell'impianto solare e i livelli di consumo dell'viadotto, per rilevare questa misura occorre installare un set di n° 3 trasformatori di misura della corrente (TA) sul punto di connessione con la rete elettrica sul lato di bassa tensione. La misura viene rilevata dal EMS tramite un collegato in modbus tra i set di TA ed il controllore.

Questo EMS si interfaccia con lo scada generale, consentendo un monitoraggio continuo del funzionamento del sistema.

L'interfacciamento tra EMS e SCADA avviene tramite un collegamento Ethernet.

8.4. Modalità di connessione

Il cavo trifase unipolare che si diparte dall'unità di potenza del sistema di accumulo, tipo FG16OR16, si atterrerà sul Quadro Generale di Bassa Tensione (QGBT).

9. SISTEMA DI CONTROLLO E MONITORAGGIO

Il sistema di controllo e monitoraggio dell'insieme di impianto fotovoltaico e sistema di accumulo, permette di interrogare in ogni istante l'impianto alla fine di verificare la funzionalità degli inverter installati con la possibilità di visionare le caratteristiche tecniche (tensione, corrente potenza, stato di carica delle batterie, ecc.) di ciascun inverter. È possibile inoltre leggere nella memoria del datalogger le grandezze elettriche dei giorni passati.

Queste funzioni di monitoraggio sono anche disponibili per le cassette di parallelo stringhe.