

Elettroteam s.r.l.

PROGETTAZIONE VERIFICA E COLLAUDO DI IMPIANTI
ELETTRICI MT/BT E DA FONTI RINNOVABILI
VIALE RIMEMBRANZE 36B – 26900 LODI (LO)
Tel. 0371475401 – Email info@studioelettroteam.it

PROGETTO DEFINITIVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Committente:

JUWI DEVELOPMENT 07 SRL
VIA VITTOR PISANI 20
MILANO

Impianto:

JUWI DEVELOPMENT 07 SRL
VIA PAPIRIA SNC
FANO (PU)



Identificatore EP02100

Commessa EL21/020

REV.	DESCRIZIONE	DATA
00	Prima emissione	02.04.2021
01	Modifica layout	30.04.2021
02	Modifica layout	05.04.2022
03	Modifica intestazione	08.06.2022
04	Integrazioni	12.10.2023

OGGETTO DELL'INTERVENTO

Il presente elaborato di progetto definitivo riguarda la realizzazione di una centrale di produzione di energia elettrica fotovoltaica ad inseguimento solare monoassiale, costituito da tre impianti separati, con cessione totale dell'energia prodotta e senza incentivazione (grid parity).

La potenza complessiva dei campi fotovoltaici è di **25.644,06 kWp**.

I tre impianti hanno le seguenti potenze:

- Impianto 1 **8.548,02 kWp**
- Impianto 2 **8.548,02 kWp**
- Impianto 3 **8.548,02 kWp**.

1 RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI

Gli impianti elettrici oggetto del presente elaborato sono stati progettati e dovranno essere realizzati secondo le vigenti prescrizioni legislative e normative, e rispettando i più recenti criteri della tecnologia impiantistica.

In modo particolare la rispondenza degli impianti alle disposizioni normative dovrà essere totale e, nel caso di dubbi, da concordare col progettista o col direttore dei lavori.

1.1 RIFERIMENTI LEGISLATIVI

Le leggi e le disposizioni legislative cui fare riferimento sono:

- D.L.gs. n° 81 del 09.04.08
"Testo unico sulla sicurezza nei luoghi di lavoro"
- Legge n° 186 del 1.4.68
"Disposizioni concernenti la produzione di macchinari, installazioni impianti elettrici ed elettronici".
- D.L. 37/08 (ex legge 46/90)
"Attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici"
- D.M. 20.02.2007
"Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29.12.2003, n° 387"
- D.L. 29.12.2003
"Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità ..."
- Delibera ARG/elt 99/08
"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)

- Delibera ARG/elt 33/08 “Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell’energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV”
- Delibera ARG/elt 119/08 “Disposizioni inerenti all’applicazione della deliberazione dell’AEEG ARG/elt 33/08 e delle richieste in deroga alla Norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti di distribuzione dell’energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.

Sono inoltre prese a riferimento anche tutte le altre leggi, o disposizioni vari equivalenti, inerenti all’impiantistica elettrica.

1.2 RIFERIMENTI NORMATIVI

Le norme tecniche di riferimento sono quelle del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) in vigore al momento della stesura del presente elaborato.

Vista la vastità del dettato normativo, sarebbe lungo ed inutilmente dispersivo elencare tutte le norme di riferimento; si preferisce elencare i Comitati Tecnici del CEI dei quali le norme emesse sono prese come riferimento.

Eventuali richiami a norme o ad articoli di norme particolari potranno essere presenti nel seguito dell’elaborato.

- CT 0 Applicazioni delle norme e testi di carattere generale;
- CT 3 Documentazione e segni grafici;
- CT 11 Impianti elettrici ad alta tensione e di distribuzione pubblica a bassa tensione;
- CT 14 Trasformatori;
- CT 16 Contrassegni dei terminali ed altre identificazioni;
- CT 17 Grossa apparecchiatura;
- CT 20 Cavi per energia;
- CT 23 Apparecchiatura a bassa tensione;
- CT 28 Coordinamento degli isolamenti;
- CT 31 Materiali antideflagranti;
- CT 32 Fusibili;
- CT 64 Impianti elettrici utilizzatori di bassa tensione;
- CT 70 Involucri di protezione;
- CT 79 Sistemi di rilevamento e segnalazione per l’incendio, intrusione, furto, sabotaggio e aggressione;
- CT 81 Protezione contro i fulmini
- CT316 Connessioni alle reti elettriche Alta, Media e Bassa Tensione

In particolare, si evidenziano le seguenti norme:

- Norma CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in c.a. e a 1500 V c.c. (parte 1-2-3-4-5-6-7)

- Norma CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
- Norma 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.
- Guida CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione

Le tabelle UNEL, in particolare:

- tabella 35024/1 “portata dei cavi in regime permanente per posa in aria”
- tabella 35026 “portata dei cavi in regime permanente per posa interrata”

Le norme UNI, in particolare:

- Norma UNI EN 12464 “Illuminazione di interni con luce artificiale”
- Norma UNI EN 1838 “Illuminazione d'emergenza”.

1.3 RIFERIMENTI PARTICOLARI

Altre prescrizioni tecniche cui fare riferimento:

- Prescrizioni e raccomandazioni della Società di Distribuzione Locale, che gestisce la rete di distribuzione dell'energia elettrica
- Elenchi dei sistemi di protezione generale e d'interfaccia per reti MT, pubblicato da ANIE
- Prescrizioni del Dipartimento dei Vigili del Fuoco, con particolare riferimento alla Circolare DCPREV n° 1324 del 07.02.2012 e della seguente Circolare di chiarimenti DCPREV n° 6334 del 04.05.2012.

2 DEFINIZIONI

Si riportano le principali definizioni, estratte dalla Guida CEI 82-25, dalla Norma CEI 11-20 e dalle delibere ARERA.

Apparecchiatura di misura (o sistema di misura): è l'insieme costituito da uno o più complessi di misura, dal registratore di misura e dall'eventuale dispositivo di interfaccia dei misuratori con la rete di telecomunicazione.

Complesso di misura: è l'insieme costituito da uno o più misuratori, dagli eventuali riduttori di corrente, di tensione e dai relativi cavetti di connessione.

Sistema di conversione dell'energia: complesso delle apparecchiature destinate alla trasformazione dell'energia fornita dalla fonte utile in energia elettrica consegnata alla rete. Si distinguono in:

- sistemi di conversione idonei a sostenere la tensione e la frequenza entro il campo nominale in assenza di alimentazione della rete pubblica stessa (generatori sincroni, asincroni autoeccitati, convertitori statici a commutazione forzata);
- sistemi di conversione non idonei a sostenere la tensione e la frequenza entro il campo nominale (generatori asincroni non autoeccitati e convertitori statici a commutazione naturale)

Dispositivo generale: dispositivo (interruttore) installato all'origine della rete del Cliente Produttore e cioè immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica dalla rete ENEL. Il dispositivo, in condizioni di "aperto", esclude l'intera rete del Cliente Produttore dalla rete pubblica.

Dispositivo di interfaccia: dispositivo installato nel punto di collegamento della rete in isola alla restante parte della rete del Cliente Produttore sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia. L'apertura del dispositivo d'interfaccia assicura la separazione di tutti i gruppi di produzione e la parte di rete del Cliente Produttore prevista per il funzionamento in isola (rete con carichi privilegiati) dalla restante porzione di rete del Cliente Produttore e dalla rete pubblica.

Dispositivo del generatore: dispositivo (interruttore o contattore) installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione. In condizioni di "aperto", il dispositivo del generatore separa il gruppo dal resto dell'impianto.

Impianto di consegna: complesso delle apparecchiature di manovra ed eventualmente di misura installate dal Distributore tra il punto di arrivo della linea MT ed il punto di consegna.

Protezioni: ai fini del presente documento, si considerano protezioni i relè che agiscono sui dispositivi. Si distinguono pertanto protezioni della rete pubblica (linea MT), protezioni generali, protezioni di interfaccia, protezioni del generatore.

Punto di consegna: punto di confine tra l'impianto di rete per la connessione e l'impianto di utenza per la connessione.

Il punto di consegna è individuato dai morsetti cui si attesta il terminale del cavo di collegamento lato impianto di consegna.

Punto di misura: è il punto di una rete con obbligo di connessione di terzi o di una rete interna d'utenza dove viene resa disponibile la misura dell'energia elettrica, la misura

delle interruzioni del servizio elettrico e di altre caratteristiche della tensione o la misura per la verifica delle regole tecniche di connessione.

Punto di scambio: è il punto in cui viene scambiata l'energia elettrica tra una rete e gli impianti a questa connessi, ivi incluse le altre reti, nel quale è necessaria la misura dell'energia elettrica al fine della sua contabilizzazione.

Gestore di rete

Il Gestore di rete è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi a cui è connesso l'impianto (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

Gestore Contraente

Il Gestore Contraente è l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

Soggetto responsabile

Il soggetto responsabile è la persona fisica o giuridica responsabile della realizzazione e dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

NOTA. L'identificazione del soggetto responsabile discende dal D.M. 28 Luglio 2005, ai fini dell'incentivazione economica legata alla quantità d'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Angolo di inclinazione (o di tilt)

Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836).

Angolo di orientazione (o di azimut)

L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194).

BOS (Balance Of System o Resto del sistema)

Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici.

Campo fotovoltaico

Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN 61277).

Cella fotovoltaica

Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.

Condizioni di Prova Standard (STC)

Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3):

- Temperatura di cella: 25 °C ±2 °C.
- Irraggiamento: 1000 W/m², con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).

Effetto fotovoltaico

Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semiconduttori, le quali de-

terminano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.

Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC; detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in m²), intesa come somma dell'area dei moduli.

Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1000 W/m²) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c. dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico

L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Generatore fotovoltaico

Vedi Campo fotovoltaico.

Gruppo di conversione della c.c. in c.a. (o inverter)

Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico

Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico isolato dalla rete del distributore

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) isolato dalla rete del distributore; secondo l'utilizzo, esso può essere dotato di accumulo elettrochimico e di inverter in grado di sostenere una rete di utenze o una rete elettrica locale.

Inseguitore della massima potenza (MPPT)

Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

Irraggiamento solare (espresso in W/m²)

Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico in c.a.

Modulo fotovoltaico con inverter integrato; la sua uscita è solo in corrente alternata: non è possibile l'accesso alla parte in continua (IEC 60364-7-712).

Pannello fotovoltaico

Gruppo di moduli fissati insieme, preassemblati e cablati, destinati a fungere da unità installabili (CEI EN 61277).

Perdite per mismatch (o per disaccoppiamento)

Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni.

Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico

Per prassi consolidata, coincide con la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del suo generatore fotovoltaico (vedi definizione 3.2.26).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico

Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).

Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico

Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Radiazione solare

Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m²), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3).

Resto del sistema

Vedi BOS (Balance Of System).

Schiera fotovoltaica

Complesso meccanico integrato di moduli o pannelli fotovoltaici insieme alla loro struttura di supporto, ma con esclusione delle fondazioni, dell'inseguitore, del dispositivo di controllo termico e di altri componenti simili, realizzato per formare un'unità che generi potenza in c.c. (CEI EN 61277).

Sistema fotovoltaico

Vedi Impianto fotovoltaico.

Solarimetro

Strumento utilizzato per la misura dell'irraggiamento su un piano di captazione, basato su sensori al Silicio. È usualmente utilizzato nei sistemi di monitoraggio di impianti fotovoltaici. È spesso preferito al Piranometro poichè rispetto a quest'ultimo presenta un costo più contenuto e il vantaggio di non richiedere frequenti calibrazioni.

Sottosistema fotovoltaico

Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso.

Stringa fotovoltaica

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata.

Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica (NOCT)

Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali (irraggiamento 800 W/m², temperatura ambiente 20 °C, velocità del vento 1 m/s), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta (CEI EN 60904-3).

3 PROGETTAZIONE

3.1 DEFINIZIONE DELLA DOCUMENTAZIONE DI PROGETTO

Per la definizione della documentazione tecnica di progetto si fa riferimento alla Guida CEI 0-2 "Guida per la definizione della documentazione di progetto per gli impianti elettrici", seconda edizione, fascicolo 6578.

In particolare, il presente elaborato è da considerarsi come progetto per l'autorizzazione, dove sono pertanto riportate le caratteristiche salienti dell'impianto da realizzare.

Essenzialmente gli interventi da realizzare sono:

- **Impianti in corrente alternata**
 - **cabine di consegna e cabine di ricevimento**
 - **distribuzioni di media tensione**
 - **impianto di terra**
 - **installazione delle power station**
 - **esecuzione dei sistemi di protezione**
 - **impianti ausiliari**
 - **installazione e collegamento degli inverter**
- **Impianti fotovoltaici**
 - **Installazione dei moduli fotovoltaici**
- **Impianti in corrente continua**
 - **collegamenti ai moduli fotovoltaici.**

Elenco dei documenti di progetto:

- Relazione tecnica sulla consistenza e tipologia dell'impianto elettrico
- Schema unifilare generale
- Elaborati grafici.

3.1.A REQUISITI TECNICO PROFESSIONALI DEL PROGETTISTA E DELL'INSTALLATORE

Il progetto deve essere redatto da un professionista iscritto ad un albo professionale nell'ambito delle proprie competenze ai sensi dell'articolo 5 comma 1 del Decreto n° 37 del 22.01.08.

I lavori devono essere affidati ad un'impresa installatrice o, per le opere all'interno di un'azienda non installatrice, ad un suo ufficio tecnico interno, abilitati ai sensi dell'art. 3 del Decreto n° 37 del 22.01.08.

Al termine dei lavori l'impresa o l'ufficio tecnico interno di azienda non installatrice deve rilasciare la dichiarazione di conformità degli impianti ai sensi dell'articolo 7 del Decreto n° 37 del 22.01.08.

Ai sensi dell'articolo 11 comma 1 del Decreto n° 37 del 22.01.08, per il rifacimento o l'installazione di nuovi impianti di cui all'articolo 1 comma 2 lettera a) del Decreto stesso, modificato dall'articolo 9 comma 2 del DL 5/12, la dichiarazione di conformità e la documentazione allegata devono essere conservate presso la sede dell'interessato ed esibite, a richiesta dell'amministrazione, per i relativi controlli.

Ai sensi dell'articolo 11 comma 2 del Decreto n° 37 del 22.01.08, per le opere di installazione, di trasformazione e di ampliamento di impianti che sono connesse ad interventi edilizi subordinati a permesso a costruire ovvero a denuncia di inizio di attività, il soggetto titolare del permesso di costruire o il soggetto che ha presentato la denuncia di inizio di attività deve depositare il progetto degli impianti da realizzare presso lo sportello unico per l'edilizia del comune dove deve essere realizzato l'intervento, contestualmente al progetto edilizio.

3.2 DOCUMENTAZIONE DI PROGETTO

3.2.1 RELAZIONE TECNICA SULLA CONSISTENZA E TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO ELETTRICO

3.2.1.A DESTINAZIONE DEI LOCALI

Il sito è adibito a centrale di produzione di energia elettrica da fonte solare, con solo alcuni locali di servizio.

3.2.1.B CLASSIFICAZIONE DEI LOCALI

L'impianto della centrale è totalmente all'aperto, ad esclusione delle cabine, dei locali di controllo e dei depositi ricambi.

Tutti i locali sono classificati ambienti ordinali.

I locali cabine di ricevimento e cabine di trasformazione sono luoghi ordinari, il cui accesso però deve essere limitato alle persone autorizzate.

3.2.1.C SITUAZIONE DEGLI IMPIANTI ESISTENTI

Non vi sono impianti esistenti.

3.2.2 CARATTERISTICHE GENERALI DI PROGETTO

3.2.2.A CARATTERISTICHE RETE MT ALIMENTAZIONE

Le caratteristiche della rete di alimentazione dichiarate dal Distributore sono:

- Caratteristiche della tensione di fornitura conformi alla Norma CEI EN 50160
- Tensione dichiarata: $20000 \pm 10\%$
- Frequenza nominale: $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (95% dell'anno) $+4\%$ (100% dell'anno)
- Stato del neutro: a terra tramite impedenza
- Corrente simmetrica di corto circuito trifase: 12.5 kA
- Corrente di guasto monofase a terra I_F : 50 A
- Tempo di eliminazione del guasto a terra t_F : $\gg 1 \text{ s}$
- L'area non è inserita in un impianto di terra globale
- Tempo di eliminazione del doppio guasto monofase a terra: 200 ms.

3.2.2.B CRITERI PROGETTUALI

Per l'elaborazione del progetto sono stati assunti i seguenti valori e le seguenti caratteristiche:

- **tipo di impianto:** impianto elettrico utilizzatore di I^a categoria alimentato da proprio impianto di II^a categoria;
- **Punto di origine:** impianto di II^a categoria sbarre d'uscita dello scomparto di misura in cabina ENEL;
- **Sistema di alimentazione:**
 - impianto di II^a categoria, corrente alternata trifase senza neutro;
 - impianto di I^a categoria, corrente alternata trifase con neutro;
- **Tensioni nominali:**
 - impianto di II^a categoria, 20000 V;
 - impianto di I^a categoria, 230 V per i circuiti monofasi, 400 V per quelli trifasi;
 - impianto di I^a categoria per inverter, 800 V trifasi;
- **sistema di distribuzione:** impianto di I^a categoria tipo TN-S;
- **Caduta di tensione:** si ammette una caduta di tensione pari al 5% tra il quadro generale e gli utilizzatori.

Si riportano i criteri di verifica dei dispositivi di protezione e del coordinamento delle protezioni:

- Tutti i circuiti derivati dal quadro generale sono protetti da interruttori magnetotermici o magnetotermici differenziali.
- Tutti i circuiti secondari, derivati dai quadretti di distribuzione, sono protetti da interruttori magnetotermici e differenziali.
- Le correnti nominali dei dispositivi di protezione sono state scelte in base alle caratteristiche delle condutture sottese (sezione delle linee e tipo di posa) secondo le relazioni di coordinamento indicate dal capitolo 43, in particolare l'articolo 433.2, della norma CEI 64.8.
- Le curve d'intervento delle protezioni magnetotermiche dei circuiti terminali sono tutte di tipo C e D.
- Il potere d'interruzione dei dispositivi è stato scelto di valore non inferiore alla corrente di corto circuito nel punto d'installazione.
- Le prese sono protette da interruttori automatici con corrente nominale non superiore a quella delle prese.

3.2.2.C CRITERI DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

Essendo l'impianto in oggetto di I^a categoria alimentato da un proprio impianto di II^a categoria (secondo classificazione CEI 64-8 art. 22.1), in base all'art. 413.1.3 della sopracitata normativa si è attuata la protezione contro i contatti indiretti prevista per il sistema TN.

Tale norma richiede che, in caso di guasto a massa nei sistemi di I categoria dell'impianto utilizzatore, per la protezione attuata mediante dispositivi di massima corrente a tempo inverso o dispositivi differenziali, sia soddisfatta, in qualsiasi punto del circuito, la condizione:

$$Z_s \cdot I_a \leq U_o$$

dove:

- U_o è la tensione nominale in c.a., valore efficace tra fase e terra;
- Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto ed il conduttore di protezione tra il punto di guasto e la sorgente;
- I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione entro un tempo definito, nella fattispecie 0,4 s per i circuiti terminali e 5 s per i circuiti di distribuzione (nelle condizioni specificate all'art. 413.1.3.5) oppure, in alcune condizioni specifiche, entro un tempo convenzionale non superiore a 5 s; se si usa un interruttore differenziale I_a è la corrente differenziale nominale $I_{\Delta n}$.

