




PROGETTO DEFINITIVO

COMUNE DI CREVALCORE (BO)

IMPIANTO AGRIFOTOVOLTAICO AI SENSI DELLE LINEE
GUIDA IN MATERIA DI IMPIANTI AGRIVOLTAICI CONNESSO
ALLA RETE ELETTRICA PER VENDITA DI ENERGIA

RELAZIONE DESCRITTIVA

TAVOLA: REL01	SCALA: -	NOME FILE: REL01_Relazione descrittiva
-------------------------	-------------	---

COMMITTENTE: AG 33 S.R.L. Piazzale Luigi Cadorna 6 20123 MILANO (MI) P.IVA 14322040966	PROPRIETARI: • Bevilacqua Ariosti Antonella C.F. BVLNNL50A65A944G	PROGETTAZIONE:  Via Davila, 1 35028 Piove di Sacco (PD) P.IVA 04048490280 Tel. 0425/1900552 email: info@progettando.tech Progettista: Dott. Ing. Dario Turolla
--	---	--

Revisione	Data	Note	Redatto	Controllato	Approvato
00	OTTOBRE 2025	Prima emissione	VM	FG	DT

TUTTI I DIRITTI SONO RISERVATI

Questo documento è di proprietà di Progettando s.r.l. e sullo stesso si riserva ogni diritto. Pertanto questo documento non può essere copiato, riprodotto, comunicato o divulgato ad altri o usato in qualsiasi maniera, nemmeno per fini sperimentali, senza autorizzazione scritta di Progettando s.r.l. Su richiesta dovrà essere prontamente reinvio a Progettando s.r.l.

INDICE

1	PREMESSA	3
2	SISTEMA AGRIVOLTAICO	4
3	TABELLA RIASSUNTIVA IMPIANTO AGRIVOLTAICO	6
4	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	7
4.1	Norme tecniche relative agli impianti fotovoltaici	8
5	DATI GENERALI DEL PROPONENTE	10
6	ILLUSTRAZIONE DEI CRITERI PROGETTUALI LEGATI AL TERRENO	13
6.1	Struttura di sostegno	13
7	CRITERI DI DIMENSIONAMENTO DEI COMPONENTI ELETTRICI	13
7.1	Potenza nominale dell'impianto	14
8	DATI DI PROGETTO	15
8.1	Caratteristiche impianto agrifotovoltaico	15
8.2	Caratteristiche fisiche impianto	15
8.3	Caratteristiche elettriche impianto	15
8.4	Posizionamento sito di installazione	16
8.5	Caratteristiche fisiche sito pre intervento	16
8.6	Caratteristiche dei materiali	16
9	PRESTAZIONI DEL SISTEMA	16
10	CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO	16
10.1	Tipi di conduttori	17
10.2	Dimensionamento del conduttori	18
10.3	Verifica della caduta di tensione	19
10.4	Contributo alla corrente di corto circuito	19
10.5	Protezione contro il sovraccarico	20
10.6	Protezione contro il corto circuito	20
10.7	Protezione dai contatti diretti/indiretti	22
10.8	Impianto di terra	22
10.9	Dispositivi differenziali	23
10.10	Dispositivi di protezione principali	23
10.10.1	Dispositivo generale e di interfaccia (DG e DDI)	23
10.10.2	Sistema di Protezione generale associato al dispositivo generale (SPG)	24
10.10.3	Sistema di Protezione di interfaccia associato al dispositivo di interfaccia (SPI)	25
10.10.4	Controllore Centrale Di Impianto (CCI)	26
10.11	Selettività delle protezioni	26
10.12	Protezione dalle scariche atmosferiche	27
10.13	Valutazione campi elettromagnetici	27
10.14	CABINA ELETTRICA	28

10.14.1	Apparecchiature alloggiate	28
10.14.2	Tipologia costruttiva e statica	28
10.14.3	Collegamenti elettrici	29
10.14.4	Illuminazione	29
10.14.5	Ventilazione	29
10.14.6	Sicurezza	29
10.15	Descrizione degli scavi	29
10.16	Elettrodotto	30
10.17	Impianti speciali	30
10.17.1	Impianto di illuminazione accesso	30
10.17.2	Impianto di videosorveglianza	30
10.18	Recinzione	30
11	PUNTO DI IMMISSIONE ENERGIA	30
12	VERIFICA TECNICO FUNZIONALE	31
13	SISTEMA DI ACCUMULO	32
13.1	GENERALITÀ	32
13.2	SISTEMA DI ACCUMULO PER 4H	33
13.2.1	BATTERIE	34
13.2.2	CONVERTITORI DI POTENZA (PCS)	35
13.2.3	COLLEGAMENTI ELETTRICI	36
13.2.4	CONTAINER	36

1 PREMESSA

Con la presente relazione si illustrano i principi di base adottati circa la realizzazione di un impianto agrifotovoltaico installato su strutture a terra di potenza complessiva di 24.994,98 kWp, inoltre è prevista l'installazione di un sistema di accumulo Battery Energy Storage System (BESS) con potenza complessiva di 8.000 kW.

L'impianto sarà disposto a terra su una superficie utile di circa 32,29 ettari di terreno agricolo.

L'impianto agrifotovoltaico sarà collegato alla rete di distribuzione dell'ente fornitore di energia elettrica, immettendo nella stessa l'energia prodotta.

Per massimizzare la produzione, i moduli fotovoltaici sono fissati a terra mediante strutture di sostegno parallele che si sviluppano in direzione Nord-Sud, con un sistema ad inseguimento monoassiale, che consente la rotazione dei moduli fino ad una inclinazione di 60° verso est/ovest; per evitare l'ombreggiamento reciproco tra le file di moduli, queste sono opportunamente distanziate in funzione della pendenza delle zone del terreno su cui insistono.

L'impianto agrifotovoltaico è dotato di appositi locali tecnici, costituiti da cabine prefabbricate modulari contenenti gli organi di interruzione, manovra, conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici.

La tensione di uscita dell'energia elettrica dall'impianto è pari a 36kV.

Il campo agrifotovoltaico fa capo ad un'unica stazione elettrica generale.

Si precisa sin da subito che per le altezze indicate negli elaborati grafici e descrittivi è prevista una tolleranza di +/-20 cm, e che la stessa sarà rispettata anche per la posa della mitigazione perimetrale esterna alla recinzione dell'impianto.

2 SISTEMA AGRIVOLTAICO

L'impianto in oggetto rientra nella definizione di impianto agrifotovoltaico secondo quanto stabilito dalle Linee Guida in materia di impianti agri fotovoltaici del 2022 delineate dal MITE in particolare:

REQUISITO A.1: *Sagricola* $\geq 0,7 \cdot Stot$ (vedasi Relazione agronomica in allegato, cap. 12.1):

$$Sagri / Stot = 27,92 \text{ ha} / 32,13 \text{ ha} = 0,869 \geq 0,70$$

REQUISITO B.1: *Continuità dell'attività agricola* (vedasi Relazione agronomica in allegato, cap. 12.2):

VALORE INDIRIZZO PRODUTTIVO POST IMPIANTO				
anno	coltura	sup. (ha)	€/ha RICA	€/anno TOT
1° APV	orzo	8,06	1.389 €	11.192 €
	soia	9,53	1.410 €	13.441 €
	colza	10,33	633 €	6.540 €
2° APV	orzo	9,53	1.389 €	13.240 €
	soia	10,33	1.410 €	14.568 €
	colza	8,06	633 €	5.101 €
3° APV	orzo	10,33	1.389	14.351
	soia	8,06	1.410	11.361
	colza	9,53	633	6.034
Media €/ha/anno				1.144 €
Valori RICA 2020_ER				

Il modello di coltivazione aziendale attuale prevede l'avvicendamento tra: cerealicole e mais da foraggio.

Il nuovo ordinamento colturale andrà a prevedere la coltivazione di: orzo, soia e colza.

Le coltivazioni, nelle precedenti campagne agrarie, sono state condotte secondo il modello dell'agricoltura integrata e non sono state coltivate colture di pregio a denominazione D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G.

REQUISITO B.2: *Producibilità elettrica minima* (vedasi Relazione agronomica in allegato, cap. 12.2):

$$FVagri \text{ [GWh/ha/anno]} = 50,7637$$

$$Fvstandard \text{ [GWh/ha/anno]} = 44,1424$$

$$FVagri \geq 0,6 \cdot Fvstandard = 80,76 \geq 26,49$$

REQUISITO C: *Soluzione integrata innovativa con moduli elevati da terra* (vedasi Relazione agronomica in allegato, cap. 4.1 figura 3)

I moduli fotovoltaici ad alta efficienza sono montati su tracker monoassiali presentando la parte inferiore del modulo, alla sua massima inclinazione, ad una distanza dal piano campagna pari o superiore a 2,1m.

