

REGIONE BASILICATA



PROVINCIA DI POTENZA



COMUNE DI PALAZZO
SAN GERVASIO



Denominazione impianto:

MASSERIA PALERMO

Ubicazione:

Comune di Palazzo San Gervasio (PZ)
Località "Masseria Palermo"

Foglio: 24

Particelle: varie

PROGETTO DEFINITIVO

per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico da ubicare in agro nel comune di Palazzo San Gervasio (PZ) in località "Masseria Palermo", potenza nominale pari a 19,68372 MW in DC e potenza in immissione pari a 18,72 MW in AC, e delle relative opere di connessione alla RTN ricadenti nel comune di Palazzo San Gervasio (PZ).

PROPONENTE



BRINDISI ENERGIA1
SRL

BRINDISI ENERGIA1 S.R.L.

Corso Libertà n.17, Vercelli (VC) 13100

P.IVA 02728360021

Pec: brindisienergia1@legalmail.it

ELABORATO

Calcoli preliminari sugli impianti

Tav. n°

A.7a

Scala

Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo	Eseguito	Verificato	Approvato
	Rev 0	Marzo 2022	Istanza per l'avvio del procedimento di rilascio del provvedimento di VIA nell'ambito del provvedimento unico in materia ambientale ai sensi dell'art.27 del D.Lgs.152/2006 e ss.mm.ii.			

PROGETTAZIONE

GRM GROUP S.R.L.

Sede Operativa: Via Caduti di Nassiriya N.179

70022 Altamura (BA)

Sede Legale: Via Tirreno n.63

85100 Potenza (PZ)

PEC: grmgroupsrl@pec.it

Ing. Saverio Gramegna

Cell: 3286812690

IL TECNICO

Dott. Ingegnere NICOLA INCAMPO

Altamura BA-70022

P.IVA 08150200723

Ordine Ingegneri di Bari n°6280

PEC: nicola.incampo6280@pec.ordingbari



Spazio riservato agli Enti

CALCOLI PRELIMINARI SUGLI IMPIANTI	2
PREMESSA	2
DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE	2
RIFERIMENTI NORMATIVI	3
TERNA	9
CRITERIO GENERALE DI CALCOLO	9
CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA	10
DATI GENERALI DEL PROGETTO	13
CALCOLI E VERIFICHE ELETTRICHE	18

CALCOLI PRELIMINARI SUGLI IMPIANTI

PREMESSA

Il sottoscritto ing. Nicola Incampo, nato ad Altamura il 31/03/1972, C.F. NCMNCL72C31A225M, regolarmente iscritto all'Albo degli Ingegneri della Provincia di Bari col n. 6280, progettista della INF di Felice Incampo, con sede in Via Golgota 3/B – 70022 Altamura (BA), P.I. 08150200723 incaricata dalla Brindisi Energia1 SRL, con sede Corso Libertà n.17, Vercelli (VC) 13100, della progettazione dell'impianto elettrico a servizio dell'impianto agrovoltaiico da ubicare in agro nel comune di Palazzo San Gervasio (PZ) in località "Masseria Palermo", potenza nominale pari a 19,68372 MW in DC e potenza in immissione pari a 18,72 MW in AC, e delle relative opere di connessione alla RTN ricadenti nel comune di Palazzo San Gervasio (PZ), redige la presente relazione tecnica relativa ai calcoli preliminari sugli impianti elettrici.

Il progetto è finalizzato alla produzione della cosiddetta energia elettrica "pulita" e ben si inquadra nel disegno nazionale di incremento delle risorse energetiche utilizzando fonti alternative a quelle di sfruttamento dei combustibili fossili, ormai reputate spesso dannose per gli ecosistemi e per la salvaguardia ambientale.

DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE

Il progetto in esame è proposto dalla società:

BRINDISI ENERGIA1 S.R.L.



**BRINDISI ENERGIA1
SRL**

Corso Libertà n.17, Vercelli (VC) 13100

P.IVA 02728360021

Pec: brindisienergia1@legalmail.it

RIFERIMENTI NORMATIVI

Gli impianti agrovoltai e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

Normativa generale

Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007: Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

Decreto Legislativo n. 387 del 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.

Legge n. 239 del 23-08-2004: riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006: disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 115 del 30-05-2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

Decreto Legislativo n. 56 del 29-03-2010: modifiche e integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115.

Decreto del presidente della repubblica n. 59 del 02-04-2009: regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia.

Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007: attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

Decreto Legge n. 73 del 18-06-2007: testo coordinato del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73.

Decreto 2-03-2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Legge n. 99 del 23 luglio 2009: disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.

Legge 13 Agosto 2010, n. 129 (GU n. 192 del 18-8-2010): Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi. (Art. 1-septies - Ulteriori disposizioni in materia di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili).

Decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Decreto legge del 22 giugno 2012, n. 83: misure urgenti per la crescita del Paese.

Legge 11 agosto 2014, n. 116: conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, recante disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea. (GU Serie Generale n.192 del 20-8-2014 - Suppl. Ordinario n. 72).

Decreto Ministero dello sviluppo economico del 19 maggio 2015 (GU n.121 del 27-5-2015): approvazione del modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici.

Sicurezza

D.Lgs. 81/2008: (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e succ. mod. e int.