3.2.2.E CRITERI PER IL DIMENSIONAMENTO DELLE PROTEZIONI DELLE CONDUOTTURE DAI SOVRACCARICHI E DAI CORTO CIRCUITI

La protezione delle condutture dai sovraccarichi e dai corto circuiti è stata realizzata secondo quanto indicato (o prescritto) dalla Norma CEI 64-8 sezione 433, sezione 434 e sezione 435 articolo 435.1.

In particolare, sono soddisfatte le seguenti condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 I_z$$

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 entro il tempo convenzionale.

La protezione è assicurata da protezioni magnetotermiche e magnetotermiche differenziali.

I dispositivi di protezione risponderanno ai due seguenti requisiti fondamentali:

1. avere un potere di interruzione almeno pari alla corrente di corto circuito presunta nel punto di installazione;
2. avere un tempo di intervento inferiore a quello che porterebbe la temperatura dei conduttori oltre il limite ammissibile.

La verifica della condizione:

$$\sqrt{t} = K \cdot S/I$$

dove:

- t = durata in secondi
- S = sezione in mm^2
- I = corrente effettiva di cortocircuito in ampere espressa in valore efficace
- K = coefficiente in funzione del tipo di cavo utilizzato

ovvero con approssimazione:

$$(I^2t) < K^2S^2$$

è soddisfatta utilizzando i dispositivi attualmente presenti in commercio (interruttori automatici limitatori e fusibili).

3.2.2.D CRITERI PER IL CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE

La caduta di tensione è stata calcolata secondo la seguente formula:

$$dU = K \cdot (R\cos\varphi + X\sin\varphi) \cdot I \cdot L$$

dove:

- K è uguale a:
 - 2 per linee monofase (230V)
 - 1.73 per linee trifase (400V)
- R e X sono espresse in Ω/m
- I è coincidente con la corrente I_b
- L (m) = lunghezza della linea.

3.2.3 CRITERI DI SCELTA E DIMENSIONAMENTO COMPONENTI PRINCIPALI

La centrale ha una potenza nominale definita in base all'area disponibile ed alle indicazioni della Committenza.

Tutti i servizi ausiliari della centrale saranno derivati dagli stessi impianti, tramite dei trasformatori di servizi ausiliari.

3.2.4 CRITERI DI SCELTA DELLE SITUAZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO I FULMINI

Sono stati eseguiti i calcoli per la valutazione del rischio e la scelta delle misure di protezione di tutto l'impianto.

A favore della sicurezza tutto il campo fotovoltaico è stato considerato come un'unica struttura.

Poiché per ogni tipo di rischio presente nella struttura il suo valore complessivo R non supera quello tollerato Ra, ai sensi dell'art. F 3 della Norma CEI 81-1, l'adozione di misure di protezione non è necessaria.

SECONDO LA NORMA CEI 81-1 LA STRUTTURA È AUTOPROTETTA CONTRO LE FULMINAZIONI.

In forza della legge 1/3/1968 n.186 che individua nelle Norme CEI la regola dell'arte, si può ritenere assolto ogni obbligo giuridico, anche specifico, che richieda la protezione contro le scariche atmosferiche.

4 DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI

4.1 SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE ELETTRICHE

Come già evidenziato gli interventi da realizzare sono essenzialmente:

- Impianti in corrente alternata
 - cabine di consegna e cabine di ricevimento
 - distribuzione di media tensione
 - impianti di terra
 - installazione delle power station
 - impianti ausiliari
 - sistemi di protezione
 - installazione e collegamento degli inverter
- Impianto fotovoltaico
 - strutture porta moduli ad inseguimento
 - moduli fotovoltaici
- Impianti in corrente continua
 - collegamenti ai moduli fotovoltaici.

In considerazione della potenza dei campi fotovoltaici si definisce:

- Impianto 1:
 - N° 1 power station con potenza di 3500 kVA
 - N° 1 power station con potenza di 3000 kVA
 - N° 1 trasformatore per gli ausiliari da 100 kVA
 - N° 26 inverter da 225 kW
 - N° 14612 moduli fotovoltaici, suddivisi in 562 stringhe
 - N° 197 inseguitori monoassiali
- Impianto 2:
 - N° 1 power station con potenza di 3500 kVA
 - N° 1 power station con potenza di 3000 kVA
 - N° 1 trasformatore per gli ausiliari da 100 kVA
 - N° 26 inverter da 225 kW
 - N° 14612 moduli fotovoltaici, suddivisi in 562 stringhe
 - N° 205 inseguitori monoassiali
- Impianto 3:
 - N° 1 power station con potenza di 3500 kVA
 - N° 1 power station con potenza di 3000 kVA
 - N° 1 trasformatore per gli ausiliari da 100 kVA
 - N° 26 inverter da 225 kW
 - N° 14612 moduli fotovoltaici, suddivisi in 562 stringhe
 - N° 203 inseguitori monoassiali

4.2 IMPIANTI IN CORRENTE ALTERNATA

4.2.a CABINE DI CONSEGNA E DI RICEVIMENTO

Le cabine di consegna e di ricevimento dovranno essere realizzate con le dimensioni e le caratteristiche riportate nella tavola in allegato; con manufatti prefabbricati secondo normalizzazione Enel, scheda DG 2092.

Si evidenzia che tali disegni non rappresentano il progetto edile che dovrà essere affidato ad un professionista del settore.

Nelle cabine dovranno essere installati gli interruttori generali.

4.2.b DISTRIBUZIONE DI MEDIA TENSIONE

Dalle cabine di ricevimento dovranno essere derivate le linee di media tensione per collegare le power station, da posare in canalizzazioni interrato.

4.2.c IMPIANTO DI TERRA

Sarà realizzato un impianto di terra unico per tutto il complesso, al quale saranno collegate tutte le masse, le masse estranee, comprese tutte le strutture degli inseguitori solari.

Poiché la rete di alimentazione è esercita a neutro isolato, con corrente di guasto a terra di 5 A e tempo di intervento delle protezioni molto maggiore ad 1 s, la tensione totale di terra dovrà essere < 80 V. Per ottenere tale valore la resistenza totale di terra dovrà essere $< 1,6 \Omega$, valore che sarà ampiamente superato.

4.2.d INSTALLAZIONE POWER STATION

Come già riportato, l'impianto sarà dotato di due power station per ogni impianto. Le power station, costruite in fabbrica e quindi posate già complete.

4.2.e INSTALLAZIONE INVERTER

L'impianto sarà dotato di 26 inverter di stringa per ogni impianto.

Gli inverter dovranno essere installati direttamente in impianto, su pali di sostegno, collegati al quadro di bassa tensione della power station.

4.2.f IMPIANTI AUSILIARI

Gli impianti da realizzare sono:

- Linee di distribuzione dai quadri generali BT

- Impianti di servizio delle cabine di ricevimento
- Impianti di servizio delle cabine di controllo
- Impianto antintrusione perimetrale
- Sistema di monitoraggio e controllo.

4.2.g SISTEMA DI PROTEZIONE

Ogni impianto dovrà essere dotato di un sistema di protezione generale (SPG) e da un sistema di protezione di interfaccia (SPI), così come richiesto dalla norma CEI 0-16, come meglio specificato in seguito.

4.3 IMPIANTO FOTOVOLTAICO

4.3.a SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE

Gli impianti da realizzare sono costituiti da campi fotovoltaici installati a terra, su strutture ad inseguimento solare mono-assiale, con disposizione dell'asse di rotazione nord-sud, e quindi con esposizione dei moduli est-ovest. L'orientamento è 0° (asse nord-sud). Ogni impianto sarà suddiviso in quattro sottosistemi, ognuno facente capo ad un avvolgimento secondario dei trasformatori MT/BT siti nelle due power station.

4.3.b STRUTTURE PORTA MODULI AD INSEGUIMENTO

I moduli saranno installati su strutture a terra (tracker) realizzati con pali di sostegno infissi nel terreno, senza fondazioni, e da una trave trasversale, con sistema di movimentazione per l'inseguimento solare con rotazione sull'asse.

I tracker scelti sono il modello Soltec SF7 Single-Axis Tracker, ma non si può escludere che in fase esecutiva il Committente possa utilizzare un prodotto diverso, comunque dalle caratteristiche simili.

Il sistema di movimentazione sarà alimentato tramite un piccolo modulo fotovoltaico posto sulla struttura, che alimenterà un pacco batterie. In tal modo il sistema non necessiterà di alimentazione elettrica.

Sono previsti:

- **511** tracker da 78 moduli
- **59** tracker da 52 moduli
- **35** tracker da 26 moduli.

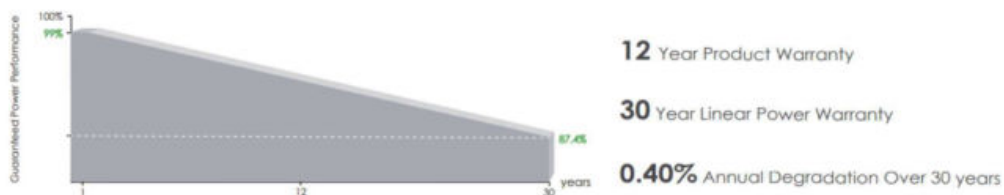
4.3.c MODULI FOTOVOLTAICI

I generatori fotovoltaici in progetto saranno realizzati con moduli fotovoltaici dalle seguenti caratteristiche:

Marca	JINKO SOLAR
Modello	TIGER NEO N-TYPE 72HL4-V
Tecnologia	Silicio monocristallino
Numero celle	144 (half cells)
Potenza nominale P_{MPP}	585 W
Tensione nominale U_{MPP}	42,52 V
Corrente nominale I_{MP}	13,76 A
Corrente di corto circuito I_{SC}	14,55 A
Tensione a vuoto U_{OC}	51,16 V
Tolleranza sulla potenza	0/+3W
Dimensioni	2278x1134x35 mm
Superficie	2,536 m ²
Peso	28 kg
Massima tensione sistema	1500 V
Temperatura di funzionamento	-40°C / +85 °C
Cornice	Alluminio anodizzato

I pannelli fotovoltaici impiegati, il cui datasheet è riportato tra gli allegati, presentano una potenza di picco/m² pari a circa 226 W/m². La perdita di performance di ciascun pannello è pari al massimo all'1% per il primo anno e allo 0,4%/anno per i successivi anni.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



“Il produttore garantisce, rispetto alla capacità nominale del pannello, una potenza iniziale pari a 99% e una potenza minima a 30 anni dall'installazione all'87,4%”

Non è possibile escludere che in fase esecutiva il Committente possa utilizzare un prodotto diverso, ma comunque dalle caratteristiche simili, scelto sulla base della disponibilità tecnologica di mercato e/o di ottimizzazioni esecutive del layout.

4.3.d GRUPPI DI CONVERSIONE

La conversione da corrente continua a corrente alternata sarà realizzata tramite “inverter di stringa”, cioè inverter distribuiti all’interno del campo; essi avranno le seguenti caratteristiche:

Marca	SUNGROW
Modello	SG250HX
Tensione CC max	1500 V
Intervallo di tensione FV MPP	600-1500 V
Tensione di avviamento	600 V
Numero di inseguitori MPP	12
Corrente di ingresso max ogni MPP	26 A
Corrente di c.to c.to max ogni MPP	50 A
Potenza CA max (a 40 °C)	225 kW
Potenza CA max (a 30 °C)	250 kW
Corrente d’uscita max	180,5 A
Tensione nominale	800 V
Campo di funzionamento	680 V – 880 V
Frequenza nominale	50 Hz
Campo di funzionamento	± 5 Hz
Fattore di potenza nominale (cos φ)	1
Fattore di potenza campo (cos φ)	0 cap – 0 ind
Massima distorsione armonica	< 3%
Circuito	Trifase
Rendimento europeo	98,8%
Rendimento massimo	99,0%
Raffreddamento	Forzato
Consumo notturno	2 W
Autoconsumo massimo - medio	8100 W – 2000 W
Grado di protezione	IP66
Luogo d’installazione	Esterno
Tipo di separazione	Trasformatore esterno BT/MT
Numeri di ingressi DC	2 per ogni MPP
Protezione su ingressi DC	Non necessaria
Monitoraggio	A livello di Mpp
Sezionatori DC	A livello di Mpp
Sezionatori AC	Assente
Scaricatori DC	Tipo II
Scaricatori AC	Tipo II

Non è possibile escludere che in fase esecutiva il Committente possa utilizzare un prodotto diverso, ma comunque dalle caratteristiche simili.

4.4 IMPIANTI IN CORRENTE CONTINUA

4.4.a STRINGHE

Le stringhe avranno le seguenti caratteristiche:

Moduli per stringa	26
Potenza nominale PMPP	15210 W
Tensione nominale UMPP	1105,52 V
Tensione a vuoto UOC	1330,16 V
Tensione a vuoto UOC a -10°C	1447 V
Corrente di corto circuito	14,55 A

4.4.b QUADRI DI STRINGA ED INVERTER

Non sono previsti quadri di stringa in quanto gli inverter, con i loro 12 Mpp, ad ognuno dei quali possono essere collegate due stringhe, non necessitano di tali quadri.

4.4.c INVERTER

Gli inverter previsti sono dotati di:

- 24 canali di ingresso ad innesto (due per ogni Mpp) tipo MC4-Evo2
- 12 sezionatori DC bipolari, (uno per ogni Mpp)
- Scaricatori per ogni ingresso di tipo II
- Scaricatori per la linea in uscita, di tipo II.

4.5 ELABORATI DI PROGETTO

Si allega:

- Schema unifilare generale Impianto 1 allegato 1
- Schema unifilare generale Impianto 2 allegato 2
- Schema unifilare generale Impianto 3 allegato 3
- Schema di installazione generale allegato 4
- Scheda tecnica del modulo fotovoltaico allegato 5

5 COMPATIBILITA' ELETTROMAGNETICA

Ai fini della protezione della popolazione dall'esposizione ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati da linee e cabine elettriche, il DPCM 8 luglio 2003 (artt. 3 e 4) fissa, in conformità alla Legge 36/2001 (art. 4, c. 2):

- i limiti di esposizione del campo elettrico (5 kV/m) e del campo magnetico (100 μ T) come valori efficaci, per la protezione da possibili effetti a breve termine;
- il valore di attenzione (10 μ T) e l'obiettivo di qualità (3 μ T) del campo magnetico da intendersi come mediana nelle 24 ore in normali condizioni di esercizio, per la protezione da possibili effetti a lungo termine connessi all'esposizione nelle aree di gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenza non inferiore a 4 ore giornaliere (luoghi tutelati).

Considerando che il campo elettrico in media tensione è notevolmente inferiore al limite di 5 kV/m imposto dalla normativa, si porgerà l'attenzione al campo magnetico.

Per l'impianto in progetto non ci sono luoghi tutelati, pertanto il limite di esposizione del campo magnetico è di 100 μ T. A favore della sicurezza si procede comunque con le valutazioni seguenti.

La metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto, in considerazione dell'obiettivo di qualità di 3 μ T del campo magnetico, prevede una procedura semplificata di valutazione con l'introduzione della Distanza di Prima Approssimazione (DPA).

Nell'impianto in progetto sono presenti due cabine elettriche, una di sola consegna MT, di e-distribuzione, dove comunque sarebbe possibile installarvi un trasformatore MT/BT in caso di esigenze del Distributore, ed una di trasformazione del Committente (power station).

La cabina di consegna di e-distribuzione è posta sul perimetro dell'impianto, per concedere la possibilità di accesso da strada pubblica al distributore, mentre la cabina di trasformazione si trova al centro dell'area dell'impianto, quindi in zona chiusa e recintata. La distanza di rispetto della cabina di trasformazione è sicuramente contenuta all'interno dell'area chiusa.

5.1 CALCOLO DPA CABINA DI TRASFORMAZIONE

Nel caso di cabine elettriche tipo box, ai sensi del § 5.2 dell'allegato al Decreto 29 maggio 2008 (GU n. 156 del 5 luglio 2008), la fascia di rispetto DPA, intesa come distanza da ciascuna delle pareti (tetto, pavimento e pareti laterali) della cabina va calcolata simulando una linea trifase, con cavi paralleli, percorsa dalla corrente nominale BT in uscita dal trasformatore (I) e con distanza tra le fasi pari al diametro reale (conduttore + isolante) del cavo (x) (§ 5.2.1) applicando la seguente relazione:

$$Dpa = 0,40942 \cdot x^{0,5241} \cdot \sqrt{I}$$

Nel caso di più cavi per ciascuna fase in uscita dal trasformatore va considerato il cavo unipolare di diametro maggiore.

Nel nostro caso avremo:

- Diametro del cavo 0,035 m
- Corrente nominale di bassa tensione del trasformatore 3251 A (a favore della sicurezza si considera la corrente complessiva, somma della corrente dei due avvolgimenti secondari del trasformatore)

La Dpa risultante è di 3,55 m, che approssimata al mezzo metro superiore diventa di 4 m.

Oltre al calcolo della Dpa, si procede anche col calcolo dell'induzione magnetica dovuta al trasformatore; essa è prodotta dal trasformatore e decresce in funzione della distanza secondo la seguente espressione (valida per trasformatori in resina e distanze fino a 10 m):

$$B = 5 \cdot (U_{cc} : 6) \cdot \sqrt{(S_r : 630) \cdot (3 : a)^{2,8}}$$

Dove:

- B = induzione magnetica in μT
- U_{cc} = tensione di corto circuito percentuale del trasformatore (8,4%)
- S_r = potenza del trasformatore in kVA (3500 kVA)
- a = distanza dal trasformatore

Troviamo che l'induzione magnetica scende a 2,99 μT a 4,9 m dal trasformatore.

Le differenze tra i due risultati dipendono in parte dai metodi di calcolo.

Si evidenzia comunque che il calcolo dell'induzione considera il trasformatore libero, mentre nella realtà esso è contenuto in un involucro, nel nostro caso metallico, che funge anche da schermo.

5.2 CALCOLO DPA CABINA DI CONSEGNA DI E-DISTRIBUZIONE

Nella cabina di consegna non è prevista l'installazione di un trasformatore MT/BT, ma il distributore potrebbe un giorno installarlo per proprie esigenze di rete.

Anche in questo caso, a favore della sicurezza, si procede col calcolo della Dpa, dove avremo:

- Diametro del cavo 0,027 m (da documenti di e-distribuzione)
- Corrente nominale di bassa tensione del trasformatore 909 A (considerando un trasformatore da 630 kVA, massima taglia utilizzata nelle cabine di distribuzione)

La Dpa risultante è di 1,86 m, che approssimata al mezzo metro superiore, diventa di 2 m.

5.3 CALCOLO DPA LINEA DI MEDIA TENSIONE INTERNA

La linea di media tensione che collegherà la cabina di ricevimento con le power station, di competenza della Committenza, sarà in cavo interrato.

È stato calcolato il campo elettromagnetico a livello del suolo utilizzando un programma specifico di calcolo, secondo i seguenti parametri:

- Tensione 24 kV
- Corrente di carico massima 170 A
- Profondità di posa 0,6 m
- Assenza di schemi di protezione.

Dal calcolo è emerso che il campo elettromagnetico, a livello del suolo, risulta di 0,44 μT

5.4 CALCOLO DPA LINEA DI MEDIA TENSIONE DI E-DISTRIBUZIONE

La linea di media tensione che collegherà l'impianto alla rete, di competenza di e-distribuzione, sarà in cavo interrato di tipo cordato ad elica, quindi escluse dal calcolo della DPA (articolo 3.2 del D.M. 29 maggio 2008).