REQUISITO D.1: *Monitoraggio del risparmio idrico (vedasi Relazione Agronomica in allegato, cap. 12.4)*

In merito il rispetto del requisito D1 si conferma che l'attuale configurazione è compatibile con la predisposizione di eventuali sistemi di monitoraggio per il risparmio idrico. Il nuovo ordinamento colturale prevede la coltivazione di orzo, soia e colza, colture che data la pluviometria media dell'areale verranno coltivate in asciutta.

Le valutazioni agronomiche riguardanti il risparmio idrico derivante dall'installazione di pannelli APV verranno riportate nella relazione agronomica, redatta annualmente.

REQUISITO D.2: *Monitoraggio della continuità dell'attività agricola (vedasi Relazione agronomica in allegato, cap. 12.4):*

Al fine di monitorare la continuità dell'attività agricola verrà redatta una relazione agronomica annuale recante indicazioni in merito alle specie annualmente coltivate, alla superficie effettivamente destinata alle coltivazioni, alle condizioni di crescita delle piante e alle tecniche di coltivazione (sesto di impianto, densità di semina, impiego di concimi, trattamenti fitosanitari). Parte delle informazioni sopra richiamate verranno fornite tramite Fascicolo Aziendale, come previsto dalla normativa vigente per le imprese agricole che percepiscono contributi comunitari. All'interno di esso si colloca il Piano di coltivazione, che deve contenere la pianificazione dell'uso del suolo dell'intera azienda agricola.

Inoltre, allo scopo di raccogliere i dati di monitoraggio necessari a valutare i risultati tecnici ed economici della coltivazione e dell'azienda agricola che realizza sistemi agrivoltaici, l'azienda aderirà alla metodologia di rilevazione RICA, dando la disponibilità alla rilevazione dei dati su base comunitaria.

Si conferma altresì che l'impianto potrà essere predisposto all'implementazione dei sistemi di monitoraggio seguenti (vedasi Relazione agronomica in allegato, cap. 12.4):

- REQUISITO E.1: Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo;
- REQUISITO E.2: Monitoraggio del microclima;
- REQUISITO E.3: Monitoraggio della resilienza ai cambiamenti climatici.

3 TABELLA RIASSUNTIVA IMPIANTO AGRIVOLTAICO

LINEE GUIDA IMPIANTI AGRIVOLTAICI		APV CREVALCORE
IMPIANTO AGRIVOLTAICO PNRR		
REQUISITO A.1	$Sagr \geq 0,7 \times Stot$	$27,922 \geq 22,494$
REQUISITO A.2	$Spv < 0,4 \times stot$	$10,492 < 12,854$
REQUISITO B	Esistenza e resa della coltivazione	Relazione agronomica annuale
	Mantenimento dell'indirizzo produttivo	Indirizzo produttivo medesimo in pre e post APV
	$Fagri \geq 0,6 \times FVstandard$	$50,76 \geq 26,49$
REQUISITO C	$h_{min} \geq 1,3$ m nel caso di attività zootecnica	$h_{min} \geq 2,1$ m
	$h_{min} \geq 2,1$ m nel caso di attività colturale	
REQUISITO D	Monitoraggio del risparmio idrico	Coltivazione in asciutta - relazione agronomica annuale
	Mantenimento dell'indirizzo produttivo	Relazione agronomica annuale
REQUISITO E	Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo	Analisi chimico-fisiche a cadenza triennale-relazione agronomica annuale
	Monitoraggio del microclima	Installazione di apposita sensoristica
	Monitoraggio della resilienza ai cambiamenti climatici	<ul style="list-style-type: none"> • Verifiche e controlli per garantire principio DNSH • In fase di progettazione: relazione recante l'analisi dei rischi climatici fisici in funzione del luogo di ubicazione, individuando le eventuali soluzioni di adattamento; • In fase di monitoraggio: verifica delle soluzioni di adattamento climatico individuate nella relazione, da parte del soggetto erogatore.

Il LAOR verrà impiegato esclusivamente ai fini del calcolo della producibilità dell'impianto di riferimento e a tale fine verranno effettuate le seguenti assunzioni:

- superficie totale dell'impianto di riferimento = superficie totale del sistema agrivoltaico Stot;
- superficie del singolo modulo su impianto di riferimento = superficie del modulo che si intende installare su impianto agrivoltaico;
- potenza nominale del singolo modulo su impianto di riferimento = potenza nominale del modulo che si intende installare su impianto agrivoltaico;
- LAOR dell'impianto di riferimento pari a 32,65%.

4 **NORMATIVA DI RIFERIMENTO**

L'impianto dovrà integralmente rispettare, salvo esplicite deroghe, le seguenti disposizioni legislative e normative:

- Legge del 1/3/1968, n. 186 - Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici;
- Legge 18/10/1977, n. 791 - Attuazione delle Direttive del Consiglio delle Comunità Europee (n°73/23/CEE) relative alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione;
- DPR 27/4/1955, n.547 e successive integrazioni;
- DM 37/08 del 22/01/2008;
- DPR 6/12/1991, n.447 - Regolamento di attuazione della Legge 46 in materia di sicurezza degli impianti;
- Legge n.818 del 7 dicembre 1984 e successivo decreto M.I. del 8 marzo 1985 e successive integrazioni/varianti;
- D.lgs. del 09/04/2008 n° 81 - Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.
- D.M. 20/02/1992 Approvazione del modello di dichiarazione di conformità dell'impianto alla regola d'arte di cui all'art.7 del regolamento di attuazione del D.M. 37 recante norme per la sicurezza degli impianti;
- D.M. 02/03/2009 Disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare;
- D.lgs. 387/2003 - Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- D.M. Sviluppo Economico 10.09.2010 - Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.
- D.lgs. 3 marzo 2011, n. 28 - Attuazione della direttiva 2009/28/Ce sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE);
- D.lgs. 152/2006 e s.m.i. - Norme in materia ambientale.
- Legge 23 luglio 2009, n. 99 - Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.
- Deliberazione 23 luglio 2008 - ARG/et 99/08 e s.m.i. - Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA).

Dovranno essere utilizzati materiali costruiti a regola d'arte, sui quali sia stato apposto l'apposito marchio che ne attesti la conformità; tali materiali dovranno essere esenti da difetti qualitativi e di lavorazione ed essere inoltre adatti all'ambiente in cui verranno installati, avere le caratteristiche necessarie per resistere

alle sollecitazioni meccaniche, corrosive, termiche o dovute all'umidità a cui potranno essere sottoposti durante l'esercizio. Inoltre per tutti i componenti, per i quali dovrà essere prevista "l'omologazione" secondo le prescrizioni vigenti, dovranno essere forniti i relativi certificati.

Qualora il fornitore non sia in possesso, per determinati apparecchi, del certificato d'omologazione, dovrà essere fornita una dichiarazione, sottoscritta dal fornitore, nella quale lo stesso indichi gli estremi della richiesta d'omologazione e garantisce che l'apparecchio fornito soddisfi a tutti i requisiti prescritti dalla specifica d'omologazione.

Si richiamano di seguito le più ricorrenti Norme UNI e C.E.I. cui far riferimento; l'elenco non ha carattere esaustivo.

4.1 NORME TECNICHE RELATIVE AGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Dovranno essere applicate integralmente le ultime edizioni delle seguenti Norme CEI:

<u>CEI 0-2</u>	Guida per la definizione per la documentazione di progetto degli impianti elettrici;
<u>CEI 0-16</u>	Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle Imprese distributrici di energia elettrica
<u>CEI 11-16</u>	Lavori sotto tensione - Attrezzi di lavoro a mano per tensioni fino a 1000Vca e 1500Vcc;
<u>CEI 11-20</u>	Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
<u>CEI 11-27</u>	Lavori su impianti elettrici;
<u>CEI 11-48</u>	Esercizio degli impianti elettrici;
<u>CEI 17-5</u>	Apparecchiature a bassa tensione - Parte 2: Interruttori automatici;
<u>CEI 17-11</u>	Apparecchiature a bassa tensione - Parte 3: Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra sezionatori e unità combinate con fusibili;
<u>CEI 20-40</u>	Guida per l'uso dei cavi a bassa tensione;
<u>CEI 20-45</u>	Cavi isolati con mescola elastomerica, resistenti al fuoco, non propaganti l'incendio, senza alogeni (LSOH) con tensione nominale 0,6/1kV;
<u>CEI 20-67</u>	Guida per l'uso dei cavi 0,6/1kV;
<u>CEI 23-3/1</u>	Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari - Parte I: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata;
<u>CEI 23-51</u>	Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare;
<u>CEI 23-80</u>	Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche - Parte I: Prescrizioni generali;
<u>CEI 32-1</u>	Fusibili a tensione non superiore a 1kVca e 1,5kVcc - Parte I: Prescrizioni generali;
<u>CEI 64-8</u>	Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1kVca e 1,5kVcc;
<u>CEI 81-10</u>	Protezione contro i fulmini;
<u>CEI 82-1</u>	Dispositivi fotovoltaici - Parte I: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione;