Anche la linea interrata che sostituirà la linea in cavo aereo oggi presente nell'area sarà in cavo interrato di tipo cordato ad elica.

5.5 CONCLUSIONI

L'impianto in progetto è pertanto compatibile ai fini della protezione della popolazione dall'esposizione ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz), considerando anche, come già indicato, che le cabine non sono in prossimità di luoghi tutelati e non è prevista la permanenza di persone per più di 4 ore giornaliere nelle aree circostanti le cabine.

6 CONDIZIONI PER LA CONNESSIONE DELLA CENTRALE DI PRODUZIONE

Il funzionamento di un impianto di produzione in parallelo alla rete Pubblica (nel seguito rete del Distributore) è subordinato a precise condizioni, tra le quali hanno particolare rilevanza le seguenti:

- il regime di parallelo non deve causare perturbazioni al servizio sulla rete del Distributore, in caso contrario il collegamento con la rete stessa si dovrà interrompere immediatamente ed automaticamente. Pertanto, ogniquale volta l'impianto del Cliente Produttore è sede di guasto o causa di perturbazioni si dovrà sconnettere senza provocare l'intervento delle protezioni installate sulla rete del Distributore;
- il regime di parallelo dovrà altresì interrompersi immediatamente ed automaticamente ogniquale volta manchi l'alimentazione della rete da parte del Distributore o i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano compresi entro i valori consentiti;
- in caso di mancanza tensione o di valori di tensione e frequenza sulla rete del Distributore non compresi nel campo consentito, l'impianto di produzione non deve entrare né permanere in servizio sulla rete stessa.

Le suddette prescrizioni hanno lo scopo di garantire l'incolumità del personale chiamato ad operare sulla rete in caso di lavori e di consentire l'erogazione dell'energia elettrica al Cliente Produttore secondo gli standard contrattuali e di qualità previsti da leggi e normative vigenti, nonché il regolare esercizio della rete del Distributore.

Il dispositivo a cui è demandato il compito di separare la rete alimentata dal Distributore da quella alimentata dai gruppi di generazione, in caso di guasto o funzionamento anomalo della rete pubblica, è il dispositivo di interfaccia (DDI) su cui agisce la protezione di interfaccia (PI). Quest'ultima consente al Distributore l'esercizio della rete di distribuzione come rete passiva.

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

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

Si fa presente che, in alcune situazioni di carico della rete del Distributore, l'intervento delle protezioni di interfaccia e la conseguente apertura del dispositivo di interfaccia, potrebbe non avvenire in caso di mancanza dell'alimentazione o di guasti sulla rete, pertanto il Cliente Produttore deve mettere in atto tutti gli accorgimenti necessari alla salva-

guardia dei propri impianti che, come previsto dalla norma CEI 11-20 par. 9.3.1, "devono resistere alle sollecitazioni meccaniche causate dalle coppie elettrodinamiche conseguenti alle richiusura automatica rapida degli interruttori di linea".

L'impianto del Cliente Produttore deve essere conforme a leggi e normative vigenti. Secondo la norma CEI 11-20 possono essere allacciati alla rete MT pubblica solo generatori di tipo trifase, e devono essere soddisfatte le verifiche di collegamento elencate al par. 5.2 della stessa norma CEI, in particolare la potenza complessiva installata deve essere compatibile con i criteri di esercizio della rete.

Gli impianti del Cliente Produttore devono rispondere alle Norme CEI. In particolare, devono essere previsti il dispositivo e la protezione di interfaccia secondo la Norma CEI 11-20.

Le protezioni di interfaccia sono costituite essenzialmente da relè di frequenza, di tensione e tensione omopolare.

In caso di sovraccarico o corto-circuito sulla rete del Distributore o mancanza di alimentazione, si ha, di regola, l'intervento dei relè di frequenza; i relè di minima e massima tensione, invece, assolvono ad una funzione prevalentemente di rinalzo. In caso di guasto monofase a terra sulla rete del Distributore interviene il relè di massima tensione omopolare.

Al fine di evitare scatti intempestivi dovuti a dissimmetrie sulle tensioni di fase o a distorsioni ed abbassamenti delle tensioni secondarie di TV inseriti tra fase e terra per saturazione degli stessi durante il transitorio susseguente all'eliminazione di guasti a terra in rete, le protezioni di frequenza devono avere in ingresso una tensione concatenata (derivata da TV inseriti fase-fase sulla MT oppure direttamente da una tensione concatenata B).

Anche i relè di massima e minima tensione devono avere in ingresso (e quindi controllare) le tensioni concatenate.

Al fine di dotare il sistema protezioni-dispositivo di interfaccia di una sicurezza intrinseca, l'interruttore di interfaccia deve essere dotato di bobina di apertura a mancanza di tensione e, quindi, per guasto interno o per mancanza di alimentazione ausiliaria, si deve avere l'apertura dello stesso interruttore.

Per la sicurezza dell'esercizio della propria rete, nei casi in cui la produzione è realizzata mediante generatori sincroni o per potenze superiori a 400 kW negli altri casi, è richiesta al Cliente Produttore la realizzazione di un rinalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia.

Il rinalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro organo di manovra. Esso è costituito da un circuito a lancio di tensione, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, con temporizzazione ritardata a 0.5 s, che agirà a secondo dei casi concordati sul dispositivo generale o sul/i dispositivo/i di generatore. Il temporizzatore sarà attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia.

Al fine di assicurare una adeguata continuità di servizio alla rete del Distributore si stabilisce la seguente procedura di gestione delle protezioni generali e di quelle di interfaccia:

- le protezioni sono acquistate, installate e mantenute in efficienza dal Cliente Produttore; tali protezioni devono assicurare le funzioni previste dalla Norma CEI 11-20 e devono avere le caratteristiche definite dalla Norma CEI 0-16 e dichiarate conformi dal Costruttore;
- la taratura delle protezioni avviene sotto la responsabilità del Cliente Produttore sulla base del piano di taratura predisposto dal Distributore;
- le prove strumentali di funzionamento con cassetta prova relè, di prima installazione e con periodicità quinquennale devono essere eseguiti sotto la responsabilità del Cliente Produttore e gli esiti trasmessi al Distributore;
- I controlli periodici, con periodicità annuale, devono essere eseguiti sotto la responsabilità del Cliente Produttore e gli esiti trasmessi al Distributore;
- Il Distributore si riserva il diritto di presenziare sia alle prove di prima installazione che periodiche, si riserva inoltre di effettuare la verifica di funzionamento delle protezioni di interfaccia;
- i riduttori che alimentano le protezioni sono acquistati, installati e mantenuti in efficienza dal Cliente Produttore e devono avere le caratteristiche definite dalla Norma CEI 0-16 e dichiarate conformi dal Costruttore;
- Devono inoltre essere adottati tutti quei provvedimenti tali da attenuare i disturbi di origine elettromagnetica che possono alterare il funzionamento delle protezioni. In particolare, i cavi di collegamento tra i TA e la protezione generale e quelli tra i TV e i pannelli delle protezioni generale e di interfaccia devono essere di norma schermati e lo schermo deve essere messo a terra.

6.1 SISTEMA DI PROTEZIONE GENERALE

Il Sistema di Protezione Generale (SPG) sarà costituito da:

- Dispositivo generale (DG)
- Relè di protezione generale (PG)
- Trasformatori amperometrici di fase (TA)
- Trasformatore amperometrico omopolare (TO)
- Trasformatori di tensione fase terra (TV).

6.1a DISPOSITIVO GENERALE

I dispositivi generali saranno costituiti dall'interruttore generale posto subito all'arrivo della consegna dal Distributore, con corrente nominale di 630 A e Icc 16 kA, dotato di bobina di apertura.

6.1b PROTEZIONE GENERALE

La protezione generale sarà realizzata tramite un relè conforma alla norma CEI 0-16 con funzioni di:

- Massima corrente 1^a soglia (I>) (51.S1)
- Massima corrente 2^a soglia (I>>) (51.S2)
- Massima corrente 3^a soglia (I>>>) (51.S3)
- Direzionale di terra per rete con neutro compensato (67N-NC oppure 67N.S1))
- Direzionale di terra per rete con neutro isolato (67N-NI oppure 67N.S2)
- Massima corrente omopolare 2^a soglia (Io>>) (51N.S2)

La funzione di protezione direzionale di terra è necessaria poiché vi sono linee di distribuzione di media tensione con lunghezza superiore a 400 m.

La protezione generale dovrà essere tarata come da tabella seguente:

Funzione	Regolazione prescritta	Regolazione impostata	Tempo Prescritto (1)	Tempo impostato
Massima corrente 1 ^a soglia (I>) (51.S1)	Non richiesta	--	--	--
Massima corrente 2 ^a soglia (I>>) (51.S2)	Da definire	Da definire	0,5 s	0,43 s
Massima corrente 3 ^a soglia (I>>>) (51.S3)	Da definire	Da definire	0,12 s	0,05 s
Direzionale di terra per rete a neutro compensato (67N-NC oppure 67N-S1)	2 A 433,01 V Φ 60°-250°	2 A 433,01 V Φ 60°-250°	0,45 s	0,38 s
Direzionale di terra per rete a neutro isolato (67N-NI oppure 67N-S2)	2 A 173,2 V Φ 60°-120°	2 A 173,2 V Φ 60°-120°	0,17 s	0,10 s
Massima corrente omopolare 2 ^a soglia (Io>>) (51N.S2)	≤ 56 A	56 A	0,17 s	0,10 s
(1) Comprensivo del tempo di ritardo intenzionale e del tempo di apertura del dispositivo generale				

Per i valori da definire bisognerà attenersi alle prescrizioni specifiche del Distributore, al momento non ancora pervenute.

6.1c TRASFORMATORI DI MISURA

I trasformatori amperometrici di fase (TA) dovranno avere le seguenti caratteristiche:

- Rapporto 300/1
- Prestazione 2,5 VA
- Classe 5P30

Il trasformatore amperometrico omopolare (TO) dovrà avere le seguenti caratteristiche:

- Rapporto 100/1
- Prestazione 0,5 VA
- Classe 5P20

I trasformatori di tensione dovranno avere le seguenti caratteristiche:

- Rapporto 20000:1,73/100:3
- Prestazione ≥ 50 VA
- Classe 0,5-3P
- Fattore di tensione 1.9 per 30 s
- Valore di indizione di lavoro non superiore a 0,7 T.

6.2 SISTEMI DI PROTEZIONE D'INTERFACCIA

I Sistemi di Protezione di Interfaccia (SPI) saranno costituiti da:

- Dispositivo di interfaccia (DDI)
- Relè di protezione di interfaccia (PI)
- Trasformatori di tensione a triangolo aperto (TV).

6.2a DISPOSITIVI D'INTERFACCIA

I dispositivi di interfaccia saranno costituiti da un interruttore di media tensione posti nelle cabine di ricevimento, con corrente nominale di 630 A e Icc 16 kA, dotati di bobina di apertura a minima tensione.

6.2b PROTEZIONI D'INTERFACCIA

L'allegato A70 al Codice di Rete di TERNA, recepito dalla norma CEI 0-16 si preoccupa della compatibilità delle protezioni degli impianti di produzione con le esigenze del sistema.

Gli impianti di produzione diffusa possono interferire negativamente con il bilanciamento del sistema elettrico nazionale. Per minimizzare tali effetti le protezioni di interfaccia devono essere in grado di garantire:

- il distacco selettivo della GD soltanto per guasti sulle reti MT e/o BT;
- il mantenimento in servizio della GD per perturbazioni di sistema con variazione transitoria della frequenza.

Tali protezioni sono gestite dagli Utenti Attivi sotto la vigilanza ed il coordinamento dell'Impresa di Distribuzione. Esse devono operare in accordo con i criteri di selettività descritti nel seguito del documento, in modo da:

- evitare danni ai generatori tradizionali dovuti a momenti torsionali provocati dalle richiuse
- implementate su tale rete in caso di guasti sui collegamenti (per i soli impianti di produzione tradizionali);
- limitare la probabilità di creazione di isole di carico in caso di apertura del tronco in MT;
- limitare i disturbi in tensione ad altri utenti in caso di funzionamento in isola.

Per gli impianti di produzione connessi alle reti MT, in presenza di segnali logici inviati dall'Impresa di Distribuzione, è sufficiente implementare una regolazione opportuna delle quattro soglie.

Per quanto riguarda le due soglie di massima frequenza, esse dovranno essere regolate come di seguito:

- una soglia restrittiva a 50,2 Hz (con tempo 0,15 s)
- una soglia permissiva a 51,5 Hz (con tempo 1,0 s)

Per quanto riguarda le due soglie di minima frequenza, esse dovranno essere regolate come di seguito:

- una soglia restrittiva a 49,8 Hz (con tempo 0,15 s)
- una soglia permissiva a 47,5 Hz (con tempo 4,0 s).

Le predette caratteristiche (presenza di due separate regolazioni selezionate da remoto) consentono che la protezione d'interfaccia dell'impianto di produzione operi in maniera opportuna contemperando le esigenze locali con quelle di sistema.

Infatti, una perturbazione di sistema (transitorio in sottofrequenza o sovra frequenza che interessa una vasta rete funzionante in regime separato con carico o produzione eccedente) è un fenomeno normalmente caratterizzato da una variazione relativamente lenta del parametro frequenza e da un andamento delle tensioni di tipo simmetrico. Se il fenomeno si presenta con queste caratteristiche la finestra restrittiva di frequenza (49,8 Hz – 50,2 Hz) dovrà rimanere inattiva ed il distacco degli impianti dovrà essere affidato esclusivamente alla finestra di frequenza larga (47,5 Hz – 51,5 Hz).

Viceversa, in caso di fenomeni locali (guasto, apertura dell'interruttore di CP o di un IMS lungo linea), l'Impresa di Distribuzione è in grado di comandare l'attivazione delle soglie restrittive, favorendo la disconnessione degli impianti di produzione connessi.

In assenza di disponibilità dei segnali di commutazione da remoto, è necessario un sistema di protezione, sempre basato su informazioni locali, in grado di discriminare tra eventi di sistema ed eventi localizzati nella rete di distribuzione.

Infatti, in caso di guasto locale (cortocircuito tra le fasi o guasto a terra nella rete MT dell'Impresa di Distribuzione), è possibile abilitare l'intervento della finestra di frequenza restrittiva (49,8 Hz – 50,2 Hz) correlandone l'attivazione con una delle seguenti funzioni di protezione:

- massima tensione omopolare (59N) per il rilevamento dei guasti monofasi e polifasi con terra;
- massima tensione di sequenza inversa (59INV) per il rilevamento dei guasti bifase isolati da terra;
- minima tensione di sequenza diretta (27DIR) per il rilevamento dei guasti trifase (e bifase) isolati da terra.

La logica di questo sistema di protezione con relè di frequenza a sblocco voltmetrico (il codice numerico assegnato a questa protezione è 81V) è esposta in Figura 3. In base ad essa il sistema di protezione installato nell'impianto di produzione è in grado di riconoscere variazioni di frequenza conseguenti all'apertura dell'interruttore in Cabina Primaria oppure all'apertura di IMS lungo linea in presenza di un guasto nella linea di connessione e di separarsi da essa in tempo breve, prima della eventuale manovra di ri-

chiusura automatica rapida, in modo da evitare un parallelo con la rete con sfasamenti angolari troppo ampi. Eventuali relè di massima e minima frequenza diversi da quelli propri del sistema di protezione di interfaccia (tipicamente quelli integrati nell'inverter), dovranno essere regolati in modo coerente con quanto sopra stabilito con finestre di intervento più ampie di quelle di tipo permissivo della protezione di interfaccia o, a limite, uguali ad esse.

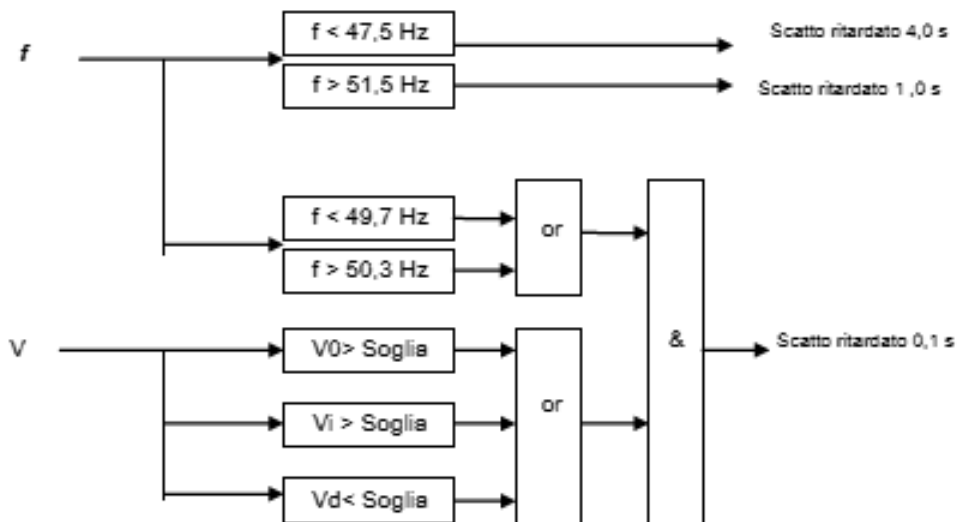


Figura 3: Logica di funzionamento per attivazione soglie dei relè di frequenza e sblocco voltmetrico

Le soluzioni tecniche per la discriminazione degli eventi locali rispetto agli eventi di sistema basate sul rilievo di informazioni legate alla tensione, e quelle prospettate nella norma CEI 0-16, che utilizzano informazioni provenienti da remoto possono essere utilemente combinate per aumentare l'affidabilità del sistema di protezione come illustrato in figura 4.

In esso i segnali da remoto sono finalizzati:

- all'abilitazione delle soglie di frequenza in parallelo all'azione esercitata dai relè di tensione $[V_0 >]$, $[V_i >]$ e $[V_d >]$;
- allo scatto diretto dell'interruttore di interfaccia (sistema di telescatto agente sul SPI).

Le due azioni (a e b) operano ogniqualevolta in Cabina Primaria si determina l'apertura dell'interruttore MT della linea di connessione oppure la perdita della connessione alla rete AT. Un segnale di guardia dovrà poi sorvegliare l'integrità del canale di comunicazione. Le modalità di implementazione del canale di comunicazione (finalizzato alle funzioni di abilitazione da remoto e/o telescatto, che potrà sfruttare, per esempio, un supporto dedicato in fibra ottica o servizi di comunicazione a larga diffusione, quali ADSL o simili) dipendono dalle specificità delle reti di distribuzione, nonché degli ambiti territoriali interessati.

L'Impresa Distributrice notifica altresì quanto sopra all'utente attivo e tiene aggiornato il Gestore sulla consistenza degli impianti protetti in ciascuno dei modi descritti.

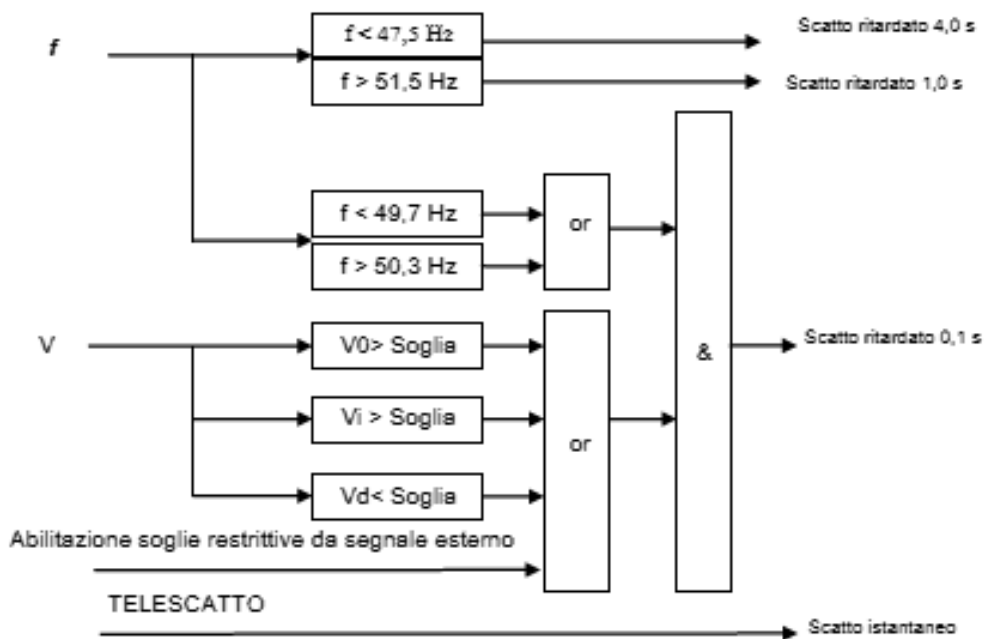


Figura 4: Logica di funzionamento per attivazione soglie dei relé di frequenza a sblocco voltmetrico, con telescatto e abilitazione da remoto

La Fig 4 riassume le logiche già previste dalla CEI 0 – 16 con il sistema di sbocco voltmetrico locale.

Per la misura della tensione omopolare della rete di media tensione è necessario ricorrere a dei trasformatori voltmetrici fase – terra dalle seguenti caratteristiche:

- tensione nominale primaria $20000/\sqrt{3}$
- tensione secondaria 100:3 e $100/\sqrt{3}$
- tensione massima di riferimento per l'isolamento 24 kV
- fattore di tensione 1,9 per 8 h
- secondario 100:3:
 - classe 0,5-3P
 - prestazione 50 VA
 - esecuzione antiferrisonanza oppure resistenza antiferrisonante collegata in parallelo all'uscita
- secondario $100/\sqrt{3}$
 - classe 0,5
 - prestazione 15 VA

La protezione ed i relativi circuiti ausiliari dovranno essere alimentati tramite un UPS. L'apparecchio dovrà essere dotato di marcatura CE e di tutte le certificazioni ed omologazioni necessarie, e dovrà essere tarato secondo le disposizioni del Distributore, il quale ha recepito le disposizioni riportate nell'Allegato A70 del Codice di Rete di TERNA. Il relé sarà collegato al secondario del trasformatore ausiliario, pertanto, i valori di tensione di taratura della protezione faranno pertanto riferimento alla sua tensione nominale secondaria di 400 V.

I valori di taratura da impostare nella protezione sono riportati nella tabella seguente.

Funzione	Regolazione prescritta	Regolazione impostata	Tempo Prescritto (¹)	Tempo impostato
Minima tensione 1° soglia (27.S1)	0,85 Vn	12750 V	1,57 s	1,50 s
Minima tensione 2° soglia (27.S2)	0,15 Vn	2250 V	0,27 s	0,20 s
Massima tensione 1° soglia (59.S1) (²)	1,10 Vn	16500 V	3,00 s	3,00 s
Massima tensione 2° soglia (59.S2)	1,20 Vn	18000 V	0,67 s	0,60 s
Massima tensione omopolare 59N	5 % Vnr	5 V (³) (577 V)	25,07 s	25 s
Minima frequenza 1° soglia (81<.S1) (⁴)	49,8 Hz	49,8 Hz	0,22 s	0,15 s
Minima frequenza 2° soglia (81<.S2)	47,5 Hz	47,5 Hz	4,07 s	4,00 s
Massima frequenza 1° soglia (81>.S1) (⁴)	50,2 Hz	50,2 Hz	0,22 s	0,15 s
Massima frequenza 2° soglia (81>.S2)	51,5 Hz	51,5 Hz	1,07 s	1,00 s
Massima tensione inversa (59V2) (rilevazione del guasto per relè sblocco voltmetrico 81 V)	15 % Vn	2250 V	0,06 s	0,06 s (⁵)
Minima tensione diretta (27V1) (rilevazione del guasto per relè sblocco voltmetrico 81 V)	70 % Vn	10500 V	0,06 s	0,06 s (⁵)
Massima tensione omopolare (rilevazione del guasto per relè sblocco voltmetrico 81 V)	5 % Vrn	5 V (³) (433 V)	0,04 s	0,04 s (⁵)

(1) Comprensivo del tempo di ritardo intenzionale e del tempo di apertura del dispositivo d'interfaccia

(2) Basato sulla media mobile di 10 min

(3) Valore corrispondente al 5% della tensione residua nominale misurata ai capi del triangolo aperto

(4) Tempo di permanenza in fascia restrittiva dopo l'attivazione 30 s

(5) Valore di avviamento della funzione di protezione

6.2c RICHIUSURA AUTOMATICA

I dispositivi d'interfaccia saranno realizzati con un interruttore motorizzato, il quale dovrà richiudersi automaticamente dopo l'intervento, a seguito di una perturbazione sulla rete elettrica o di un comando di teledistacco, ed il successivo ritorno a riposo della protezione d'interfaccia.

La funzione di richiusura dovrà essere integrata nella protezione d'interfaccia definita nel presente elaborato.

La protezione d'interfaccia si ripristina automaticamente, allo scomparire della perturbazione, rialimentando la bobina di minima tensione dei dispositivi d'interfaccia. A questo punto dovrà partire un ciclo di richiusura con il seguente funzionamento:

Ogni qualvolta gli interruttori si chiuderanno (manualmente o automaticamente) si attiverà un tempo di discriminazione di 60 s.

Durante il tempo di discriminazione, dopo la chiusura manuale, qualsiasi apertura degli interruttori provocherà lo stato di blocco della richiusura.

La sequenza di richiusura sarà attivata quando gli interruttori si apriranno a seguito di intervento di una funzione abilitata alla richiusura (tutte le funzioni di protezione, compreso il teledistacco).

Se l'interruttore verrà aperto manualmente oppure da una funzione non abilitata alla richiusura si attiverà lo stato di blocco.

Se l'interruttore verrà aperto a seguito di intervento di una funzione programmata alla richiusura l'automa si posizionerà in stato di attesa fino a quando le funzioni di protezione non si ripristineranno. (Il ritorno alle condizioni nominali di rete sarà rilevato tramite la ricaduta degli elementi di protezione).

Alla ricaduta delle protezioni verrà attivato il ciclo di richiusura, che si ripeterà al massimo quattro volte.

Se fallirà la richiusura per quattro volte l'apparecchio dovrà andare in stato di blocco.

Il reset dello stato di blocco avverrà alla chiusura manuale degli interruttori.

Sul quadro dovrà essere presente un selettore manuale per l'esclusione della funzione di richiusura automatica.

7 SISTEMA DI MISURA DELL'ENERGIA

Gli impianti in oggetto sono soggetti alle condizioni tecnico-economiche del servizio di "cessione totale" dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale superiore a 20 kW.

Il sistema di misura di connessione alla rete, secondo la Delibera AEEG 88/07 è di competenza del Produttore, però, in accordo con la Committenza, si è deciso di ricorrere al "Servizio di Misura" predisposto da Distributore, nel caso specifico E-Distribuzione SpA.

I trasformatori di misura saranno quindi posizionati, a cura del Distributore, nella cabina di consegna ed il GME sarà posizionato nell'apposito locale misuratori adiacente alla cabina di consegna.

Il servizio di Misura comprende anche il rilievo mensile dell'energia prodotta con relative curve di carico e la comunicazione al GSE delle medesime.

Infine, il Servizio di Misura comprende anche le verifiche di prima installazione, periodiche e occasionali e la manutenzione della misura.

8 CONTROLLORE CENTRALE DI IMPIANTO CCI

Poiché l'impianto in progetto avrà una potenza superiore ad 1 MW, secondo le recenti delibere dell'ARERA dovrà essere dotato del sistema Controllore Centrale di Impianto (CCI), le cui caratteristiche e funzionalità sono a seguito riportate per sommi capi.

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 (funzionalità per il monitoraggio).
- 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);
- Consentire lo scambio di informazioni fra l'impianto ed il Gestore della Rete di Distribuzione DSO (e tra l'impianto ed il Distributore della Rete di Distribuzione TSO per il tramite del DSO cui l'impianto è sotteso) utilizzando lo standard di comunicazione IEC 61850 e reti di trasmissione dati, nonché fra l'impianto ed eventuali ulteriori attori abilitati, secondo le modalità disciplinate nel presente allegato e nell'Allegato T alla Norma CEI 0-16 (funzionalità di scambio dati).

Il CCI nel suo complesso raggiunge l'obiettivo di presentare alla rete del DSO, nel PdC, l'impianto come costituito da un singolo generatore equivalente, che tiene conto delle caratteristiche dei singoli sistemi di generazione e di accumulo, nonché della rete di impianto.

Non è peraltro preclusa l'osservabilità dei diversi elementi costituenti l'impianto.

Inoltre, il CCI costituisce anche l'unico punto di interfaccia per lo scambio di informazioni fra le unità di generazione/accumulo costituenti l'impianto ed il DSO.

In presenza di un canale di comunicazione fra DSO ed Utente, il CCI rende disponibili verso il DSO caratteristiche, segnali e misure relative all'impianto sotteso e, nel contempo, può ricevere comandi e parametri inviati dal DSO all'impianto, utilizzando per la comunicazione lo standard IEC 61850 opportunamente "securizzato" conformemente alla serie IEC 62351 secondo quanto definito nell'Allegato T della norma CEI 0.16.

8-1 Caratteristiche principali del CCI

Il CCI deve essere in grado di acquisire e processare tutte le informazioni necessarie per la gestione delle interfacce relative a:

- il DSO;
- gli elementi costituenti l'impianto;
- gli eventuali ulteriori Attori abilitati

in accordo a quanto specificato nella descrizione di cui al punto N.1 della norma CEI 0-16.

Da un punto di vista realizzativo nel CCI si possono individuare almeno le seguenti "unità funzionali":

- unità di interscambio di informazioni con il DSO e gli ulteriori Attori abilitati
- unità di acquisizione grandezze al PdC (misure e segnali)

- unità di elaborazione
- unità di regolazione degli elementi di impianto
- unità di interscambio di informazioni con gli elementi di impianto
- unità di memorizzazione (data logger).

La separazione in unità funzionali è puramente indicativa: nella realizzazione del CCI esse possono essere tutte o in parte integrate fra loro, come possono non essere tutte sviluppate contemporaneamente, in relazione alle priorità delle funzioni che il CCI deve rendere attive secondo quanto previsto dalle delibere ARERA.

Le funzioni del CCI possono essere anche integrate come funzionalità aggiuntiva in uno degli altri apparati costituenti l'impianto (es. controllore di una unità di generazione operante come Master per tutte le altre unità, sistema centralizzato di controllo, dispositivi di protezione, ecc.) purché non vengano compromesse le rispettive funzionalità.

Altre unità funzionali utili alla gestione ottimale dell'impianto possono essere presenti e implementate nel CCI.

8-2 Caratteristiche principali del CCI

Il CCI è predisposto per assolvere le funzionalità di monitoraggio e scambio dati e le funzionalità di controllo, regolazione e comando.

Nella modalità di funzionamento di solo monitoraggio, il CCI non attua alcuna azione di regolazione sugli elementi d'impianto sottesi.

Per contro, il CCI, nella sua funzionalità di controllo, deve svolgere azioni di regolazione sugli elementi di impianto sottesi.

In questa funzionalità, il CCI deve prevedere una modalità di controllo autonoma ed una modalità di controllo asservita, alternative una all'altra: la modalità asservita ha priorità rispetto alla modalità autonoma.

Nella modalità di controllo autonoma, il CCI deve attuare le funzioni di regolazione previste dalla Norma CEI 0-16, utilizzando i parametri (di default) stabiliti dalla stessa Norma per ciascun tipo di funzione o definite dal DSO contestualmente al Regolamento di esercizio sulla base delle caratteristiche dello specifico impianto.

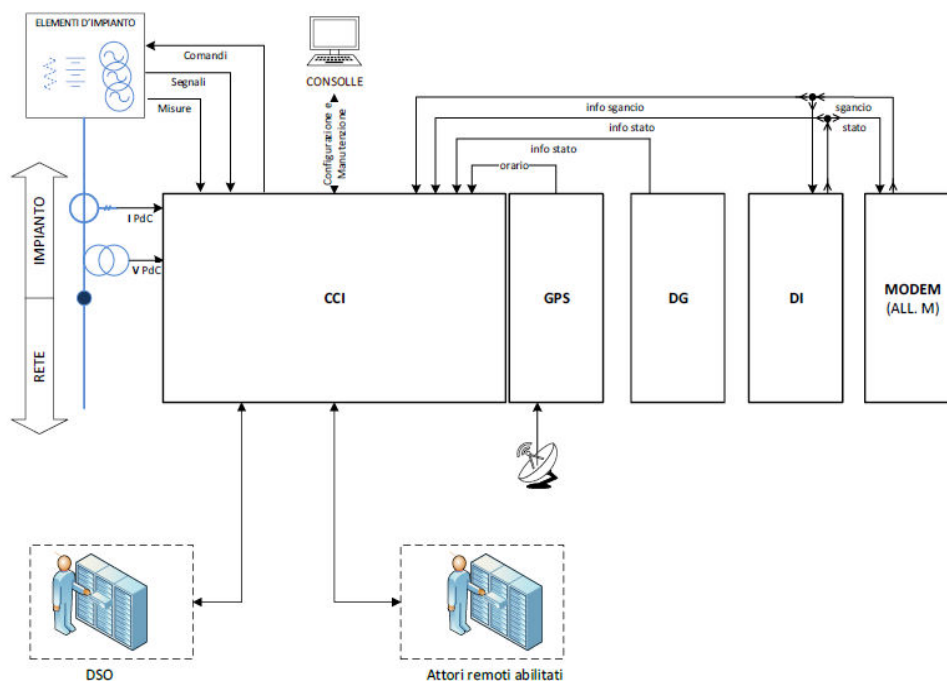
La funzione da attuare e i relativi parametri devono essere impostati dall'Utente e/o progettista dell'impianto agendo sul CCI tramite terminale di configurazione locale oppure tramite terminale d'utente remoto.

Nella modalità di controllo asservita, il CCI deve operare secondo le funzioni di regolazione comunicate dal DSO tramite canale logico di comunicazione secondo standard EN 61850 e definite utilizzando i parametri anch'essi inviati dal DSO tramite lo stesso canale per tali regolazioni.

Nel caso di partecipazione ai servizi del MSD, le corrispondenti funzioni del CCI dovranno operare, nel rispetto delle priorità definite per le singole funzioni (vedi successivo O.11), in accordo alle richieste dell'Aggregatore, che comunicherà con il CCI anch'esso attraverso un canale logico di comunicazione.

Nel caso non sia presente alcun canale di comunicazione tra il CCI e gli operatori esterni le funzioni definite come "asservite" devono poter essere configurate e rese operative direttamente sul CCI nella modalità di funzionamento autonoma.

Il monitoraggio e/o il comando del CCI tramite terminale locale da parte dell'Utente deve essere realizzato utilizzando canali di comunicazione fisicamente indipendenti e logicamente non correlati rispetto al canale di comunicazione con gli operatori esterni. Lo schema di principio del CCI è riportato nell'immagine seguente.



9 SPECIFICHE TECNICHE COMPONENTI ELETTRICI

Tutti i materiali e tutte le apparecchiature impiegate dovranno rispondere alle rispettive normative ed essere provvisti delle marchiature CE e, per i materiali ammessi, del Marchio IMQ o di un equivalente Marchio di qualità di un istituto d'altro stato membro della Comunità Europea.

Nel caso che nel presente elaborato si faccia riferimento a costruttori o modelli ben definiti per particolari apparecchi o particolari materiali, oppure siano indicati costruttori preferenziali, queste prescrizioni dovranno essere debitamente osservate.

In ogni caso i materiali e le apparecchiature dovranno essere scelti fra quanto di meglio disponibile sul mercato.

Tutti i componenti costruiti in materiali plastici dovranno essere di tipo autoestinguento.

Tutti i conduttori dovranno essere di tipo non propagante l'incendio.

Tutti i quadri elettrici dovranno essere certificati e targati secondo la Norma CEI 61439-2.

Tutti i quadretti elettrici (centralini) dovranno essere certificati e targati secondo la Norma CEI 23-51.

Le caratteristiche dei quadri e dei quadretti di distribuzione sono riportate sui relativi schemi.

SPECIFICHE GENERALI MATERIALI

Si riportano le specifiche dei materiali più ricorrenti; eventuali materiali particolari saranno indicati secondo necessità.