<u>CEI 82-3</u>	Dispositivi fotovoltaici - Parte III: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
<u>CEI 82-8</u>	Moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino per applicazioni terrestri - qualifica del progetto ed omologazione del tipo;
<u>CEI 82-22</u>	Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
<u>CEI 82-25</u>	Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione;
<u>CEI 82-27</u>	Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte I: Prescrizioni per la costruzione;
<u>CEI 82-28</u>	Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte II: Prescrizioni per le prove.
<u>CEI EN 61439-1</u>	Apparecchiature assiegate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);

5 DATI GENERALI DEL PROPONENTE

Di seguito si riportano i principali dati relativi alla società proponente:

Dati società

- Denominazione: AG 33 S.r.l.
- Sede legale: Piazzale Luigi Cadorna 6, Milano (MI) CAP 20123
- CF/Partita IVA: 14322040966

Dati legale rappresentante

- Nome e cognome: Diego Toti
- Luogo e data di nascita: Nogara (VR) 01/03/1985
- Codice fiscale: TTODGI85C01F918P

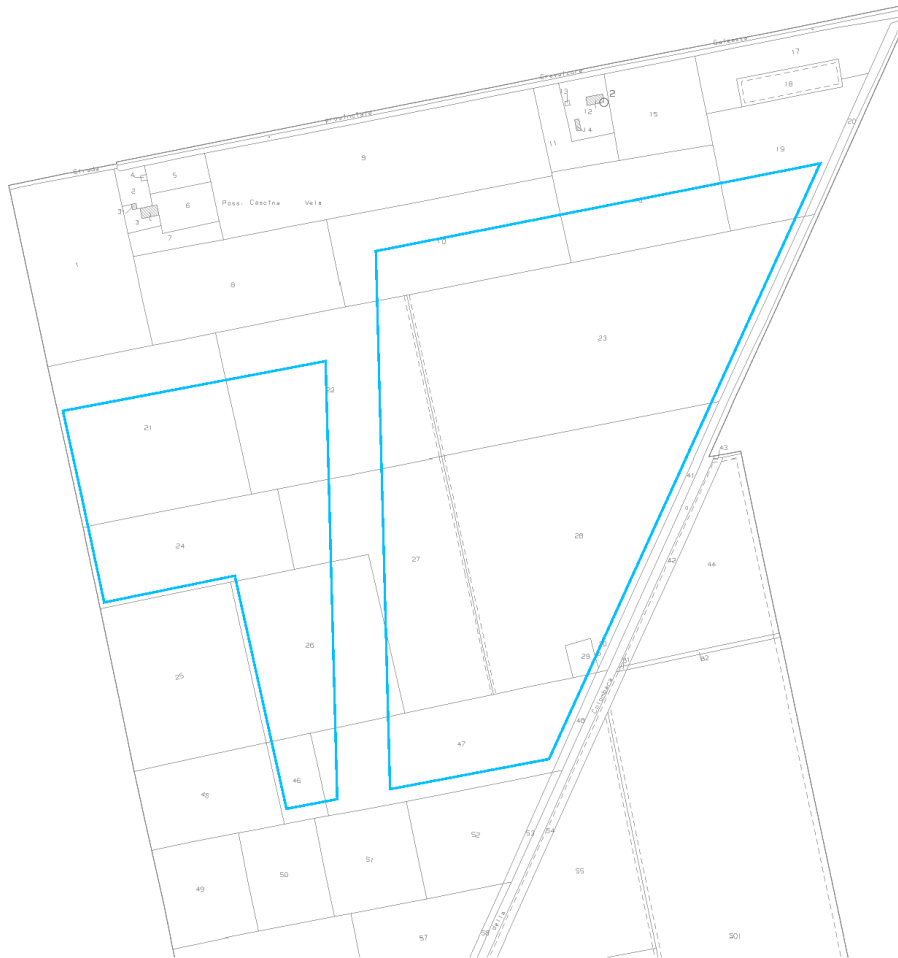
Si sottolinea che il proponente si avvale del procedimento di Autorizzazione Unica ai sensi dell'Art. 9 del D.lgs. 190/2024, per l'autorizzazione delle opere previste e necessarie alla connessione; pertanto la richiesta di autorizzazione alla costruzione dovrà essere rilasciata a favore di AG 33 S.r.l.

AREA DI INTERVENTO

L'area oggetto del progetto è individuata catastalmente al Censuario del Comune di Crevalcore (BO):

- **Foglio 21 particelle 10, 16, 19, 21, 22, 23, 24, 26, 27, 28, 29, 30, 46, 47.**

Di seguito si riporta l'estratto catastale dell'area di intervento.





Estratto ortofoto

6 ILLUSTRAZIONE DEI CRITERI PROGETTUALI LEGATI AL TERRENO

Il terreno in questione si presenta con una conformazione prevalentemente pianeggiante senza inclinazioni rilevanti. Il posizionamento della potenza fotovoltaica sarà quindi studiato in base alle caratteristiche del terreno facendo attenzione che tutte le stringhe afferenti allo stesso quadro in corrente continua presentino le stesse condizioni di irraggiamento.

Il posizionamento delle apparecchiature e delle strutture dell'impianto, nonché il tracciamento delle opere edili, sarà eseguito a partire dalla superficie complessivamente disponibile nel/nei lotti di proprietà.

Per l'effettiva individuazione della parte di terreno idonea si è tenuto in considerazione la presenza di:

- Aree con pendenza troppo accentuata;
- Aree sottoposte a vincoli;
- Aree accidentate di altra natura.

Sono previsti due punti di accesso all'impianto, tramite cancelli di adeguata ampiezza, in modo da permettere l'accesso di mezzi per eventuali manutenzioni.

6.1 STRUTTURA DI SOSTEGNO

La struttura di sostegno sarà realizzata in modo da contenere al minimo le opere civili, tenendo però conto del peso dei moduli, del contributo del terreno, dell'azione del vento nel sito di installazione (sia per la pressione che per la depressione sulle strutture) e del peso delle eventuali precipitazioni nevose che andranno ad insistere sulla superficie dei moduli.

I materiali utilizzati saranno di prima qualità e terranno conto dell'eventuale atmosfera aggressiva presente nel sito di realizzazione.

7 CRITERI DI DIMENSIONAMENTO DEI COMPONENTI ELETTRICI

Per i dati della radiazione solare, umidità relativa, temperature medie e valutazione impatto grandine sono state considerate le apposite norme CEI ed UNI in vigore.

Non esiste nessun impedimento strutturale per la corretta installazione dei moduli fotovoltaici e di tutti i componenti necessari per il corretto funzionamento degli impianti.

Per il loro dimensionamento si è fatto riferimento alla norma CEI 64-8/7.

In particolare, per quanto riguarda le condizioni ambientali:

- i moduli fotovoltaici sono componenti intrinsecamente costruiti per alloggiamento all'esterno;
- le apparecchiature di protezione e manovra presenti localmente nel campo saranno protette con involucri aventi idoneo grado di protezione;
- i cablaggi saranno realizzati con cavi in gomma etilenpropilenica a doppio strato, per posa all'esterno/interrata.

Per quanto riguarda invece i parametri elettrici:

- i componenti lato c.c. verranno scelti tenendo soprattutto in considerazione le tensioni elevate in gioco, con particolare attenzione ai sistemi di sezionamento, opportunamente dedicati, per via della difficoltà di rottura dell'arco elettrico in corrente continua, più stabile di quello in alternata, venendo meno lo zero dell'onda sinusoidale;
- i componenti elettrici lato CA bassa tensione sono stati scelti in relazione a una tensione concatenata di 400V;
- il sistema di misura dell'energia sarà dotato di idonei trasformatori di misura per ridurre le correnti dell'ordine di grandezza delle centinaia di ampère a quello di alcuni ampère.

7.1 POTENZA NOMINALE DELL'IMPIANTO

La potenza nominale dell'impianto risulta essere di 24.994,98 kWp, con l'impiego di 33.777 moduli di potenza nominale di 740 Wp.

La tensione in corrente continua in ingresso ai gruppi di conversione risulterà pari alla somma delle tensioni in condizioni STC dei singoli pannelli collegati in serie (stringa).

La tensione in corrente alternata in uscita dai gruppi di conversione dalla corrente continua risulta di 800Vca - 50 Hz.