CAVI

I cavi da utilizzare dovranno rispondere alle prescrizioni costruttive delle norme CEI ed alle tabelle UNEL; in particolare dovranno essere impiegati i seguenti tipi:

- **cavo unipolare specifico per impianti fotovoltaici, Eca (livello di rischio nullo)**, con conduttore flessibile in rame elettrolitico stagnato, classe 5, isolamento e guaina in mescola LS0H di gomma reticolata
 - tensione nominale di esercizio 1 kV CA, 1,5 kV CC;
 - massima tensione di esercizio 1,2 kV CA, 1,8 kV CC;
 - temperatura massima d'esercizio 120 °C;
 - temperatura minima consentita -40 °C;
 - per posa fissa o posa mobile, sia all'interno che all'esterno, protetta o non protetta, posa interrata in tubo o direttamente interrata;
 - sigla di designazione **H1Z2Z2-K**;
 - sezioni normalizzate;
- **cavo unipolare per energia classe Eca (livello di rischio nullo)** con conduttore flessibile in rame rosso ricotto classe 5 ed isolamento in PVC qualità T11;
 - norme di riferimento: CEI EN 50525-2-31; CEI 20-20/3
 - Livello di rischio CPR: Nullo

- tensione nominale: 450/750 V;
 - temperatura massima d'esercizio: 70 °C;
 - per posa fissa protetta entro tubazioni o canali portacavi;
 - non ammessa la posa interrata anche se protetta;
 - sigla di designazione: **H07V-K**.
-
- **cavo unipolare o multipolare per energia Eca (livello di rischio nullo)** con conduttore flessibile in rame rosso ricotto classe 5, isolamento mescola elastomerica qualità EI4 e guaina in poliisoprene qualità EM2;
 - norme di riferimento: CEI EN 50525-2-21; CEI 20-107/2-21
 - tensione nominale: 450/750 V;
 - temperatura massima d'esercizio: 60 °C;
 - per posa all'interno, in ambienti anche bagnati ed all'esterno;
 - non ammessa la posa interrata anche se protetta;
 - sigla di designazione **H07RN-F**.
-
- **cavo unipolare per energia classe Cca – s3, d1, a3, (livello di rischio basso)** con conduttore flessibile in rame rosso ricotto classe 5 ed isolamento in PVC tipo S17;
 - norme di riferimento: CEI UNEL 35716
 - Livello di rischio CPR: Basso (posa a fascio)
 - tensione nominale: 450/750 V;
 - temperatura massima d'esercizio: 70 °C;
 - per posa fissa protetta entro tubazioni o canali portacavi;
 - non ammessa la posa interrata anche se protetta;
 - sigla di designazione: **FS17 - 450/750V**.
-
- **cavo unipolare o multipolare per energia Cca – s3, d1, a3, (livello di rischio basso)** con conduttore flessibile in rame rosso ricotto classe 5 ad isolamento in HEPR qualità G16, e guaina in mescola termoplastica qualità G16;
 - norme di riferimento: CEI UNEL 35318
 - tensione nominale: 0,6/1 kV;
 - temperatura massima d'esercizio: 90 °C;
 - per posa all'interno, in ambienti anche bagnati ed all'esterno;
 - ammessa la posa interrata, anche diretta;
 - sigla di designazione **FG16(O)R16 - 0,6/1kV**.
-
- **cavo unipolare per energia classe Cca – s1b, d1, a1, (livello di rischio medio)** con conduttore flessibile in rame rosso ricotto classe 5 ed isolamento in HEPR qualità G17;
 - norme di riferimento: CEI UNEL 35310;
 - tensione nominale: 450/750 V;
 - temperatura massima d'esercizio: 90 °C;
 - per posa fissa protetta entro tubazioni o canali portacavi;
 - non ammessa la posa interrata anche se protetta;
 - sigla di designazione: **FG17 - 450/750V**.
-
- **cavo unipolare o multipolare per energia Cca – s1b, d1, a1, (livello di rischio medio)**, con conduttore flessibile in rame rosso ricotto classe 5 ad isolamento in HEPR qualità G16, e guaina termoplastica LSZH qualità M16;
 - norme di riferimento: CEI UNEL 35324

- tensione nominale: 0,6/1 kV;
 - temperatura massima d'esercizio: 90 °C;
 - per posa all'interno, in ambienti anche bagnati ed all'esterno;
 - ammessa la posa interrata, anche diretta;
 - sigla di designazione **FG16(O)M16 - 0,6/1kV**.
- **cavo unipolare o multipolare per energia B2ca – s1a, d1, a1, (livello di rischio alto)**, con conduttore flessibile in rame rosso ricotto classe 5 ad isolamento in HEPR qualità G18, e guaina elastomerica qualità M16 o M18;
 - norme di riferimento: CEI UNEL 35312
 - tensione nominale: 0,6/1 kV;
 - temperatura massima d'esercizio: 90 °C;
 - per posa all'interno, in ambienti anche bagnati ed all'esterno;
 - ammessa la posa interrata, anche diretta;
 - sigla di designazione **FG16(O)M16 - 0,6/1kV e FG16(O)M18 - 0,6/1kV**.
 - **cavo unipolare per energia Eca (livello di rischio nullo)** con conduttore rigido in rame rosso ricotto classe 2, semiconduttore interno elastomerico estruso, isolamento in HEPR di qualità G16, semiconduttore esterno elastomerico estruso, schermo a fili di rame rosso, Guaina in PVC qualità R12;
 - norme di riferimento: CEI 20-13, HD 620 IEC 60502pqa EN 50575:2014 + EN 50575/A1:2016 (IEC 60332-1-2)
 - tensione nominale: Uo/U 12/20 kV (Umax 24 kV)
 - temperatura massima d'esercizio: 90 °C;
 - per posa all'interno, in ambienti anche bagnati ed all'esterno;
 - ammessa la posa interrata, anche diretta;
 - sigla di designazione **RG16H1R12-12-20kV**

Si precisa che la quantità di cavo MT utilizzato sarà di 2.420 m internamente alla recinzione d'impianto (collegamenti dalle n.6 Power Station) e 130 m esternamente alla recinzione (fino alle n.3 cabine di consegna di E-Distribuzione).

COMPONENTI PER IMPIANTI A VISTA

I componenti da utilizzare per l'esecuzione degli impianti a vista dovranno rispondere alle prescrizioni costruttive delle norme CEI; in particolare dovranno essere impiegati i seguenti tipi:

- **centralino o quadro di distribuzione da parete** realizzato in materiale plastico autoestingente colore grigio RAL 7035, per il montaggio di apparecchiature modulari con varia profondità, eventualmente dotato di morsettiera, con o senza sportello, con grado di protezione da IP40 ad IP55, da utilizzarsi con apposita raccorderia idonea ad ottenere il grado di protezione richiesto;
- **cassetta o contenitore da parete** realizzato in materiale plastico autoestingente colore grigio RAL 7035, per il montaggio di apparecchiature elettriche od elettroniche, cassetta di derivazione, con grado di protezione da IP40 ad IP55, da utilizzarsi con apposita raccorderia idonea ad ottenere il grado di protezione richiesto;
- **quadro da parete** realizzato in poliestere rinforzato con fibre di vetro (o equivalenti) autoestingente colore grigio RAL 7035, per il montaggio di apparecchiature modulari

con varia profondità, componenti elettrici ed elettronici, eventualmente dotato di morsettiera, con portello cieco o munito di oblò trasparente, eventuale controporta, con grado di protezione da IP44 ad IP65, da utilizzarsi con apposita raccorderia idonea ad ottenere il grado di protezione richiesto; chiusura con chiave od attrezzo;

- **quadro da parete** realizzato lamiera metallica verniciata con resine epossodiche autoestinguenti colore grigio RAL 7035, per il montaggio di apparecchiature modulari con varia profondità, componenti elettrici ed elettronici, eventualmente dotato di morsettiera, con portello cieco o munito di oblò trasparente, con grado di protezione da IP44 ad IP55, da utilizzarsi con apposita raccorderia idonea ad ottenere il grado di protezione richiesto; chiusura con chiave od attrezzo;
- **tubo rigido in materiale plastico** autoestinguente serie pesante, colore grigio RAL 7035 (CEI 23.8 e varianti), diametri normalizzati (esterno minimo 16 mm), da utilizzarsi con apposita raccorderia idonea ad ottenere il grado di protezione richiesto;
- **tubo rigido in acciaio zincato** (zincatura sia interna che esterna), piegabile a freddo con una piegatubi, da utilizzarsi con apposita raccorderia, senza necessità di filettare il tubo, idonea ad ottenere il grado di protezione richiesto ed a garantire la continuità metallica;
- **guaina flessibile in materiale plastico** autoestinguente colore grigio RAL 7035 con spirale di rinforzo in materiale plastico, diametri normalizzati, da utilizzarsi con apposita raccorderia idonea ad ottenere il grado di protezione richiesto;
- **guaina flessibile in acciaio zincato** a doppia aggraffatura con rivestimento esterno in materiale plastico autoestinguente liscio, con alta resistenza ai solventi, oli, salse-dine ecc., diametri normalizzati, da utilizzarsi con apposita raccorderia idonea ad ottenere il grado di protezione richiesto;

9 DETTAGLI DI INSTALLAZIONE

Tubazioni: i tubi portacavi, siano essi in materiale plastico che metallico, devono avere un diametro interno minimo di 16 mm, inoltre il diametro interno dei tubi deve essere pari ad almeno 1,3 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi in loro contenuti.

Condutture: le cassette di derivazione dovranno essere installate in modo da permettere un agevole accesso; i raccordi tra tubazioni dovranno avvenire tramite appositi raccordi per assicurare il grado di protezione richiesto. Le giunzioni dei conduttori dovranno essere realizzate sempre all'interno di quadri o cassette di derivazione; non sono ammesse giunzioni all'interno di tubazioni o passerelle.

Componenti: tutti i componenti dovranno essere posati rispettando tassativamente le disposizioni del costruttore.

Collegamento a terra dei moduli fotovoltaici: tutte le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici dovranno essere collegati tra loro ed al collettore di terra con corda FS17 1x16 gialloverde per permettere il funzionamento del dispositivo di controllo dell'isolamento integrato nell'inverter.

Essendo l'impianto in oggetto di realizzazione ordinaria, non vi sono ulteriori particolari d'installazione da fornire.

10 DOCUMENTAZIONE SPECIFICA RELATIVA AGLI AMBIENTI ED APPLICAZIONI PARTICOLARI

Nessun ambiente ed applicazione particolare.

11 DISPOSIZIONI DI SICUREZZA, OPERATIVE E DI MANUTENZIONE, CONSEGUENTI ALLE SCELTE PROGETTUALI

Essendo l'impianto di tipo ordinario, non sono previste particolari disposizioni di sicurezza, operative e di manutenzione, conseguenti alle scelte progettuali.

Più in generale si raccomanda l'esecuzione delle verifiche iniziali ad impianto completo, ed una normale attività di manutenzione durante la vita dell'impianto stesso, con particolare riguardo agli aspetti inerenti alla sicurezza.

Maggiori disposizioni saranno contenute nel progetto definitivo.

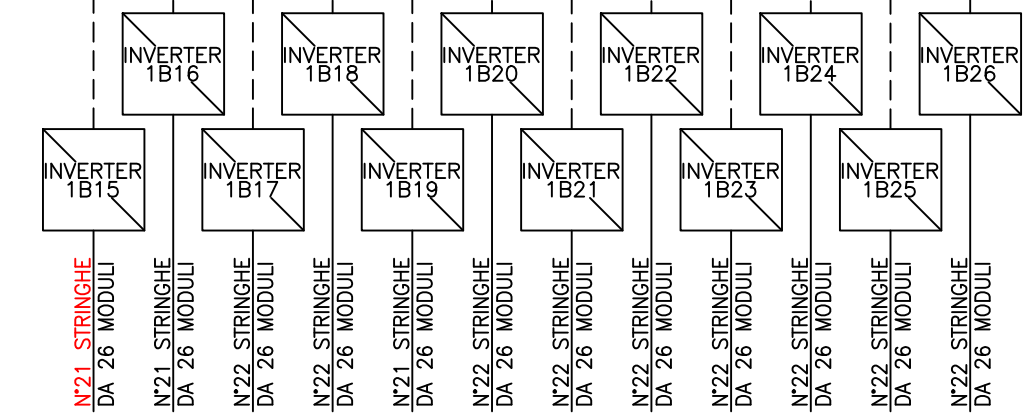
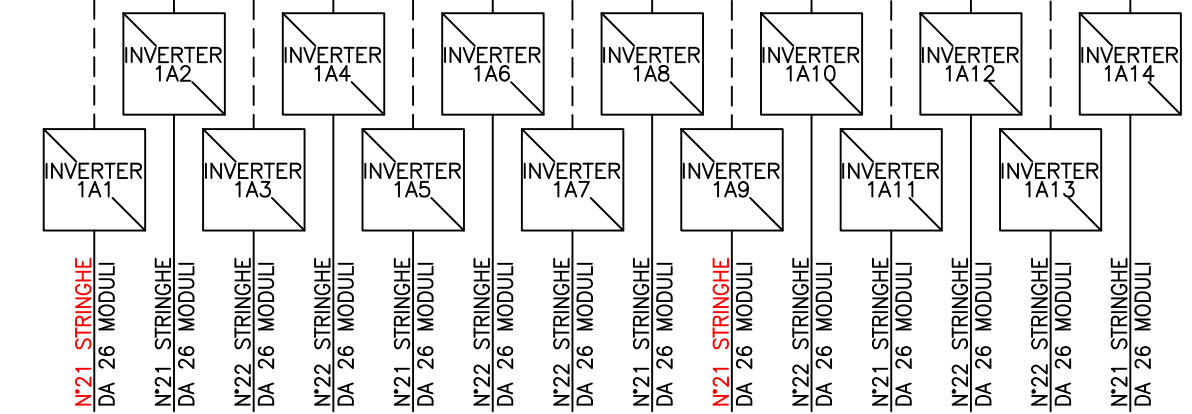
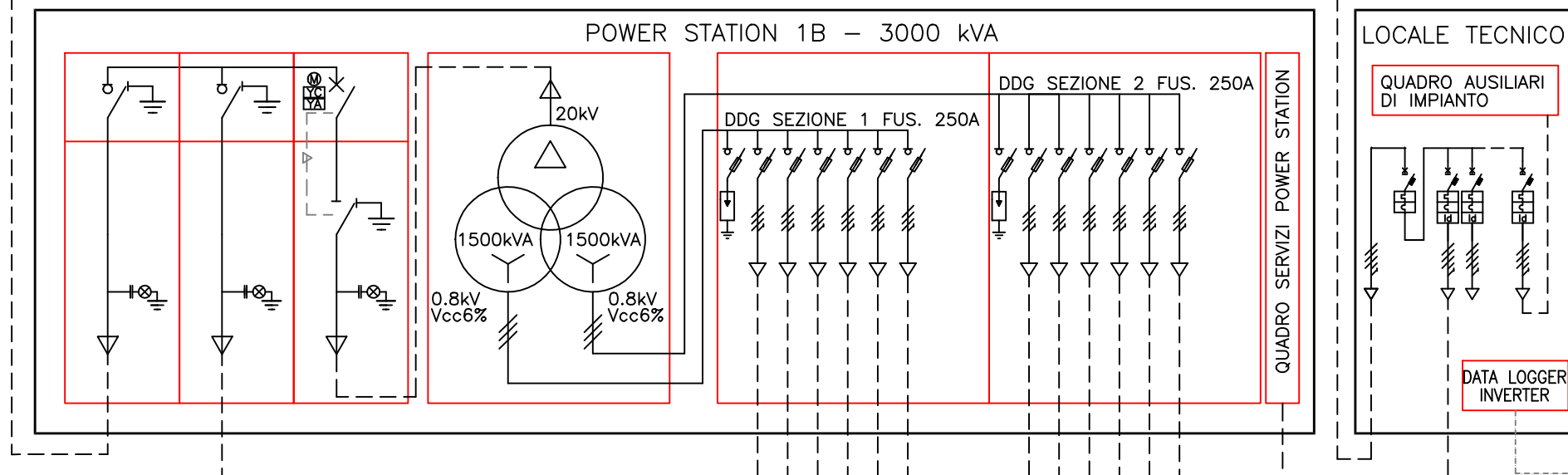
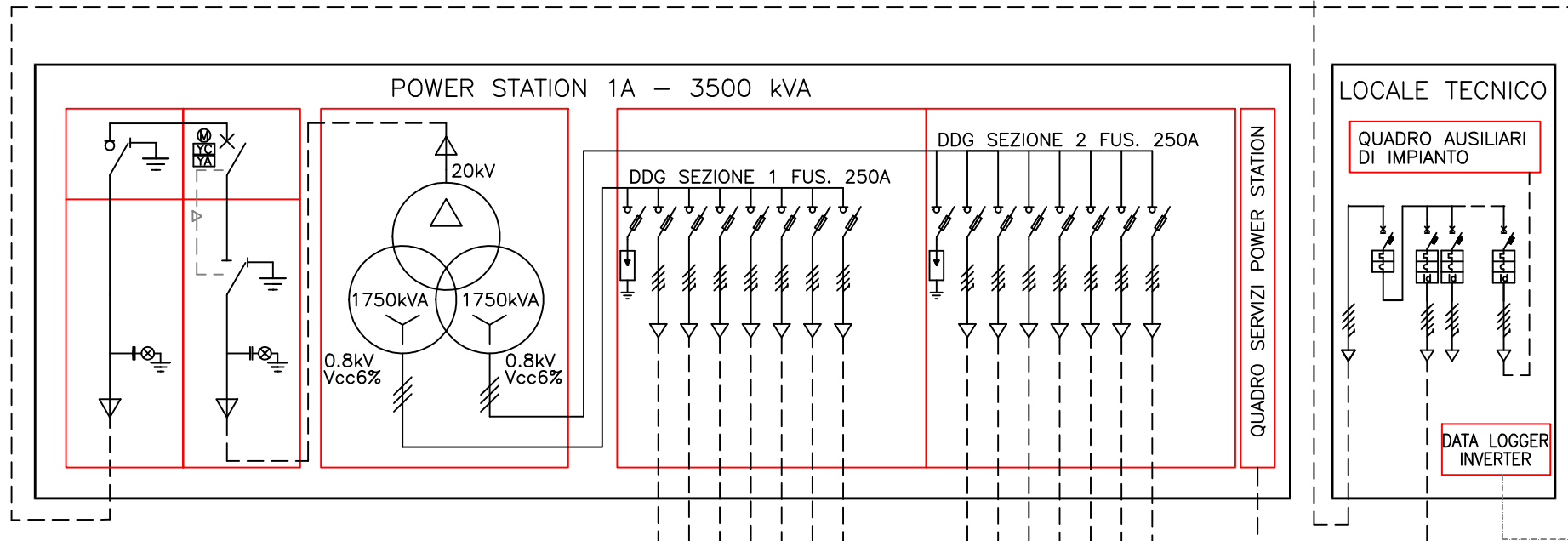
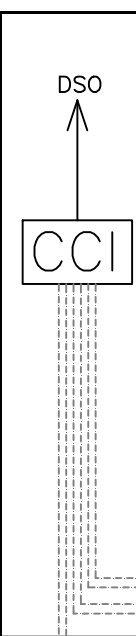
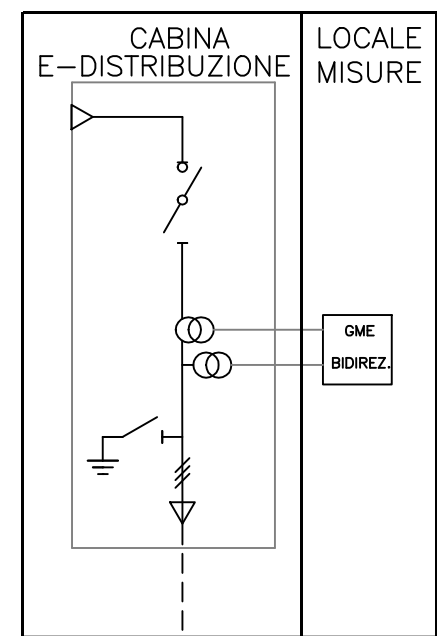
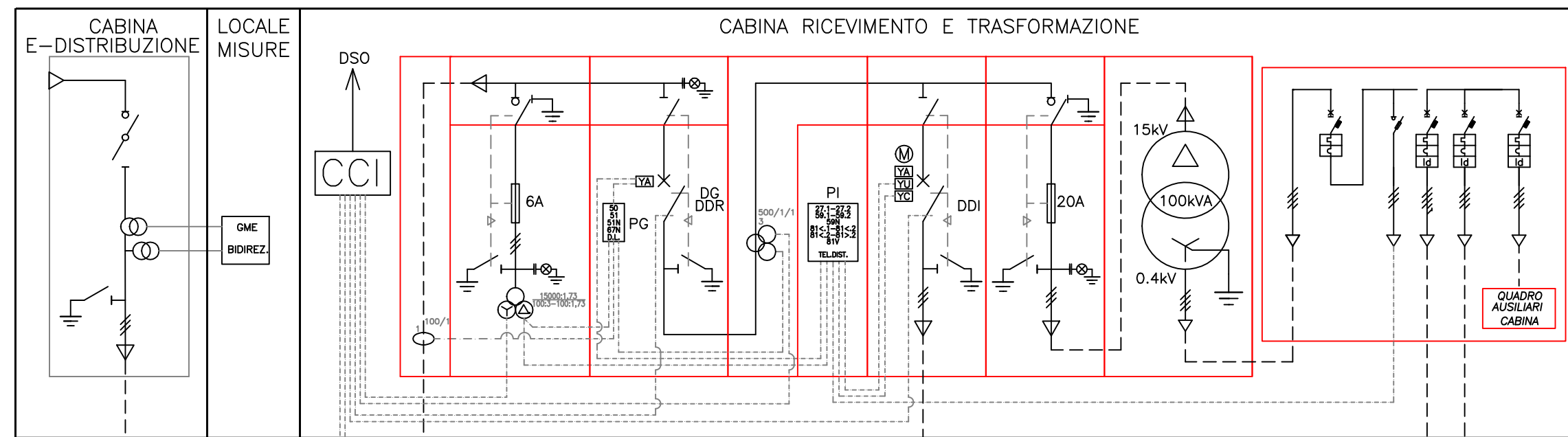
12 PIANO DI MANUTENZIONE

Da definire nel progetto esecutivo.

13 ALLEGATI

- Schema unifilare generale Impianto 1 allegato 1
- Schema unifilare generale Impianto 2 allegato 2
- Schema unifilare generale Impianto 3 allegato 3
- Schema di installazione generale allegato 4
- Scheda tecnica del modulo fotovoltaico allegato 5

CCI Controllore centrale d'impianto
 PG Protezione generale
 PI Protezione d'interfaccia
 DG Dispositivo generale
 DDI Dispositivo d'interfaccia
 DDR Dispositivo di rinalzo
 DDG Dispositivo generatore
 INV Inverter fotovoltaici
 AD Avviamento differito per energizzazione trasformatori
 Step 1: 3600 kVA
 Step 2: 3000 kVA



TIPO MODULO	JINKO SOLAR TIGER NEO N-TYPE 72HL4-V
POTENZA MODULO	585 W
NUMERO MODULI	14.612
NUMERO MODULI PER STRINGA	26
NUMERO DI STRINGHE	562
TIPO INVERTER	SUNGROW - SG250HX
NUMERO INVERTER	26
TIPO POWER STATION 1A	GEM-SGW250-3500/14
TIPO POWER STATION 1B	GEM-SGW250-3000/12
NUMERO POWER STATION	2
POTENZA INSTALLATA MODULI	8.548,02 kWp
POTENZA NOMINALE INVERTER	5.850 kW
POTENZA NOMINALE IMPIANTO	5.850 kW
POTENZA MASSIMA IMMESSA	5.850 kW

COMMITTENTE
 JUWI DEVELOPMENT 07 SRL
 VIA VITTOR PISANI 20
 MILANO

IMPIANTO
 JUWI DEVELOPMENT 07 SRL
 VIA PAPIRIA SNC
 FANO (PU)

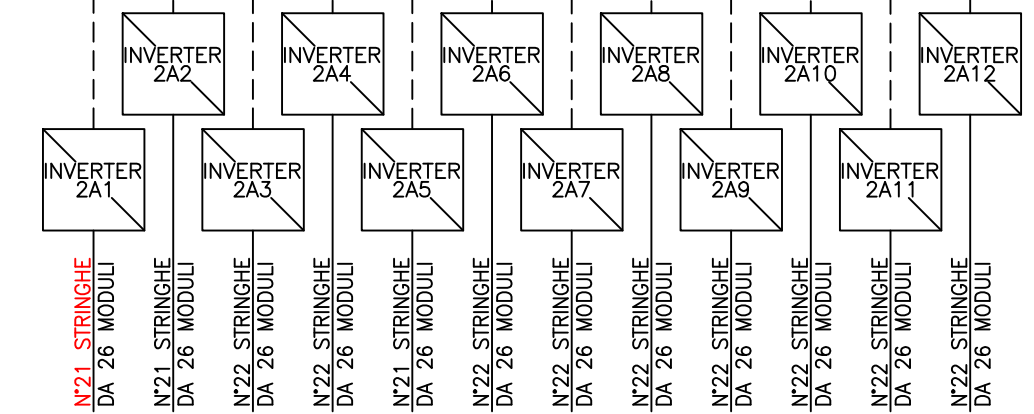
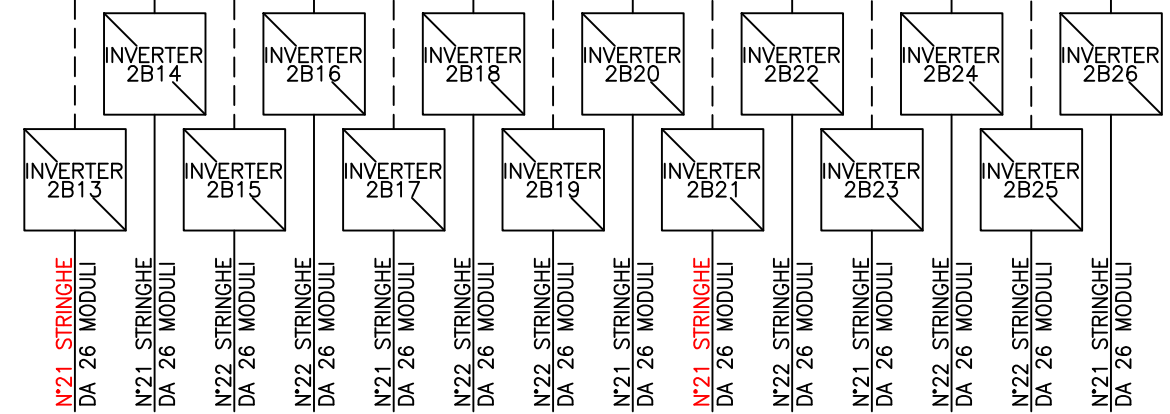
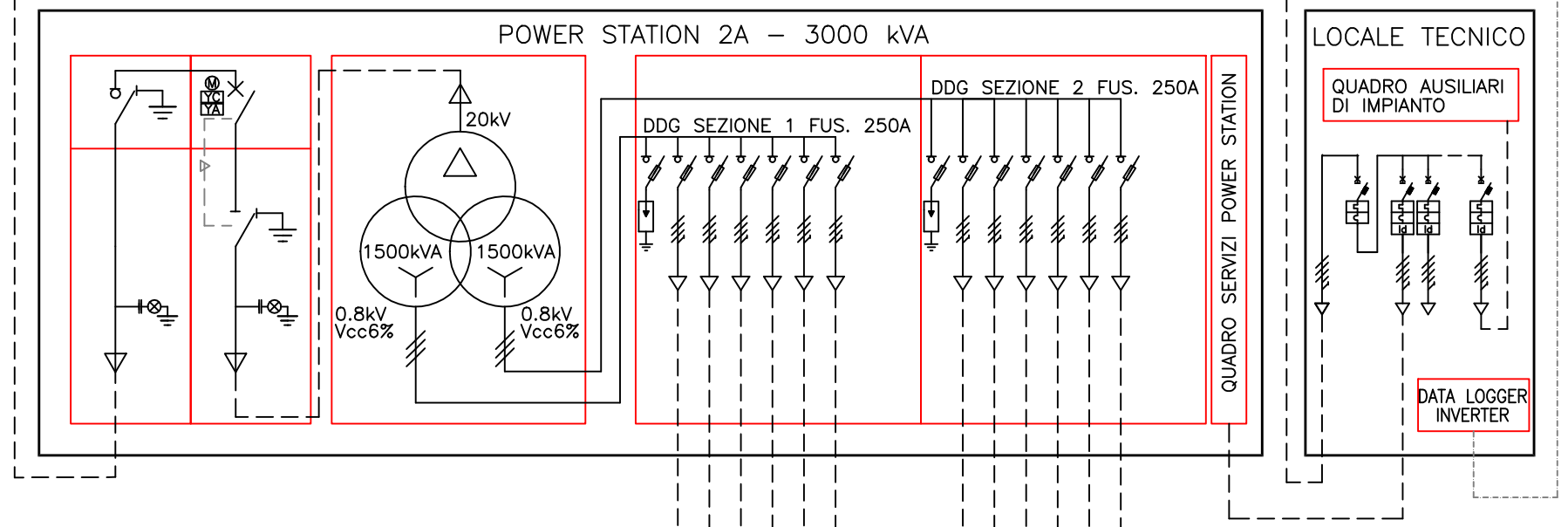
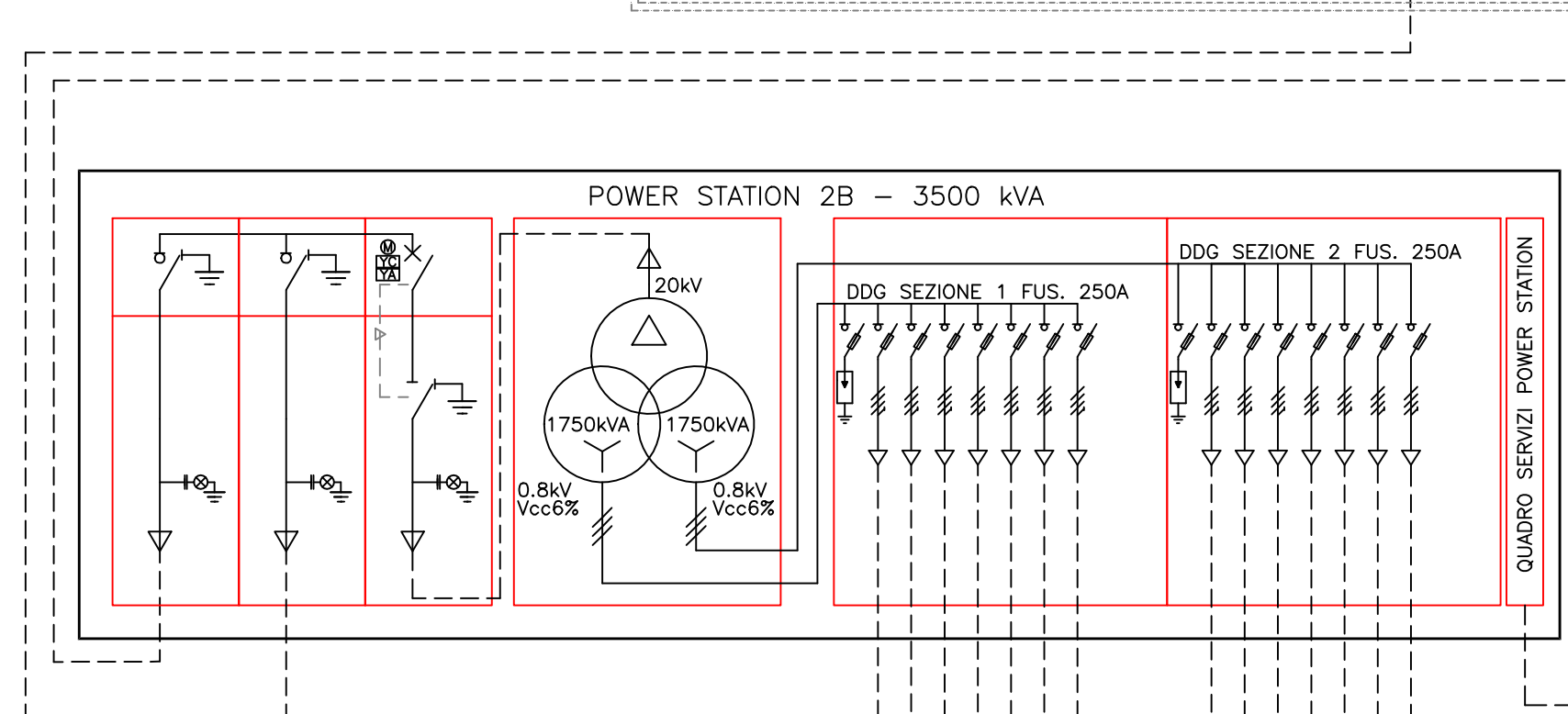
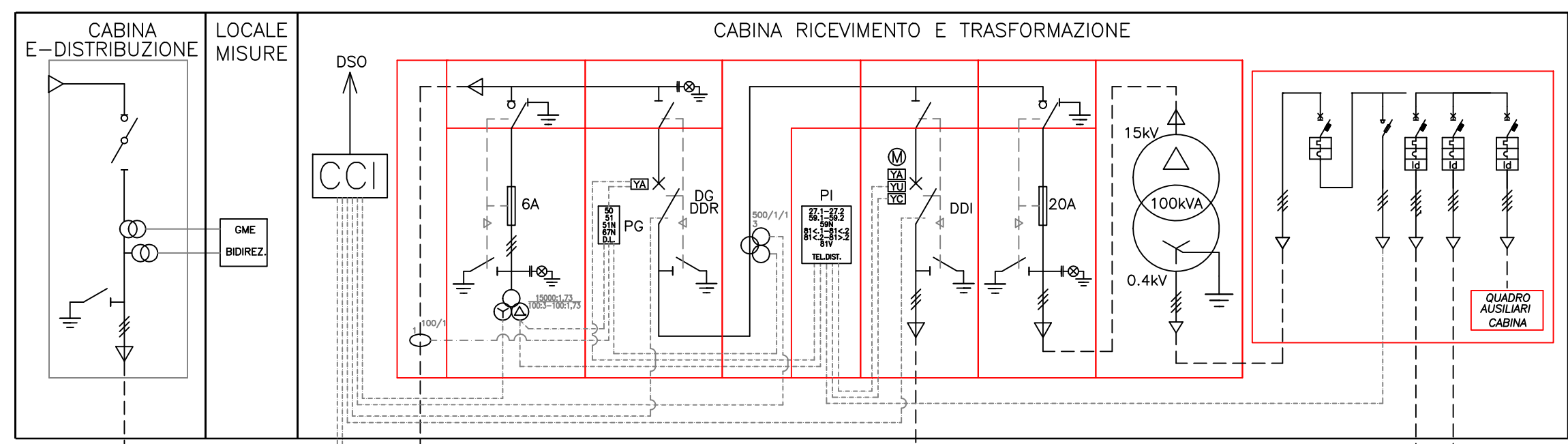
04	INTEGRAZIONI	SL	RL	12.10.23	Commessa
03	MODIFICA INTESAZIONE	SL	RL	08.06.22	EL21/020
02	MODIFICA LAYOUT	SL	RL	05.04.22	Disegno numero
01	MODIFICA LAYOUT	SL	RL	30.04.21	.
00	PRIMA EMISSIONE	SL	RL	02.04.21	Scala.
Rev.	Descrizione	Eseguito da	Verificato da	Data	

OGGETTO
 PROGETTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO FANO 1
 SCHEMA UNIFILARE GENERALE

TAVOLA
01

Elettroteam s.r.l.
STUDIO TECNICO
 VERIFICHE PROGETTAZIONE E COLLAUDO DI IMPIANTI ELETTRICI DI LIBE' R. E LIBE' S.
 VIALE RIMEMBRANZE 36/B - 26900 LODI (LO)
 TEL. 0371/610652 - info@studioelettroteam.it

CCI Controllore centrale d'impianto
 PG Protezione generale
 PI Protezione d'interfaccia
 DG Dispositivo generale
 DDI Dispositivo d'interfaccia
 DDR Dispositivo di rinalzo
 DDG Dispositivo generatore
 INV Inverter fotovoltaici
 AD Avviamento differito per energizzazione trasformatori
 Step 1: 3600 kVA
 Step 2: 3000 kVA



TIPO MODULO	JINKO SOLAR TIGER NEO N-TYPE 72HL4-V
POTENZA MODULO	585 W
NUMERO MODULI	14.612
NUMERO MODULI PER STRINGA	26
NUMERO DI STRINGHE	562
TIPO INVERTER	SUNGROW - SG250HX
NUMERO INVERTER	26
TIPO POWER STATION 1A	GEM-SGW250-3500/14
TIPO POWER STATION 1B	GEM-SGW250-3000/12
NUMERO POWER STATION	2
POTENZA INSTALLATA MODULI	8.548,02 kWp
POTENZA NOMINALE INVERTER	5.850 kW
POTENZA NOMINALE IMPIANTO	5.850 kW
POTENZA MASSIMA IMMESA	5.850 kW

COMMITTENTE
 JUWI DEVELOPMENT 07 SRL
 VIA VITTOR PISANI 20
 MILANO

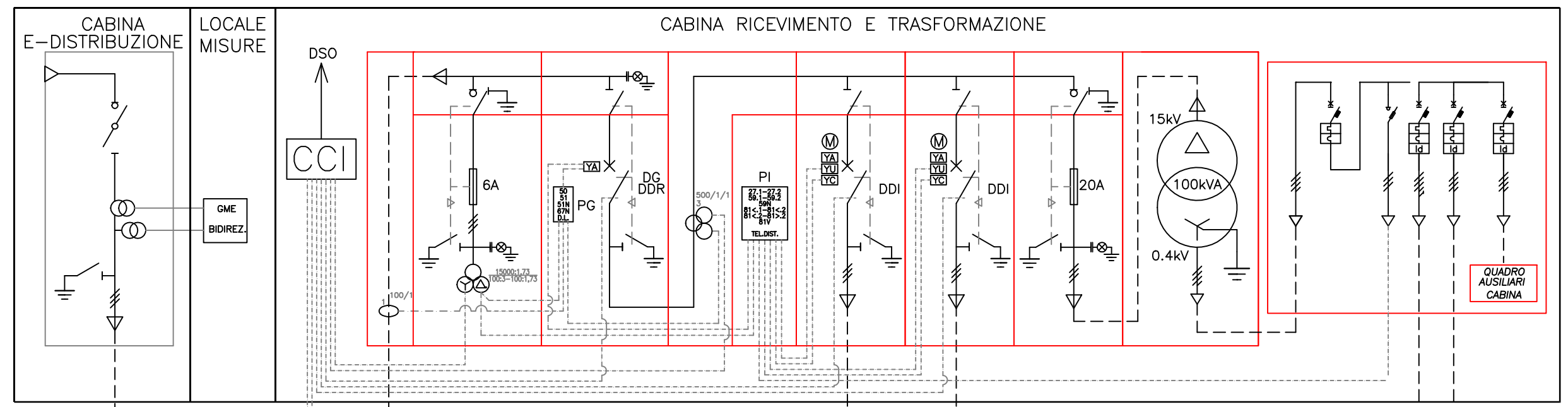
IMPIANTO
 JUWI DEVELOPMENT 07 SRL
 VIA PAPIRIA SNC
 FANO (PU)

04	INTEGRAZIONI	SL	RL	12.10.23	Commessa
03	MODIFICA INTESAZIONE	SL	RL	08.06.22	EL21/020
02	MODIFICA LAYOUT	SL	RL	05.04.22	Disegno numero
01	MODIFICA LAYOUT	SL	RL	30.04.21	.
00	PRIMA EMISSIONE	SL	RL	02.04.21	Scala.
Rev.	Descrizione	Eseguito da	Verificato da	Data	