8 DATI DI PROGETTO

8.1 CARATTERISTICHE IMPIANTO AGRIFOTOVOLTAICO

Tipologia	Agrifotovoltaico
Potenza totale	24.994,98 kWp
Nuovo / trasformazione / ampliamento	Nuovo impianto

8.2 CARATTERISTICHE FISICHE IMPIANTO

Superficie occupata	32,29 ettari
Superficie occupata dai moduli	~104.923,25 m ²
Numero moduli FV	33.777
Inclinazione moduli FV (Tilt)	0°
Orientamento moduli FV (Azimut)	3°
Tipologia tecnologica moduli	Silicio monocristallino
Tipologia strutture di sostegno	Profili di acciaio zincato
Tipologia locali controllo, conversione	Locale tecnico prefabbricato
Ventilazione locale tecnico	Naturale/Forzata
Posizionamento gruppo/i di conversione	All'interno del locale tecnico
Posizionamento quadri CC	In prossimità delle stringhe servite

8.3 CARATTERISTICHE ELETTRICHE IMPIANTO

Tipologia di rete al punto di consegna	Alta tensione trifase
Tensione nominale	36kV
Tipo collegamento	Nuova utenza
Presenza Numero	/
Potenza Disponibile	/
Misura dell'energia	Richiesta al distributore
P. nominale max del generatore (CC)	24.960,00 kWp
P. max erogata al punto di consegna (CA)	24.994,98 kWp
Tensione nominale al punto di consegna	36kV

8.4 POSIZIONAMENTO SITO DI INSTALLAZIONE

Località	SP9, SNC
Comune	Crevalcore
Provincia	Bologna
Latitudine	44° 47'8.11"N
Longitudine	11° 12' 2.51"E

8.5 CARATTERISTICHE FISICHE SITO PRE INTERVENTO

Condizioni del terreno	Terreno pianeggiante
Tipo di terreno	Agricolo
Presenza polvere	Si (da terreno)
Esposizione a fenomeni atmosferici	Si
Presenza corpi estranei visibili	No
Strutture preesistenti	No
Ombreggiamenti	No
Vegetazione alto fusto	No

8.6 CARATTERISTICHE DEI MATERIALI

Per i dati e le caratteristiche tecniche dei materiali utilizzati per la realizzazione dell'impianto si rimanda alle schede tecniche degli stessi ed agli elaborati grafici allegati alla presente relazione.

9 PRESTAZIONI DEL SISTEMA

L'impianto è dimensionato in modo tale da costituire un campo agrifotovoltaico della potenza (lato corrente continua) di 24.994,98 kWp, composto da un unico generatore fotovoltaico.

La produzione media annua di energia prevista risulta di circa 44.142.380,18 kWh.

10 CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto agrifotovoltaico sarà composto da 33.777 moduli fotovoltaici, raggruppati in stringhe da 27 moduli.

La raccolta della potenza proveniente dalle stringhe avviene in corrente continua con il parallelo delle stringhe tramite gli inverter di stringa che trasformeranno la corrente continua in alternata.

Data l'estensione dell'impianto ed al fine di minimizzare le perdite di trasmissione dell'energia si è prevista la suddivisione delle 1251 stringhe in 78 inverter di stringa con potenza nominale di 320 kWp.

L'impianto fotovoltaico sarà inoltre dotato di un sistema di accumulo a batteria (Battery Energy Storage System - BESS) che rappresenta una soluzione innovativa per migliorare l'efficienza energetica e garantire una gestione ottimale dell'energia prodotta.

Questa tecnologia consente di immagazzinare l'energia solare generata nei momenti di massima produzione per utilizzarla quando la domanda energetica è maggiore o quando la produzione fotovoltaica è insufficiente.

La configurazione descritta è visionabile negli unifilari allegati.

L'attuale configurazione prevede l'installazione di trasformatori in resina a 800/36000V dove la tensione di uscita dagli inverter verrà innalzata in alta tensione.

Dalla stazione elettrica lato utente l'energia viene convogliata alla nuova SE sita nel Comune di San Felice sul Panaro (MO) grazie all'elettrodotto interrato come indicato nella tavola "EL13_Piano particellare grafico".

Si precisa che le informazioni riportate potranno essere aggiornate in fase di progettazione esecutiva al fine di conseguire una complessiva ottimizzazione mediante l'utilizzo di nuove soluzioni tecnologicamente più avanzate.

10.1 TIPI DI CONDUTTORI

Le linee di cablaggio in corrente continua, dai moduli fino agli inverter di stringa, saranno posate a vista (agganciate alla struttura) e in alcuni tratti saranno interrati e avranno le seguenti caratteristiche:

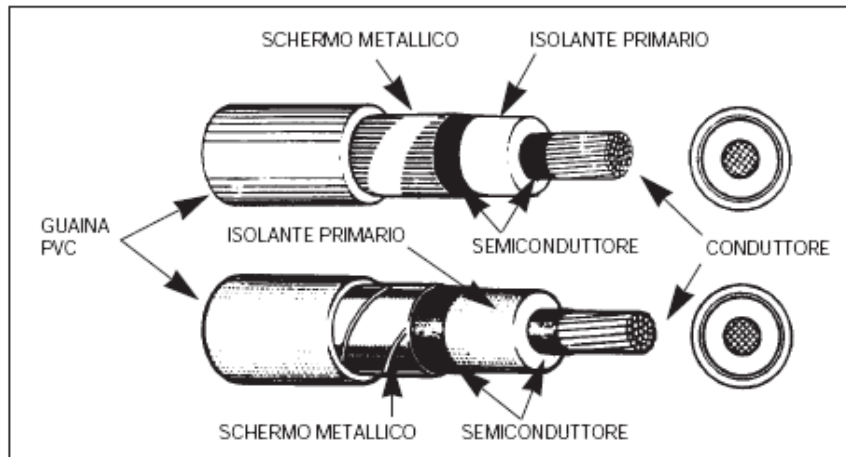
- tipo unipolare;
- conduttori in rame stagnato tipo corda flessibile a sezione rotonda;
- isolamento in gomma reticolata di qualità Z2;
- guaina esterna in gomma reticolata Z2;
- sigla **H1Z2Z2-K** -1,5/1,5KV (CC).

Le linee di cablaggio in corrente continua, dagli inverter di stringa ai gruppi di conversione dell'energia interni alla cabina, saranno di tipo interrato, ed avranno le seguenti caratteristiche:

- tipo unipolare per sezioni >25mm²;
- conduttori in alluminio tipo corda flessibile a sezione rotonda;
- isolamento in gomma etilenpropilenica di qualità G16;
- guaina esterna in - PVC;
- sigla **ARG16R16** 1500Vcc - 0,6/1,0KV.

Le linee/condotti di cablaggio dai gruppi di conversione dell'energia al trasformatore saranno fornite insieme al sistema convertitore/trafo.

I circuiti in **alta tensione** saranno realizzati con cavi, del tipo "non propagante l'incendio", provvisti di conduttori in rame ed aventi un adeguato livello di tensione di isolamento del tipo **RG7H1R** adatti per **posa interrata** (figura sottostante).



- tipo uni/tripolare;
- conduttori in alluminio tipo corda rigida a sezione rotonda;
- isolamento in gomma etilenpropilenica di qualità G16;
- schermo in rame;
- guaina esterna in PVC;
- sigla **RG7H1R - 26/45KV**.

10.2 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI

Per la determinazione della portata di cavi con posa interrata si fa riferimento alla norma CEI UNEL 35026; la portata espressa in Ampere di un cavo interrato è pari a:

$$I_z = I_o K1 K2 K3 K4$$

Dove I_o è la portata del cavo in Ampere a una determinata sezione a un certo tipo di isolante e a un determinato modo di installazione; essa è pari a I_z quando tutti i fattori di correzione sono unitari ossia quando:

- **K1:** coeff. di temperatura - vale 1 quando la temperatura del terreno è 20°C;
- **K2:** coeff. di raggruppamento - vale 1 quando è installato un solo circuito formato da cavi unipolari;
- **K3:** coeff. di profondità - vale 1 quando la profondità di posa è 0,8m;
- **K4:** coeff. del terreno - vale 1 quando la resistività termica del terreno è 1,5Km/W.

Dalla tabella riportata nella norma CEI-UNEL 35026, scegliendo una certa sezione per il conduttore, si ricava la sua portata I_o . Moltiplicando quest'ultima per i fattori di correzione si ottiene la I_z .

Per considerare accettabile la sezione del conduttore scelta, la I_z risultante dovrà essere maggiore della corrente I_b di impiego che è solita transitare nella conduttura. Se la I_z dovesse risultare minore della corrente di impiego è necessario selezionare una sezione di cavo superiore e ripetere la stessa verifica.

Lo stesso metodo di calcolo si applica anche per i cavi alloggiati in canale metallica in aria libera dove però i fattori ambientali sono:

- **K1:** coeff. di temperatura - vale 1 quando la temperatura ambiente è 20°C;
- **K2:** coeff. di raggruppamento - vale 1 quando è installato un solo circuito formato da cavi unipolari.

10.3 VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE

Con le sezioni stabilite in base alla corretta dissipazione termica è necessario verificare che lungo i circuiti non vi siano cadute di tensioni maggiori del 4% della tensione di esercizio come indicato dalla CEI 64/8. In particolare utilizzeremo il metodo della “caduta di tensione unitaria” e, facendo riferimento alla tabella CEI UNEL 35023, assumeremo che la caduta di tensione ΔV sul circuito considerato non superi il 4%.

La formula per il calcolo della generica caduta di tensione lungo una tratta elettrica è la seguente:

$$\Delta V = U \cdot I \cdot L / 1.000 < 4\% \text{ dove}$$

- U è la caduta di tensione unitaria tabulata nella CEI-UNEL 35023 [mV/A m]
- L è la lunghezza del cavo [m]
- I è la corrente nel cavo [A]

Nel caso in cui la caduta di tensione su un tratto/circuito sia superiore al 4% è necessario selezionare una sezione maggiore per il/i conduttore/conduttori e ripetere la verifica.

10.4 CONTRIBUTO ALLA CORRENTE DI CORTO CIRCUITO

L'impianto agrifotovoltaico è un generatore di corrente; in caso di cortocircuito, conformemente alle caratteristiche dei moduli utilizzati, l'impianto dal lato c.c. produrrà al massimo il 10% in più della sua corrente nominale.

In caso di cortocircuito di rete, abbassandosi la tensione, sia le protezioni di interfaccia dell'inverter che la protezione di interfaccia generale interverranno in brevissimo tempo, non consentendo di sostenere la corrente di cortocircuito all'inverter.

La corrente di cortocircuito sul lato AT viene, considerando:

- un aumento del 50% della corrente nominale dell'inverter lato AC durante il transitorio.
Sul lato in bassa tensione il contributo è quindi pari a 27.015,3 A in uscita dagli inverter.
- che l'inverter non può erogare più della potenza producibile dal lato FV, decurtata delle opportune perdite;

- una potenza nominale totale degli inverter di 24.960 kW lato AC;
- che l'inverter lavora a fattore di potenza prossimo all'unità.

All'uscita del trasformatore la corrente di corto circuito presunta erogata dal generatore vale quindi:

- $I_{cc_out} = I_{cc_in} \times \sqrt{3} / (V1 / V2) = 27.015,3 \times 1,732 / (20000 / 800) = 1871,62 \text{ A}$

10.5 PROTEZIONE CONTRO IL SOVRACCARICO

I cavi di alimentazione saranno protetti contro il sovraccarico mediante interruttori automatici opportunamente dimensionati. In particolare gli interruttori verranno scelti e regolati seguendo le prescrizioni della CEI 64/8:

1. il dispositivo non interverrà per valori minori della corrente di impiego e la sua corrente nominale sarà inferiore alla portata del cavo.
2. il massimo sovraccarico ammissibile sarà pari al 45% per un tempo t_c pari ad 1h (tempo caratteristico di intervento del relè termico del dispositivo).

Le condizioni sopra descritte sono sintetizzate dalle seguenti disuguaglianze:

- a. $I_b \leq I_n \leq I_z$
- b. $I_f \leq 1,45 \cdot I_z$

Dove:

- I_b : corrente di impiego del circuito;
- I_z : portata in regime permanente della conduttura;
- I_n : corrente nominale del dispositivo di protezione;
- I_f : corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione.

In generale si sceglieranno dispositivi per i quali:

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_n$$

In modo che rispettando la disuguaglianza "a" sarà automaticamente verificata la "b".

In particolare, per la parte in bassa tensione c.c. si regolerà I_f pari a $1,05I_n$, mentre per la parte in bassa tensione c.a. si regolerà I_f pari a $1,10I_n$.

10.6 PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO

La protezione delle condutture contro il corto circuito verrà garantita grazie ad interruttori automatici. Tali dispositivi verranno installati all'inizio della conduttura da proteggere in modo tale da interrompere, in un tempo inferiore a quello che porterebbe i conduttori alla temperatura limite ammissibile, tutte le correnti provocate da un corto circuito, che si presenti in un punto qualsiasi del circuito.

Nel caso di impianti attivi è sempre necessario considerare che l'eventuale corto circuito su una conduttura dell'impianto stesso non viene alimentato solo dalla rete alla quale si è connessi, ma viene alimentato anche dai generatori che costituiscono l'impianto di produzione elettrica.

Essendo però il generatore fotovoltaico schematizzabile come generatore di corrente, piuttosto che come generatore di tensione, il contributo alla corrente di corto circuito che esso è in grado di dare risulta di modesta entità.

Come già detto nel paragrafo precedente, la massima quantità di corrente che il generatore è in grado di erogare è limitata dalla natura stessa del componente fotovoltaico ed è stimabile in un 10% in più della sua corrente nominale.

In uscita all'inverter il contributo alla corrente di corto circuito è comunque fissato dal costruttore ed è pari al 50% in più della corrente nominale; essendo tali valori trascurabili rispetto ai valori di corrente erogati dalla rete in caso di guasto dimensioneremo le protezioni considerando solo questi ultimi.

Premesso ciò, i dispositivi di protezione verranno scelti in modo da limitare l'energia termica passante a valori tollerabili dal cavo.

Operativamente occorre rispettare la seguente disuguaglianza:

$$\int i^2 dt \leq K^2 S^2 \text{ per } I_a \leq I_{cc} \leq I_b$$

Ovvero, si confronterà la caratteristica dell'energia specifica passante del dispositivo in funzione della corrente presunta di corto circuito con il termine $K^2 S^2$ (energia specifica tollerabile dal cavo).

In generale tale disuguaglianza è valida solo per un certo range di valori della corrente presunta di corto circuito e, pertanto, si verificherà che la corrente di guasto trifase ad inizio linea (caso di corto circuito più gravoso) e la corrente di guasto monofase a fine linea (caso di corto circuito meno gravoso) siano comprese in tale range:

- I_{cc} caso di corto circuito più gravoso $\leq I_a$ (potere di interruzione massimo);
- I_{cc} caso di corto circuito meno gravoso $\geq I_b$ (potere di interruzione minimo).

Per la determinazione della corrente di corto circuito si useranno le seguenti formule:

corto circuito trifase:

$$I_{cc} = E_0 / \sqrt{(R_R + R_F)^2 + (X_R + X_F)^2}$$

corto circuito fase-fase:

$$I_{cc} = \sqrt{3} / 2 \cdot E_0 / \sqrt{(R_R + R_F)^2 + (X_R + X_F)^2}$$

corto circuito fase-neutro:

$$I_{cc} = E_0 / \sqrt{(R_R + R_F + R_N)^2 + (X_R + X_F + X_N)^2}$$

Dove

- E_0 è la tensione di fase;

- RR e XR sono la resistenza e la reattanza della rete a monte, considerata come un generatore di tensione equivalente di forza elettromotrice E_0 ;
- RF e XF sono la resistenza e la reattanza del conduttore di fase fino al punto di corto circuito;
- RN e XN sono la resistenza e la reattanza del conduttore di neutro fino al punto di corto circuito.

Il calcolo effettivo delle correnti di guasto e la verifica delle protezioni attraverso le loro curve caratteristiche viene rimandata, come suggerito dalla CEI 0-2, in fase di progettazione esecutiva, poiché attualmente non si dispone del valore dell'impedenza di rete nel punto di consegna.

Si consideri però che tali verifiche sono del tutto formali poiché le attuali protezioni in commercio sono in grado di individuare e interrompere le comuni correnti di corto circuito, aventi solitamente valori compresi tra i 10 e i 90KA.

10.7 PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI/INDIRETTI

Per quanto riguarda la protezione dei contatti diretti, si isoleranno a regola d'arte tutte le parti attive, al fine di impedire che le persone possano venire accidentalmente in contatto con il circuito elettrico. I moduli fotovoltaici, pur essendo componenti in Classe II, si considerano sotto tensione anche quando il sistema risulta distaccato dal lato in corrente alternata.

Per quanto riguarda i contatti indiretti, tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico, non in tensione, ma che vi si potrebbero trovare in caso di scariche sulle carcasse o per difetto di isolamento, saranno poste a terra mediante un impianto di terra coordinato con dispositivi di protezione differenziali. La misura di protezione adottata nell'impianto da realizzare sarà di tipo totale ed attuata mediante:

- Isolamento delle parti attive per i conduttori elettrici;
- Involucri e barriere per i quadri e le altre apparecchiature elettriche.

Il grado di protezione elettrico degli involucri e delle barriere utilizzati dovrà essere minimo IP20B; per le superfici superiori orizzontali degli involucri dovrà essere minimo IP50D.

10.8 IMPIANTO DI TERRA

L'impianto di terra sarà in configurazione TN-S con il neutro, corrispondente al centro stella del trasformatore lato BT, posto a terra in cabina. Il conduttore di protezione verrà poi distribuito su tutta l'estensione dell'impianto.

Per determinare la sezione del conduttore di protezione S_p sui vari tratti di circuito si seguono le seguenti prescrizioni della CEI 64/8:

- Per $S \leq 16$ deve essere $S_p = S$
- Per $16 \leq S \leq 35$ deve essere $S_p = 16$
- Per $S \geq 35$ deve essere $S_p = S/2$ con valori approssimati per eccesso

Nei casi in cui il conduttore di protezione non fa parte della stessa terna dei conduttori di fase la sua sezione non sarà inferiore a 2,5 mm².