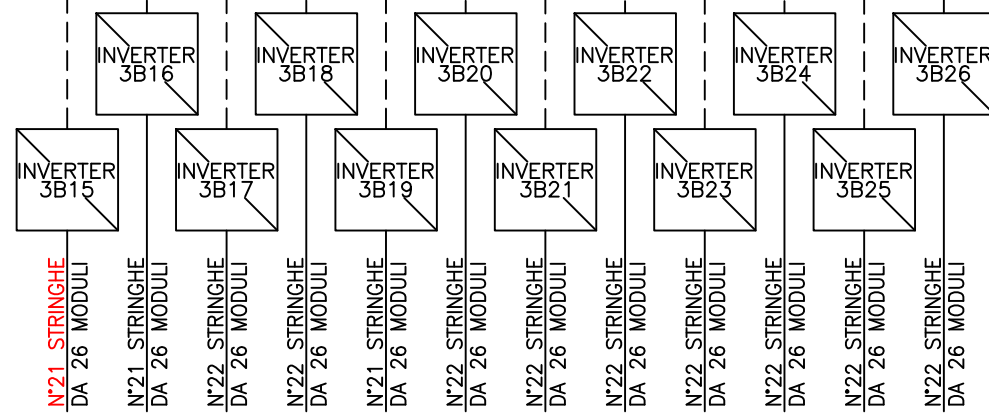
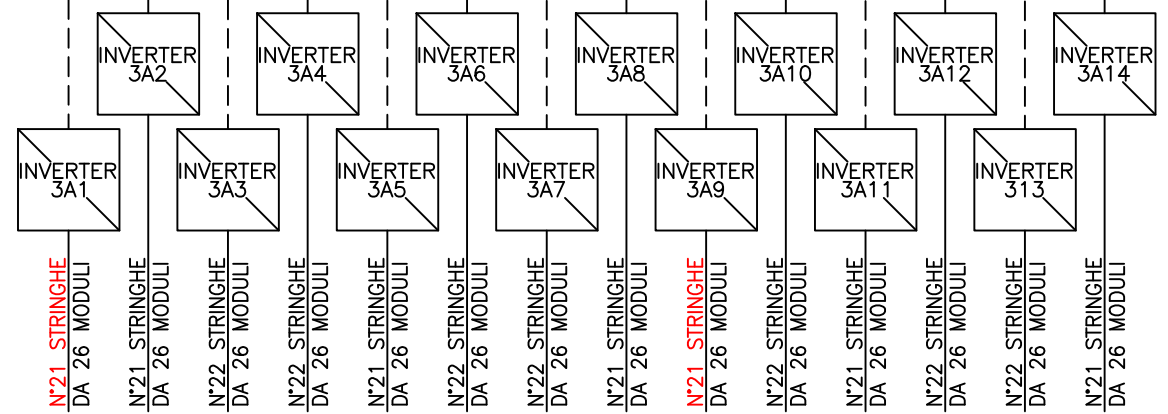
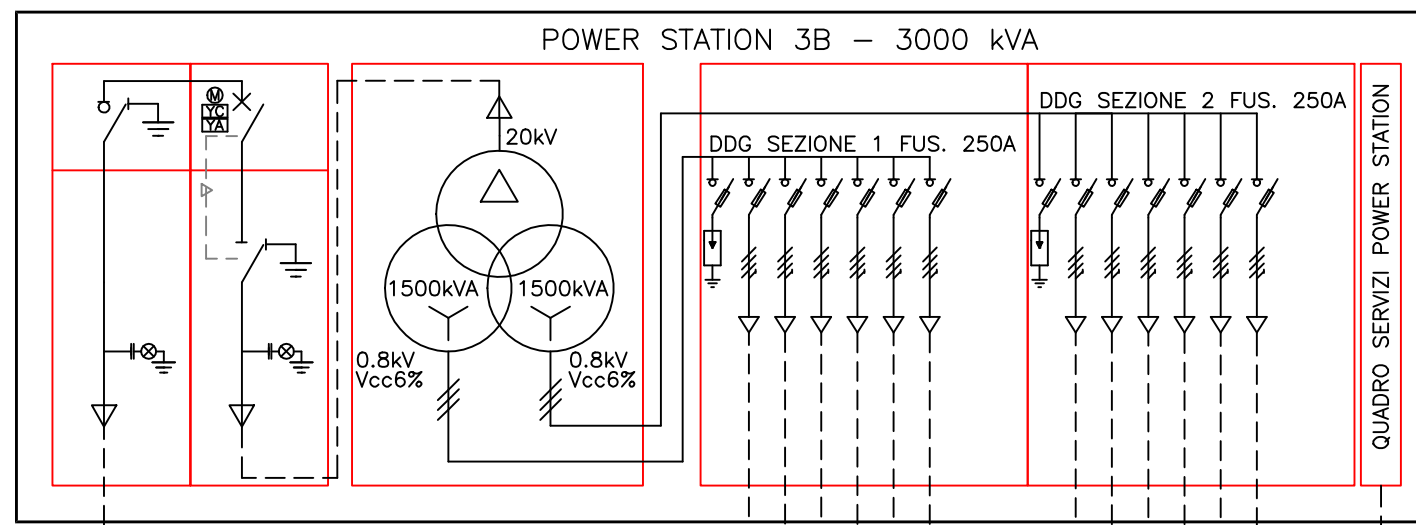
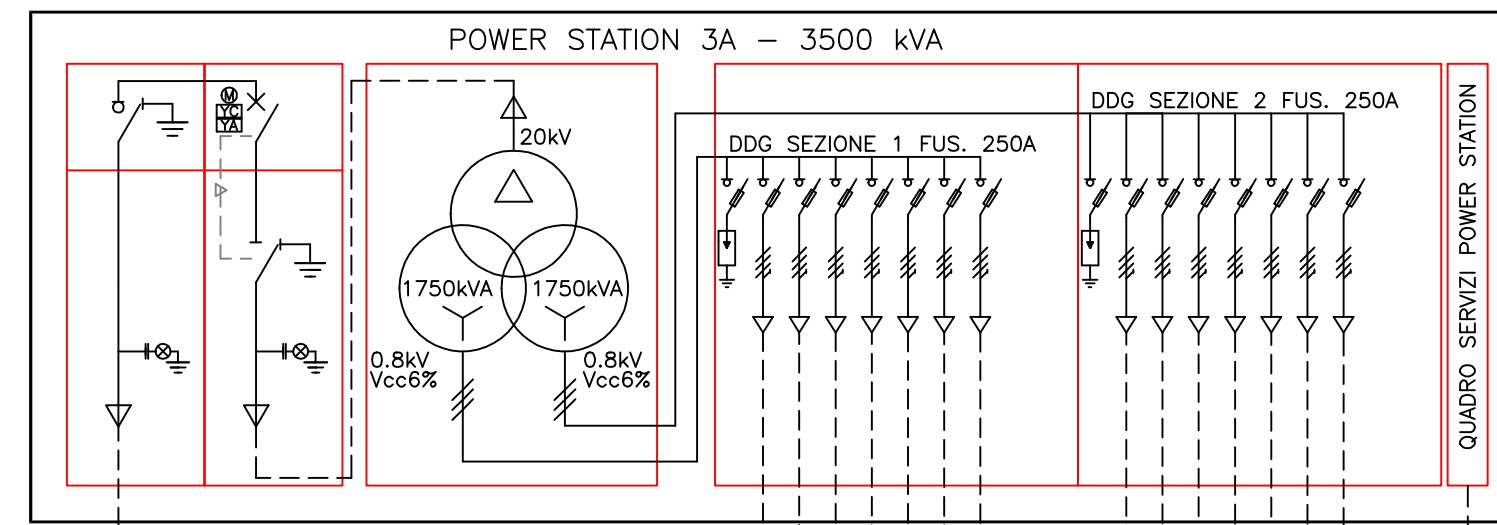
OGGETTO
 PROGETTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO FANO 2
 SCHEMA UNIFILARE GENERALE

TAVOLA
02

Elettroteam s.r.l.
STUDIO TECNICO
 VERIFICHE PROGETTAZIONE E COLLAUDO DI IMPIANTI ELETTRICI DI LIBE' R. E LIBE' S.
 VIALE RIMEMBRANZE 36/B - 26900 LODI (LO)
 TEL. 0371/610652 - info@studioelettroteam.it



- CCI Controllore centrale d'impianto
- PG Protezione generale
- PI Protezione d'interfaccia
- DG Dispositivo generale
- DDR Dispositivo d'interfaccia
- DDG Dispositivo di rinalzo
- DDG Dispositivo generatore
- INV Inverter fotovoltaici
- AD Avviamento differito per energizzazione trasformatori
- Step 1: 3600 kVA
- Step 2: 3000 kVA



TIPO MODULO	JINKO SOLAR TIGER NEO N-TYPE 72HL4-V
POTENZA MODULO	585 W
NUMERO MODULI	14.612
NUMERO MODULI PER STRINGA	26
NUMERO DI STRINGHE	562
TIPO INVERTER	SUNGROW - SG250HX
NUMERO INVERTER	26
TIPO POWER STATION 1A	GEM-SGW250-3500/14
TIPO POWER STATION 1B	GEM-SGW250-3000/12
NUMERO POWER STATION	2
POTENZA INSTALLATA MODULI	8.548,02 kWp
POTENZA NOMINALE INVERTER	5.850 kW
POTENZA NOMINALE IMPIANTO	5.850 kW
POTENZA MASSIMA IMMESSA	5.850 kW

COMMITTENTE
 JUWI DEVELOPMENT 07 SRL
 VIA VITTOR PISANI 20
 MILANO

IMPIANTO
 JUWI DEVELOPMENT 07 SRL
 VIA PAPIRIA SNC
 FANO (PU)

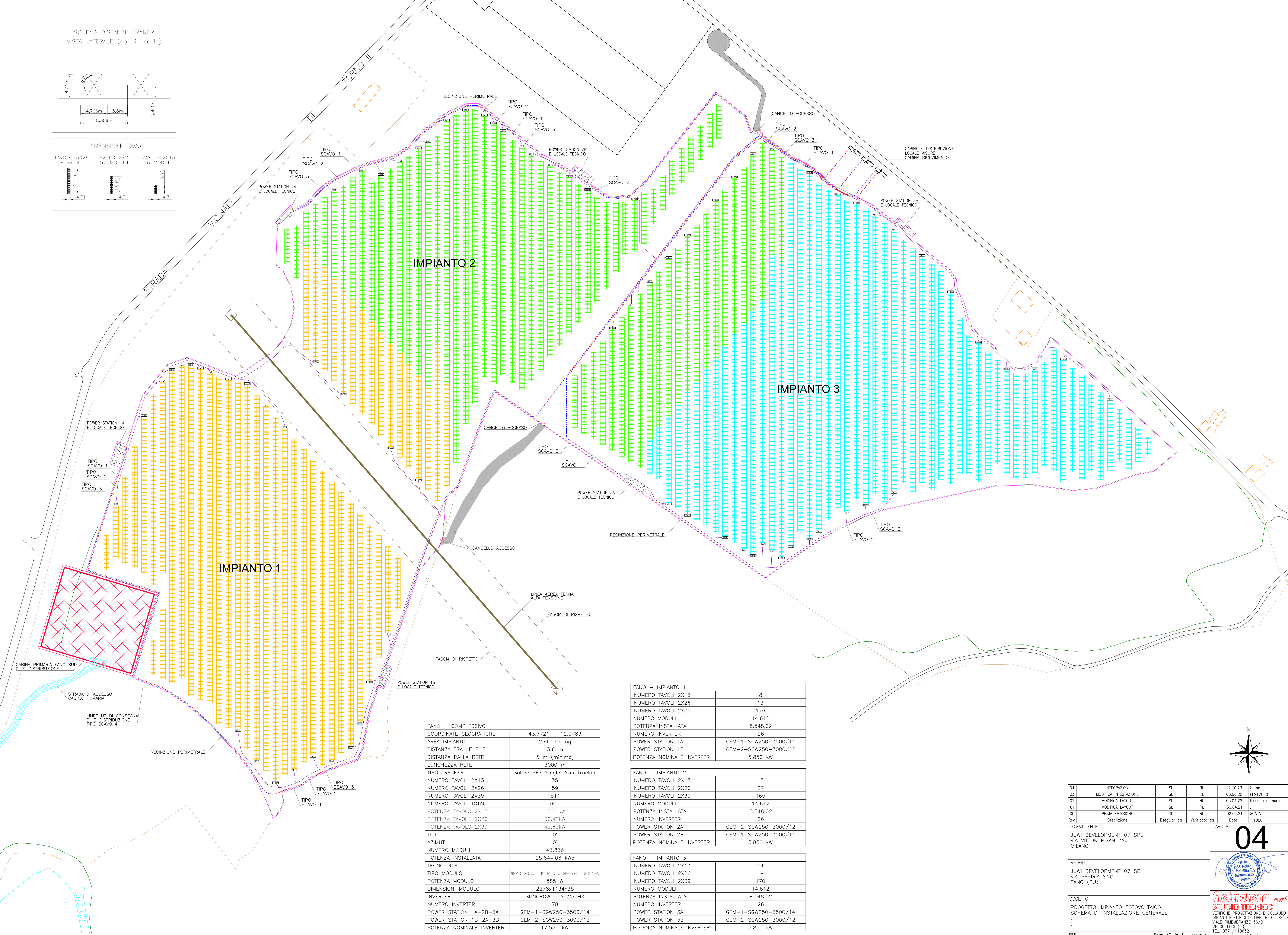
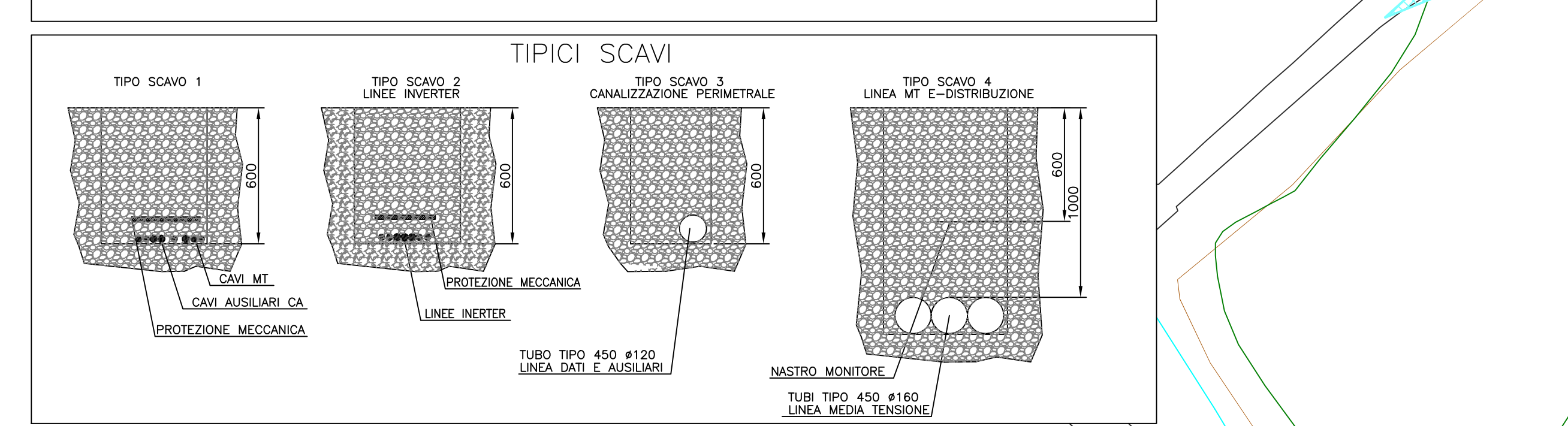
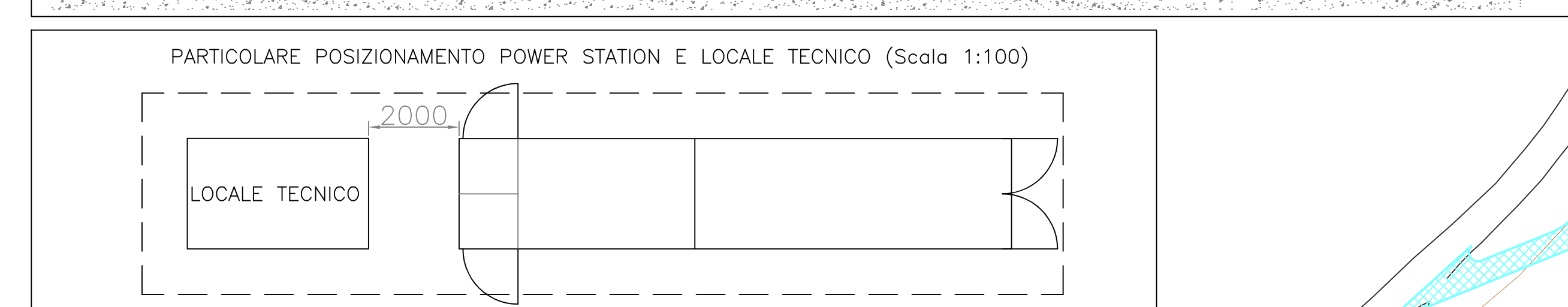
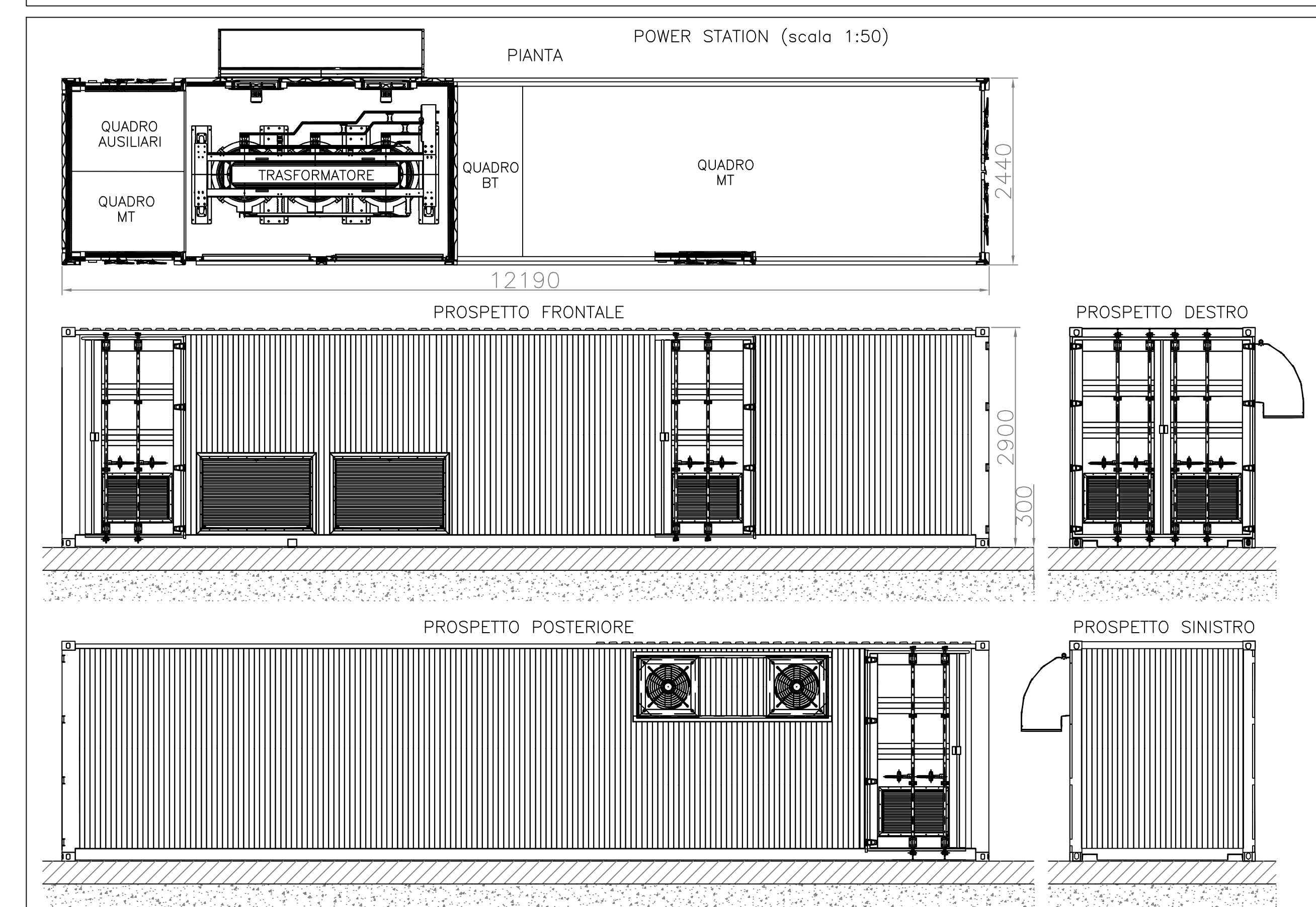
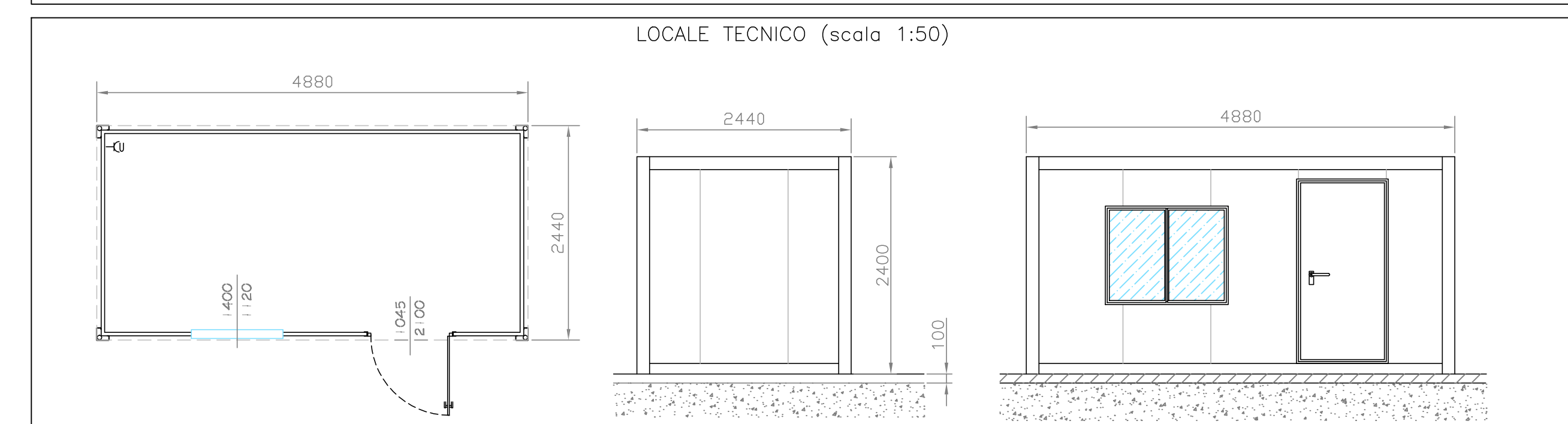
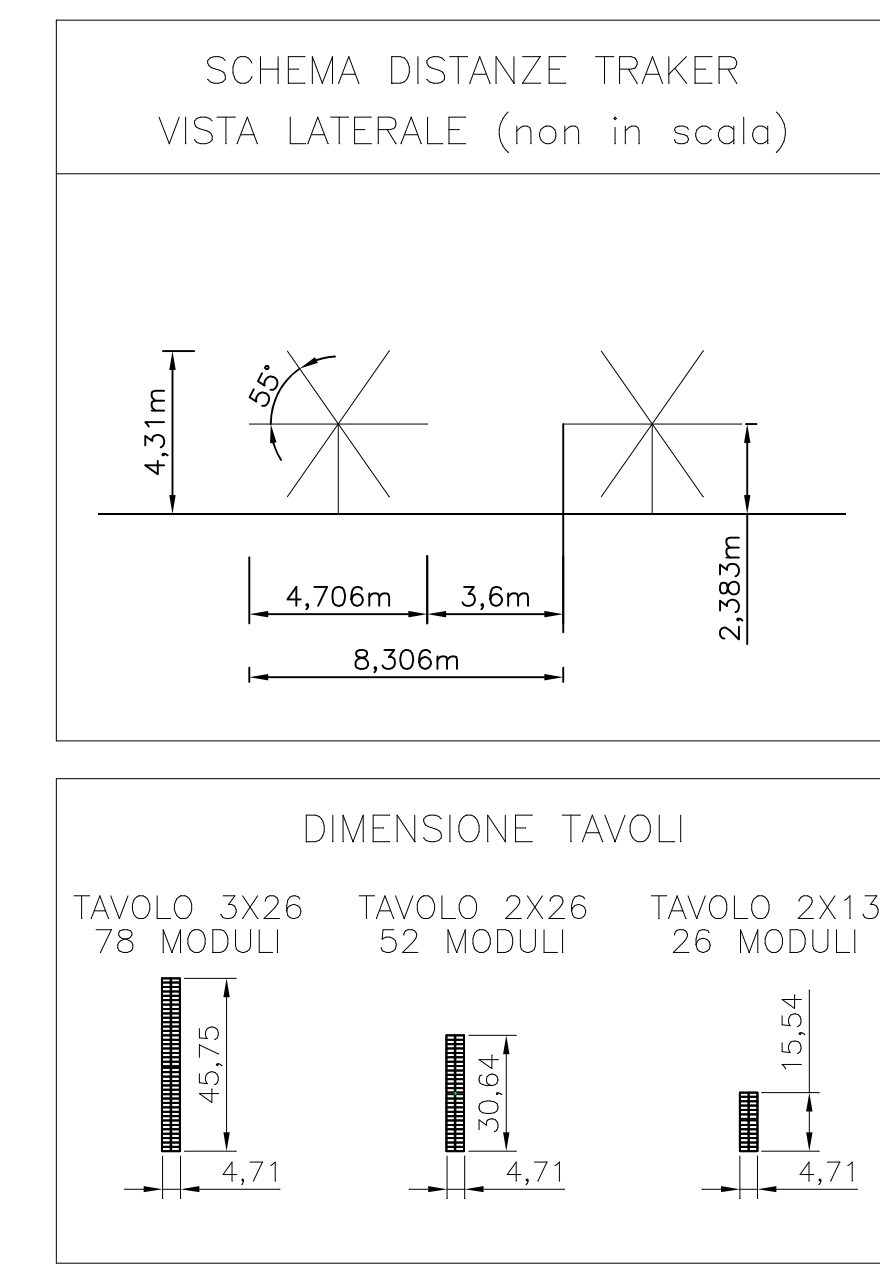
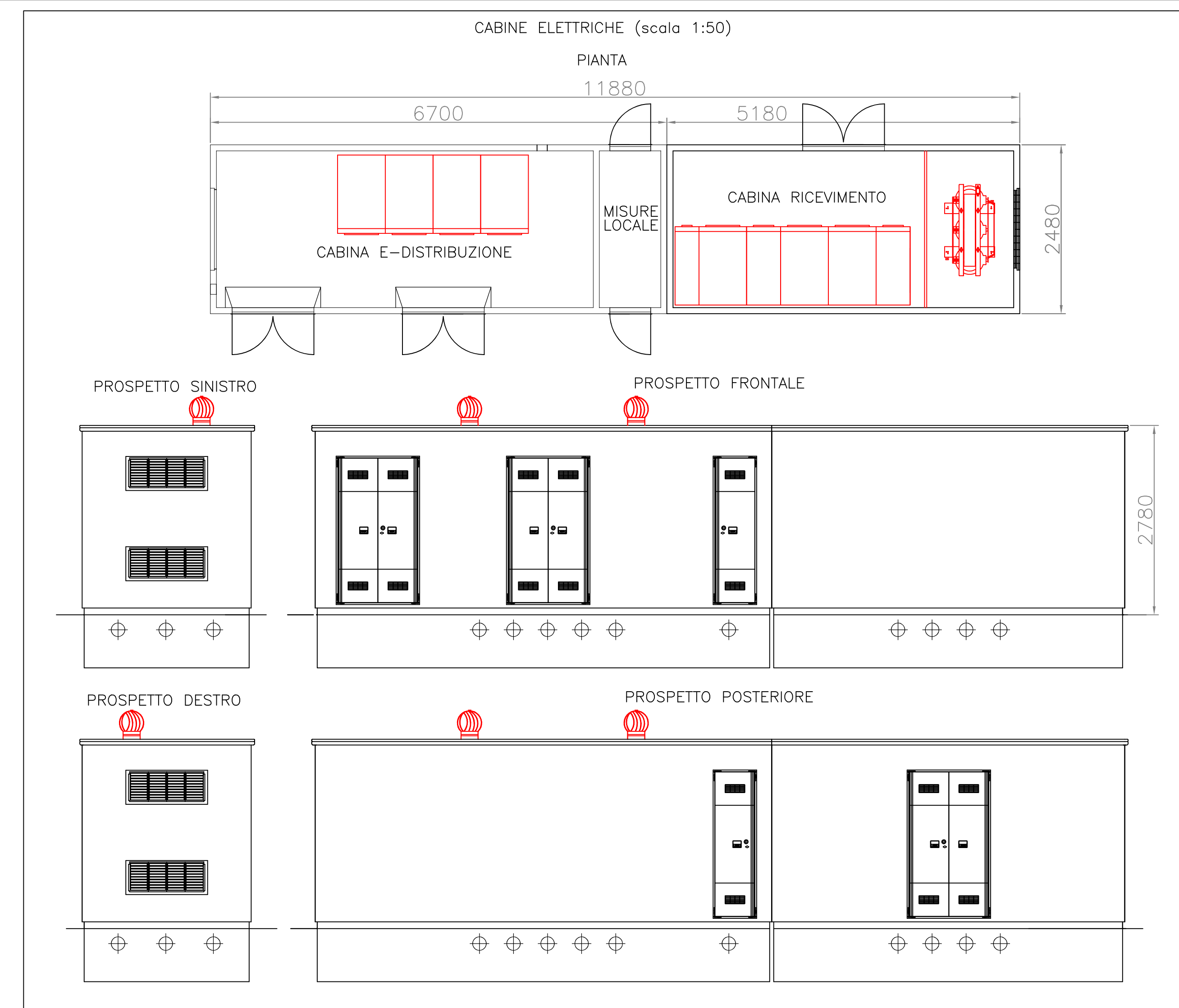
04	MODIFICA LAYOUT	SL	RL	12.10.23	Commessa
03	MODIFICA INTESAZIONE	SL	RL	08.06.22	EL21/020
02	MODIFICA LAYOUT	SL	RL	05.04.22	Disegno numero
01	MODIFICA LAYOUT	SL	RL	30.04.21	.
00	PRIMA EMISSIONE	SL	RL	02.04.21	Scala.
Rev.	Descrizione	Eseguito da	Verificato da	Data	