Per il dispersore di terra attorno alle cabine e per le strutture si utilizzerà una corda di rame nudo di spessore 35 mm².

10.9 DISPOSITIVI DIFFERENZIALI

Il coordinamento delle protezioni differenziali con l'impianto di terra sarà realizzato in base alla norma CEI 64-8 che prescrive il soddisfacimento della seguente relazione:

$$I_a \leq U_0 / Z_s$$

Dove:

- I_a è la corrente che provoca l'apertura automatica del dispositivo di protezione entro un tempo definito (corrente differenziale nominale del dispositivo);
- U_0 è il valore efficace tra fase e terra della tensione nominale, pari alla tensione di fase essendo il neutro a terra;
- Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto comprendente la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto e il conduttore di protezione tra il punto di guasto e la sorgente.

Per il calcolo di Z_s si fa riferimento alla seguente formula

$$Z_s = \sqrt{(R_S + R_F + R_{PE})^2 + (X_S + X_F + X_{PE})^2}$$

Dove:

- R_S e X_S sono la resistenza e la reattanza della sorgente, considerata come un generatore di tensione equivalente di forza elettromotrice U_0 ;
- R_F e X_F sono la resistenza e la reattanza del conduttore di fase fino al punto di guasto;
- R_{PE} e X_{PE} sono la resistenza e la reattanza del conduttore di protezione fino al punto di guasto.

Operativamente occorre scegliere i dispositivi differenziali in maniera tale che la loro corrente di apertura sia sempre minore o uguale alla corrente di dispersione in grado di circolare lungo l'anello di guasto.

Per il calcolo effettivo delle correnti di dispersione si rimanda alla fase di progetto esecutivo/costruttivo, in cui si avranno informazioni più precise riguardo l'impedenza delle sorgenti in esame.

10.10 DISPOSITIVI DI PROTEZIONE PRINCIPALI

10.10.1 DISPOSITIVO GENERALE E DI INTERFACCIA (DG E DDI)

Il dispositivo generale sarà conforme alle prescrizioni dell'ultima normativa CEI 0-16. Esso avrà la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica.

In particolare, sarà un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura e verrà posizionato a valle del gruppo di misura dell'energia.

Il funzionamento di un impianto di produzione in parallelo alla rete di distribuzione è subordinato a precise condizioni, tra le quali in particolare:

- il regime di parallelo non deve causare perturbazioni al servizio sulla rete di distribuzione, al fine di preservare il livello di qualità del servizio per gli altri Utenti connessi;
- il regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente in assenza di alimentazione della rete di distribuzione o qualora i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano compresi entro i valori comunicati dal Distributore;
- in caso di mancanza tensione o di valori di tensione e frequenza sulla rete di distribuzione non compresi entro i valori stabiliti dal Distributore, il dispositivo di parallelo dell'impianto di produzione non deve consentire il parallelo con la rete stessa.

Allo scopo di garantire la separazione dell'impianto di produzione dalla rete di distribuzione in caso di perdita di rete deve essere installato un ulteriore dispositivo detto Dispositivo di Interfaccia (DDI).

Esso sarà un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione.

10.10.2 SISTEMA DI PROTEZIONE GENERALE ASSOCIATO AL DISPOSITIVO GENERALE (SPG)

L'SPG contribuisce alla sicura individuazione degli elementi guasti del sistema elettrico ed alla loro conseguente esclusione, per accelerare la diagnosi del disservizio e la ripresa del servizio.

Esso è composto da:

- Trasduttori di corrente di fase e di terra (ed eventualmente trasduttori di tensione) con le relative connessioni al relè di protezione;
- Relè di protezione con relativa alimentazione;
- Circuiti di apertura dell'interruttore.

I trasduttori forniscono grandezze ridotte al relè che comprende:

- protezione di massima corrente di fase almeno bipolare a tre soglie, una a tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente definito. Poiché la prima soglia viene impiegata contro il sovraccarico, la seconda viene impiegata per conseguire un intervento ritardato e la terza per conseguire un intervento rapido, nel seguito, per semplicità, ci si riferirà a tali soglie con i simboli:
 - $I >$ (sovraccarico), valore e tempo di estinzione da concordare con il Distributore;
 - $I >>$ (soglia 51, con ritardo intenzionale), val. 250A; tempo di estinzione della sovracorrente: 500ms;
 - $I >>>$ (soglia 50, istantanea); val. 600A; tempo di estinzione della sovracorrente: 120ms.
- protezione di massima corrente omopolare a due soglie, oppure protezione direzionale di terra a due soglie e massima corrente omopolare a una soglia (da valutare col distributore).

Per le regolazioni delle protezioni sopra descritte si rimanda alla CEI 0-16.

10.10.3 SISTEMA DI PROTEZIONE DI INTERFACCIA ASSOCIATO AL DISPOSITIVO DI INTERFACCIA (SPI)

Il sistema di protezione di interfaccia (SPI), agendo sul DDI, separa l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione evitando che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete, l'Utente possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto sulla linea AT cui è connesso l'Utente attivo, l'Utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto;
- in caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori della rete di distribuzione, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete con possibilità di danneggiamento meccanico del generatore stesso.

Il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) associato al DDI prevede relè di frequenza, di tensione, ed eventualmente di tensione omopolare, i quali implementano le seguenti protezioni:

1. massima tensione (2 soglie);
2. minima tensione (2 soglie);
3. massima frequenza (2 soglie);
4. minima frequenza (2 soglie);
5. massima tensione omopolare V0 lato AT (ritardata);
6. protezione contro la perdita di rete (da concordare tra il Distributore e l'Utente in funzione delle caratteristiche della rete di distribuzione).

Le protezioni di massima/minima frequenza e di massima/minima tensione devono avere in ingresso grandezze proporzionali ad almeno due tensioni concatenate AT che quindi possono essere prelevate:

- dal secondario di TV collegati fra due fasi AT;
- direttamente da tensioni concatenate BT.

L'intervento di un qualsiasi relè determinerà l'apertura del dispositivo di interfaccia.

Le regolazioni delle protezioni avverranno sotto la responsabilità dell'Utente sulla base del piano di regolazione predisposto dal Distributore.

Per la sicurezza dell'esercizio della rete si provvederà un ricalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia. Il ricalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro dispositivo di interruzione.

Esso è costituito da un circuito, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, che agirà sul dispositivo generale, con ritardo non eccedente 1s. Il temporizzatore viene attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia.

La soluzione prescelta dovrà essere comunque approvata dal Distributore.

Esso incorpora i relè responsabili per le seguenti protezioni:

- MIN-MAX TENSIONE (27-59)

- MANCANZA TENSIONE (27T)
- PRESENZA TENSIONE (59T)
- MAX TENSIONE OMOPOLARE (59N)
- MIN-MAX CORRENTE (50-51)
- MASSIMA CORRENTE DIREZIONALE (67)
- MASSIMA CORRENTE DIREZIONALE DI TERRA (67N)
- MIN-MAX CORRENTE OMOPOLARE (50N-51N)
- MIN-MAX FREQUENZA (81)
- DERIVATA DI FREQUENZA (81R)
- SALTO DI FASE (DPHI)

10.10.4 CONTROLLORE CENTRALE DI IMPIANTO (CCI)

Apparato le cui funzioni principali sono il monitoraggio dell'impianto, lo scambio dati fra l'impianto e il DSO ed eventuali ulteriori attori abilitati, ed inoltre la regolazione e il controllo dell'impianto stesso.

Il CCI è un apparato i cui compiti principali sono:

- Svolgere la funzione di monitoraggio dell'impianto con lo scopo di raccogliere informazioni dall'impianto e dalle unità di generazione/accumulo utili ai fini della "osservabilità" della rete.
- Coordinare il funzionamento dei diversi elementi costituenti l'impianto, affinché l'impianto stesso operi, nel suo complesso, in maniera da soddisfare alle prescrizioni della Norma CEI 0-16, riportate al punto di connessione con la rete (nel seguito PdC), nel rispetto delle capability prescritte dalla stessa Norma per le singole unità di generazione e di accumulo (funzionalità di regolazione e comando);

10.11 SELETTIVITÀ DELLE PROTEZIONI

L'impianto verrà coordinato in maniera che, in caso di corto circuito o di dispersione verso terra, intervenga la protezione subito a monte del guasto. Così facendo, in caso di guasto, viene scollegata solo la parte di impianto dove il problema si presenta, lasciando il resto del sistema in modalità normale.

In particolare, per guasti di tipo differenziale la porzione minima di impianto che viene scollegata è la metà del campo mentre per guasti riconducibili a corto circuito è possibile isolare anche la singola stringa.

In caso di corto circuito le protezioni interverranno in quest'ordine:

- fusibile di stringa
- interruttore sul parallelo in corrente continua
- interruttore integrato nell'inverter
- protezione di generatore
- protezione di interfaccia
- protezione generale

- protezione di linea

In caso di dispersione verso terra le protezioni interverranno in quest'ordine:

- interruttore integrato nell'inverter
- protezione generale
- protezione di linea

10.12 PROTEZIONE DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE

Il campo agrifotovoltaico in oggetto non altera la morfologia del terreno nel quale è installato, e non rappresenta il punto più alto delle masse metalliche presenti. Inoltre, le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, direttamente conficcate nel terreno, costituiscono un dispersore di fatto.

Detto questo si può ritenere che l'impianto possa ritenersi autoprotetto.

Utilizzeremo dei limitatori di sovratensione a protezione delle apparecchiature sensibili.

Gli inverter di stringa hanno tali limitatori di sovratensione già integrati.

Per maggiori informazioni fare riferimento agli schemi progettuali ed ai fascicoli tecnici dei detti dispositivi.

10.13 VALUTAZIONE CAMPI ELETTROMAGNETICI

L'apporto di un impianto agrifotovoltaico in esercizio ai valori di campo elettrico ed induzione magnetica normalmente presenti nell'ambiente si considera marginale.

Gli apparati che costituiscono l'impianto agrifotovoltaico sono rispondenti ai requisiti normativi in materia di compatibilità elettromagnetica in accordo agli articoli 7, 9, 10 e 11 del D.lgs. n° 194/2007.

I certificati dei Costruttori in materia di compatibilità elettromagnetica verranno allegati per tutti i componenti in fase di progettazione esecutiva.

I moduli fotovoltaici lavorano in corrente e tensione continue per cui la generazione di campi variabili può essere limitata solamente a dei brevi transitori.

Per tale componente non sono quindi previste prove di compatibilità elettromagnetica.

Il modello di inverter scelto possiede le necessarie certificazioni di immunità dai disturbi elettromagnetici esterni e di ridotta emissione di interferenze elettromagnetiche verso altri dispositivi elettronici vicini. In particolare, l'inverter scelto possiede la certificazione di rispondenza alle seguenti normative di compatibilità elettromagnetica:

- CEI EN 50273 (CEI 95-9)
- CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65)
- CEI EN 61000-2-2 (CEI 110-10)
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31)
- CEI EN 61000-3-3 (CEI 110-28)
- CEI EN 55022 (CEI 110-5)
- CEI EN 55011 (CEI 110-6)

La presenza dei cavi di media tensione schermati e interrati non rappresenta una fonte di emissione apprezzabile, in più, la mutua induzione provocata dalla vicinanza dei conduttori delle linee in cavo riduce il campo magnetico a valori prossimi allo zero.

Infine, l'ubicazione dei trasformatori BT/AT fa sì che anche il loro contributo ai fini dell'inquinamento elettromagnetico possa venire ignorato.

10.14 CABINA ELETTRICA

10.14.1 APPARECCHIATURE ALLOGGIATE

La cabina produttore AT a 36 kV è stata progettata per garantire l'adeguata distribuzione dell'energia elettrica, assicurando elevati standard di sicurezza, affidabilità e continuità di servizio.

La disposizione degli elementi segue criteri di razionalità impiantistica e di accessibilità per le operazioni di esercizio e manutenzione. Tutti i componenti sono conformi alle normative CEI vigenti e dotati dei necessari sistemi di protezione contro i contatti diretti e indiretti, le sovracorrenti e le sovratensioni. La cabina è inoltre provvista di idonea messa a terra e di sistemi di ventilazione atti a garantire il corretto smaltimento del calore prodotto durante il funzionamento.

Tale fabbricato è suddiviso mediante compartimentazione a parete in 2 zone: un locale utente e un locale servizi ausiliari.

Nel locale utente verrà installato l'impianto di consegna (protezione e sezionamento).

10.14.2 TIPOLOGIA COSTRUTTIVA E STATICA

Le cabine sono di tipo prefabbricato monoblocco in cemento armato vibrato accoppiate a vasche di fondazione prefabbricate poggiate su uno strato di 15 cm di magrone di fondazione o sabbia compattata, a seconda della consistenza del terreno.

Il terreno sottostante verrà livellato per offrire un piano di appoggio ottimale per l'installazione.

La compartimentazione è costituita da pannelli in calcestruzzo di spessore pari a 10cm per il pavimento, 9cm per le pareti e 8cm per il solaio, equipaggiati con un'armatura interna costituita da doppia rete elettrosaldata e da ferro nervato.

Tale soluzione comporta il notevole vantaggio di limitare al minimo le opere edili classiche e di consentire la rimozione del monoblocco e una sua reinstallazione in altro luogo.

Dal punto di vista statico la copertura è dimensionata in modo da sopportare sovraccarichi accidentali di 400Kg/m². La pavimentazione invece è dimensionata in modo da sopportare un carico permanente di 500Kg/m² e carichi concentrati dell'entità delle apparecchiature alloggiate.

L'impermeabilizzazione della struttura è garantita grazie all'uso di calcestruzzo additivato con componente impermeabilizzante e super fluidificante e tramite il trattamento della superficie esposta all'esterno con una mano di primer, con la successiva applicazione a caldo di una guaina bituminosa (spessore 4mm).

Le pareti esterne saranno protette dagli agenti atmosferici mediante tinteggiatura con pitture al quarzo e si eviterà che parti della struttura di sollevamento o montaggio rimangano esposte a fenomeni di ossidazione.

10.14.3 COLLEGAMENTI ELETTRICI

La fondazione prefabbricata è dotata di numerosi fori a sottopavimento in modo da consentire il passaggio dei cavi BT ed AT. Inoltre il pavimento sarà predisposto di appositi cavedi e di inserti filettati per il fissaggio delle apparecchiature elettromeccaniche.

10.14.4 ILLUMINAZIONE

L'impianto di illuminazione della cabina dell'ente distributore risulta essere composto da 4 punti luce, 3 nel locale del distributore e 1 nel locale misure.

Ogni punto luce dovrà avere lampade a tecnologia LED con flusso luminoso da 1000 a 3000 lm.

10.14.5 VENTILAZIONE

Il ricambio dell'aria nelle cabine è garantito attraverso la circolazione naturale tramite appositi torrini e griglie dotate di reti antinsetto installate nelle porte e nelle pareti.

Nei locali che raggiungeranno temperature critiche sarà prevista l'eventuale installazione di condizionatori fissi.

10.14.6 SICUREZZA

Sono previste segnalazioni sonore e luminose di emergenza: sirena 97db, interruttore di emergenza con lampada presenza/assenza linea, accessori antinfortunistica secondo D.lgs. 493/96.

10.15 DESCRIZIONE DEGLI SCAVI

Le linee elettriche destinate al trasporto dell'energia e del segnale verranno, per la maggior parte, interrate con la logica di seguito descritta.

I cavidotti saranno in materiale isolante ed autoestinguente, del tipo pesante (secondo CEI 23-46).

In prossimità di ogni inverter di stringa sarà allestito un pozzetto avente dimensioni minime 60x60x60cm.

Le linee di scavo adiacenti alle file di moduli verranno raccolte dalle dorsali.

Le dorsali termineranno alle cabine.

Per quanto possibile i percorsi saranno lineari, con una distribuzione simile alla spina di pesce.

Ove necessario le dorsali saranno interrate, i pozzetti saranno carrabili.

I pozzetti saranno presenti:

- Vicino ad ogni quadro di protezione e sezionamento;
- All'incrocio tra le linee di scavo e le dorsali;
- Vicino alle cabine.

La dimensione in sezione degli scavi sarà adeguata al numero di tubazioni da interrare.

Tutti gli scavi avranno una profondità di 0,8m e verranno segnalati con opportuno nastro monitore.

In corrispondenza di ogni cabina verrà tracciata la maglia di terra, che richiederà uno scavo aggiuntivo

all'interno dei lavori di sbancamento.

Tutto il materiale di scavo sarà usato per il rinterro e la copertura delle tubazioni/cavi posati.

10.16 ELETTRODOTTO

Il cavidotto tra il punto di consegna e il punto di immissione dell'energia sarà coerente con le fasce di rispetto e sarà interrato con una profondità minima di 1,0m.

I cavi di collegamento tra il punto di consegna e il punto di immissione dell'energia sono protetti meccanicamente da tale cavidotto.

10.17 IMPIANTI SPECIALI

10.17.1 IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE ACCESSO

L'impianto agrifotovoltaico sarà dotato di un impianto di illuminazione esterna costituito da 2 proiettori LED con potenza di 80W, installato su palo metallico ad altezza di 3,0m fuori terra, posti nelle vicinanze dei cancelli di accesso.

L'illuminazione sarà normalmente spenta anche nelle ore notturne e si accenderà esclusivamente in caso di intervento di un operatore nel caso di guasti.