OGGETTO
 PROGETTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO FANO 3
 SCHEMA UNIFILARE GENERALE

TAVOLA
03



Elettroteam s.r.l.
STUDIO TECNICO
 VERIFICHE PROGETTAZIONE E COLLAUDO DI
 IMPIANTI ELETTRICI DI LIBE' R. E LIBE' S.
 VIALE RIMEMBRANZE 36/B - 26900 LODI (LO)
 TEL. 0371/610652 - info@studioelettroteam.it



FANO - COMPLESSIVO

COORDINATE GEOGRAFICHE	43,7721 - 12,9783
AREA IMPIANTO	264.190 mq
DISTANZA TRA LE FILE	3,6 m
DISTANZA DALLA RETE	5 m (minima)
LUNGHEZZA RETE	3000 m
TIPO TRACKER	Soltec SF7 Single-Axis Tracker
NUMERO TAVOLI 2X13	35
NUMERO TAVOLI 2X26	59
NUMERO TAVOLI 2X39	511
NUMERO TAVOLI TOTALI	605
POTENZA TAVOLO 2X13	15,21kW
POTENZA TAVOLO 2X26	30,42kW
POTENZA TAVOLO 2X39	45,63kW
TILT	0°
AZIMUT	0°
NUMERO MODULI	43.836
POTENZA INSTALLATA	25.644,06 kWp
TECNOLOGIA	LINKO SOLAR TIGER NED N-TYPE 72HL4-V
TIPO MODULO	585 W
POTENZA MODULO	2278x1134x35
INVERTER	SUNGROW - SG250HX
NUMERO INVERTER	78
POWER STATION 1A-2B-3A	GEM-1-SGW250-3500/14
POWER STATION 1B-2A-3B	GEM-2-SGW250-3000/12
POTENZA NOMINALE INVERTER	17.550 kW

FANO - IMPIANTO 1

NUMERO TAVOLI 2X13	8
NUMERO TAVOLI 2X26	13
NUMERO TAVOLI 2X39	176
NUMERO MODULI	14.612
POTENZA INSTALLATA	8.548,02
NUMERO INVERTER	26
POWER STATION 1A	GEM-1-SGW250-3500/14
POWER STATION 1B	GEM-2-SGW250-3000/12
POTENZA NOMINALE INVERTER	5.850 kW

FANO - IMPIANTO 2

NUMERO TAVOLI 2X13	13
NUMERO TAVOLI 2X26	27
NUMERO TAVOLI 2X39	165
NUMERO MODULI	14.612
POTENZA INSTALLATA	8.548,02
NUMERO INVERTER	26
POWER STATION 2A	GEM-2-SGW250-3000/12
POWER STATION 2B	GEM-1-SGW250-3500/14
POTENZA NOMINALE INVERTER	5.850 kW

FANO - IMPIANTO 3

NUMERO TAVOLI 2X13	14
NUMERO TAVOLI 2X26	19
NUMERO TAVOLI 2X39	170
NUMERO MODULI	14.612
POTENZA INSTALLATA	8.548,02
NUMERO INVERTER	26
POWER STATION 3A	GEM-1-SGW250-3500/14
POWER STATION 3B	GEM-2-SGW250-3000/12
POTENZA NOMINALE INVERTER	5.850 kW

04	INTEGRAZIONI	SL	RL	12.10.23	Commissa
03	MODIFICA INTESTAZIONE	SL	RL	08.06.22	El.21/020
02	MODIFICA LAYOUT	SL	RL	05.04.22	Disegno numero
01	MODIFICA LAYOUT	SL	RL	30.04.21	
00	PRIMA EMISSIONE	SL	RL	02.04.21	SCALA
Rev	Descrizione	Eseguito da	Verificato da	Data	1:1000

COMMITTENTE
JUWI DEVELOPMENT 07 SRL
VIA VITTOR PISANI 20
MILANO

IMPIANTO
JUWI DEVELOPMENT 07 SRL
VIA PAPIRIA SNC
FANO (PU)

OGGETTO
PROGETTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
SCHEMA DI INSTALLAZIONE GENERALE

FILE

Form. A0 Fig. 1 segue /

TAVOLA
04

Per info
02-904880
02-904881
02-904882
02-904883
02-904884

Electroteam s.r.l.
STUDIO TECNICO
VERIFICHE PROGETTAZIONE E COLLAUDO DI
IMPIANTI ELETTRICI DI LINEE R. E. LINEE S.
VIALE RINASCIMENTO 36/B
20090 LODI (LO)
TEL. 0371/619652
Mail: info@studielectroteam.it

Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 565-585 Watt MONO-FACIAL MODULE

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

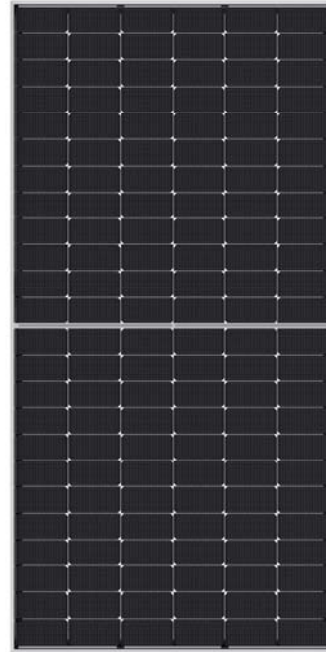
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.

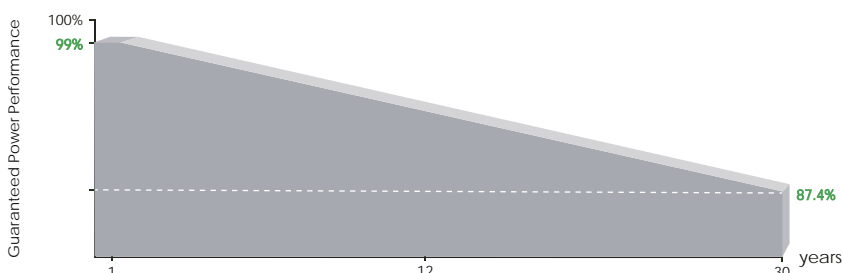


Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

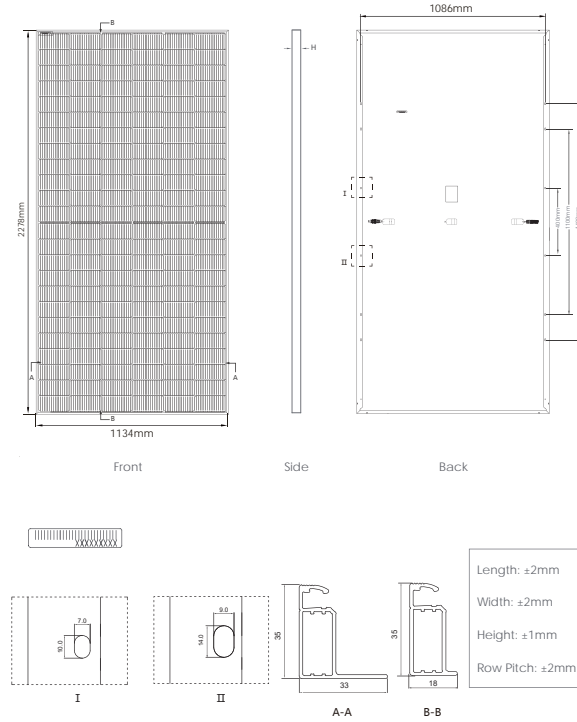


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings

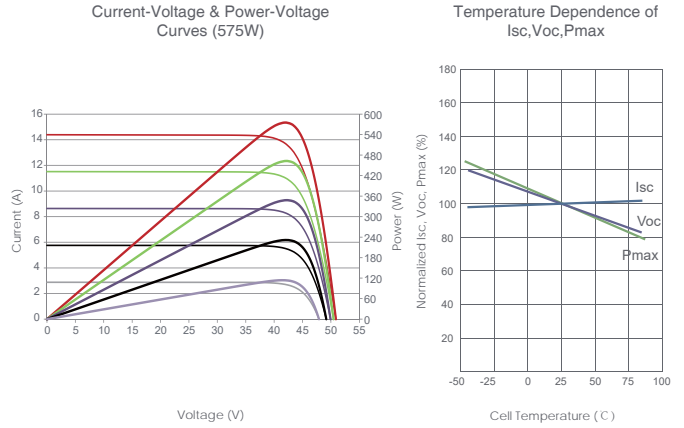


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×35mm (89.69×44.65×1.38 inch)
Weight	28 kg (61.73 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM565N-72HL4 JKM565N-72HL4-V		JKM570N-72HL4 JKM570N-72HL4-V		JKM575N-72HL4 JKM575N-72HL4-V		JKM580N-72HL4 JKM580N-72HL4-V		JKM585N-72HL4 JKM585N-72HL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp	580Wp	436Wp	585Wp	440Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.92V	39.38V	42.07V	39.51V	42.22V	39.60V	42.37V	39.69V	42.52V	39.81V
Maximum Power Current (Imp)	13.48A	10.79A	13.55A	10.85A	13.62A	10.92A	13.69A	10.99A	13.76A	11.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.60V	48.06V	50.74V	48.20V	50.88V	48.33V	51.02V	48.46V	51.16V	48.60V
Short-circuit Current (Isc)	14.23A	11.49A	14.31A	11.55A	14.39A	11.62A	14.47A	11.68A	14.55A	11.75A
Module Efficiency STC (%)	21.87%		22.07%		22.26%		22.45%		22.65%	
Operating Temperature(°C)	-40°C ~ +85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0 ~ +3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.045%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s