10.17.2 IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA

L'impianto agrifotovoltaico sarà dotato di un impianto di videosorveglianza costituito da 92 telecamere fisse, installate su altrettanti pali e collegate alla dorsale in fibra ottica tramite convertitori fibra/rame. La fibra ottica farà capo a uno switch in quadro installato all'interno della cabina, il quale renderà possibile la visione e il controllo da remoto delle immagini.

10.18 RECINZIONE

Lungo il perimetro dell'impianto agrifotovoltaico sarà installata una recinzione in rete metallica plastificata a maglia romboidale di colore verde, con altezza pari ad 2,0m e sorretta da pali metallici installati ad un intervallo regolare di 2m. Al fine di consentire il passaggio di piccoli animali e selvaggina presente sul territorio sarà installata con il bordo inferiore rialzato di circa 20cm rispetto alla quota del terreno.

Sarà presente un cancello di ingresso realizzato in ferro zincato con larghezza pari a 6m.

11 PUNTO DI IMMISSIONE ENERGIA

Il punto di immissione in rete è previsto in media tensione, previa interposizione delle dovute apparecchiature di protezione. Nelle vicinanze dell'area in cui sorgerà l'impianto, si realizzerà il punto di connessione.

Comunque, per il collegamento tra la cabina di consegna e l'impianto di utente attivo si atterrà al seguente schema:

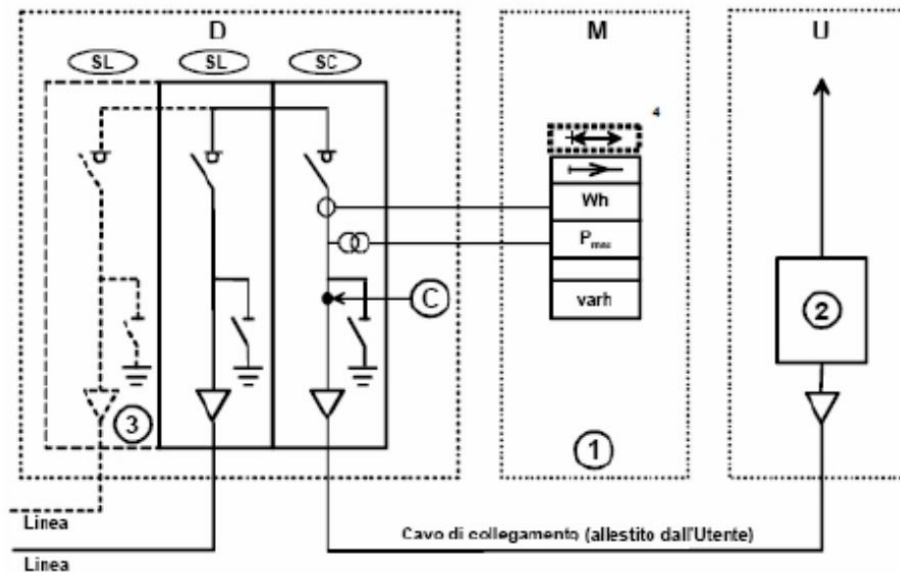


Fig. 1 Schema di collegamento fra la cabina consegna e l'impianto Utente

Legenda:

- D = locale di consegna
- M = locale misura
- U = locale Utente
- SL = scomparto (cella) per linea
- SC = scomparto (cella) per consegna
- C = punto di consegna
- 1 = gruppo misura
- 2 = dispositivo generale dell'Utente
- 3 = scomparto presente/da prevedere per collegamento in entra - esce

Per particolari più accurati si rimanda agli elaborati di progetto allegati.

12 VERIFICA TECNICO FUNZIONALE

L'impianto agrifotovoltaico sarà realizzato con componenti che assicurano l'osservanza delle seguenti condizioni:

- a) $P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I / I_{stc}$
- b) $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$
- c) $P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0,08) * P_{nom} * I / I_{stc}$

dove:

- P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;
- P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento [W/m^2] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;
- I_{stc} , pari a $1000W/m^2$, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;

- **Pca** è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2%.
- **Ptpv** sono le perdite termiche del generatore fotovoltaico (desunte dai fogli di dati dei moduli), mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono tipicamente assunte pari all'8%. Tale condizione deve essere verificata per **Pca** > 90% della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.

le prove di cui ai punti a) e b) saranno effettuate in condizioni $I > 600W/ m^2$.

13 SISTEMA DI ACCUMULO

13.1 GENERALITÀ

L'impianto agrifotovoltaico è predisposto per alloggiare un sistema di accumulo elettrochimico (BESS) da collocarsi in prossimità della cabina produttore AT; tale sistema consentirà un miglior utilizzo dell'energia rinnovabile prodotta dall'impianto fotovoltaico, rendendola disponibile anche nei periodi di mancata produzione solare, ad esempio di notte.

I sistemi di storage elettrochimico sono in grado di fornire molteplici servizi di regolazione, consentendo di immettere in rete una quota rilevante di energia da fonti rinnovabili, che altrimenti il sistema elettrico nazionale non sarebbe in grado di accogliere.

Tra i principali servizi di rete ricordiamo:

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

- Regolazione di tensione: regolazione dell'erogazione di potenza reattiva in funzione del valore di tensione misurato al punto di connessione con la rete e/o in funzione di un setpoint di potenza inviato da Terna

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

Un sistema di accumulo, o BESS, comprende come minimo i seguenti componenti:

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

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

L'inverter e le protezioni sono regolamentati dalla norma nazionale CEI 0-16.

Le batterie vengono dotate di involucri sigillati per contenere perdite di elettrolita in caso di guasti e sono installate all'interno di container (di tipo marino, modificati per l'uso come cabine elettriche).

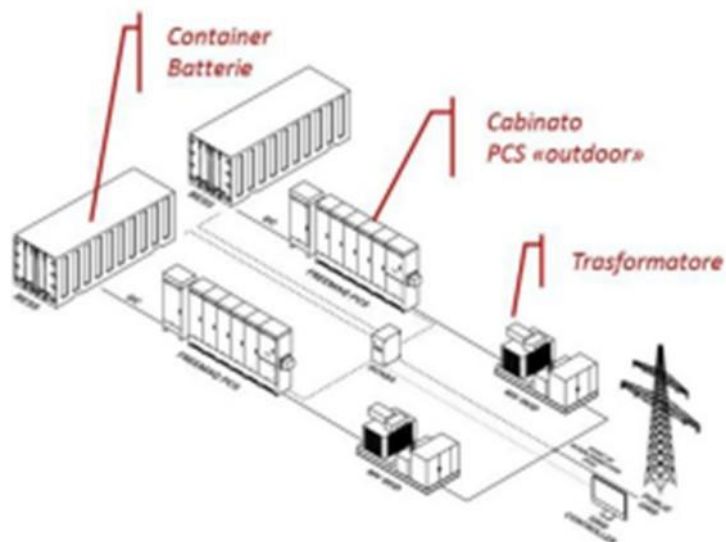
La capacità del BESS è scelta in funzione al requisito minimo per la partecipazione ai mercati del servizio di dispacciamento, che richiede il sostenimento della potenza offerta per almeno 2 ore opportunamente sovradimensionata per tener conto delle dinamiche intrinseche della tecnologia agli ioni di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

13.2 SISTEMA DI ACCUMULO PER 4H

Il sistema di accumulo avrà una capacità di 8 MW, capace, alla massima potenza, di erogare o accumulare energia per circa 4 h (cioè connesso a batterie di capacità utile di 32 MWh).

Il sistema è composto da 5 Unità BESS autonome, ciascuna caratterizzata da:

- 1 Skid trasformazione, dotato di 1 trasformatore a doppio avvolgimento in resina;
- 2 skid trasformazione AC/DC, dotati ciascuno di 8 inverter.



Esempio di impianto di stoccaggio

13.2.1 BATTERIE

I sistemi energy storage con tecnologia al litio sono caratterizzati da stringhe batterie (denominati batteries racks) costituite da diversi moduli batterie collegati in serie, 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:



13.2.2 CONVERTITORI DI POTENZA (PCS)

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.



Esempio di convertitore da interno

Il convertitore poi risulta essere connesso ad un trasformatore elevatore AT/BT isolato in resina al fine di trasportare l'energia in maniera più efficiente.

13.2.3 COLLEGAMENTI ELETTRICI

Il collegamento del sistema di accumulo avverrà mediante un interruttore posto nelle celle di alta tensione a 36 kV sul quadro generale di media tensione dell'impianto; i tratti di interconnessione tra i container saranno realizzati con cavi direttamente interrati.

Tutti gli impianti elettrici saranno realizzati a regola d'arte, progettati e certificati ai sensi delle norme CEI EN vigenti. Le sezioni dell'impianto di accumulo saranno collegate all'impianto di terra tramite appositi dispersori.

13.2.4 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) e 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.