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

Ministero dell'interno

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - DCPREV, prot.5158 - Edizione 2012.

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Nota DCPREV, prot.1324 - Edizione 2012.

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Chiarimenti alla Nota DCPREV, prot.1324 "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici – Edizione 2012".

Normativa fotovoltaica

CEI 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI 82-25; V2: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI EN 60904-1(CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.

CEI EN 62108 (82-30): moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto

5

e approvazione di tipo.

CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

CEI EN 50521 (CEI 82-31): connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.

CEI EN 50524 (CEI 82-34): fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici.

CEI EN 50530 (CEI 82-35): rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

EN 62446 (CEI 82-38): grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.

CEI 20-91: cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

CEI 0-16: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 0-21: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

CEI EN 50438 (CT 311-1): prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.

CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata

CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

CEI EN 60445 (CEI 16-2): principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

CEI EN 60529 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice IP).

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

CEI EN 50470-1 (CEI 13-52): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C).

CEI EN 50470-3 (CEI 13-54): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).

CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini.

CEI 81-3: valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.

CEI 20-19: cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 20-20: cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008: requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

Connessione

Delibera ARG/ELT n. 33-08: condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.

Deliberazione 84/2012/R/EEL: interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Ritiro dedicato

Delibera ARG/ELT n. 280-07: modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387-03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239-04.

Servizio di misura

Delibera ARG/ELT n. 88-07: disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

TIME (2016-2019) - Allegato B Delibera 654/2015/R/EEL: testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica.

TICA

Delibera ARG/ELT n. 99-08 TICA: 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).

Deliberazione ARG/ELT 124/10: Istituzione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDI) e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.

Deliberazione ARG/ELT n. 181-10: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 agosto 2010, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

TISP

Delibera ARG/ELT n. 188-05: definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 con modifiche e integrazioni introdotte con le delibere n. 40/06, n. 260/06, 90/07, ARG/ELT 74/08 e ARG/ELT 1/09.

TISP - Delibera ARG/ELT n. 74-08: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto.

Delibera ARG/ELT n.1-09: attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

TISP 2013 Deliberazione n. 570/2012/R/EFR - Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l'anno 2013.

TISP 2014 - Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/EEL: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto con integrazioni e modifiche apportate con deliberazioni 578/2013/R/EEL, 614/2013/R/EEL e 612/2014/R/EEL.

Documento per la consultazione 488/2013/R/EFR: scambio sul posto: aggiornamento del limite massimo per la restituzione degli oneri generali di sistema nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

TERNA

Gestione transitoria dei flussi informativi per GAUDÌ.

GAUDÌ - Gestione anagrafica unica degli impianti e delle unità di produzione.

FAQ GAUDÌ

Requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT (Allegato A.68).

Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna (Allegato A.69).

Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita (Allegato A.70).

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

CRITERIO GENERALE DI CALCOLO

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo

ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

Al fine di contenere le perdite totali, un corretto dimensionamento della distanza tra le strutture e l'assenza di altre costruzioni rilevanti in prossimità dell'impianto, consentono di ritenere le perdite per riflessione e per ombreggiamento trascurabili.

Una buona scelta delle apparecchiature (moduli fotovoltaici e inverter) e la loro corretta installazione consente di limitare al massimo le perdite per effetto della temperatura.

Analogamente in fase di installazione una buona selezione dei moduli per la formazione delle stringhe, sulla base delle caratteristiche elettriche riportate nei flash report dei lotti di produzione dei moduli, e la formazione delle stringhe con moduli caratteristiche elettriche uguali (a meno di piccole differenze) ma soprattutto aventi tensioni nominali molto simili, consente di limitare l'effetto delle correnti parassite che si determinano tra apparecchiature con tensioni differenti, e di conseguenza di limitare le perdite dovute al mismatching dei moduli.

Pertanto per consentire di massimizzare le perdite di energia vanno tenute in debita considerazione le perdite nei circuiti in corrente continua ed in corrente alternata.

Ciò si concretizza con il corretto dimensionamento delle sezioni dei circuiti, che devono essere tali da contenere la caduta di tensione globale dell'impianto entro l'ordine del 4%, ma anche tali da contenere il costo di realizzazione dell'impianto.

Un corretto dimensionamento del sistema consente inoltre di garantirne il corretto funzionamento, occorre infatti ricordare che tutti gli inverter sono caratterizzati da una tensione massima di esercizio, ma anche di un range di tensione in ingresso entro il quale è garantito il funzionamento dell'inverter e nel quale si ha la conversione di energia da continua in alternata, ora poiché i moduli fotovoltaici hanno una caratteristica corrente tensione che varia al variare della temperatura secondo dei coefficienti caratteristici di temperatura di ciascun modulo, occorre verificare che le caratteristiche elettriche della stringa siano compatibili con quelle dell'inverter, al fine di evitarne danneggiamenti e di consentirne il corretto funzionamento.

Occorre pertanto una volta scelti inverter e moduli fotovoltaici, ed aver determinato il numero di moduli da collegare in serie a formare la stringa, verificate che in corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT

minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a $-10\ ^\circ\text{C}$ minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a $-10\ ^\circ\text{C}$ minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a $-10\ ^\circ\text{C}$ minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico a esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

DATI GENERALI DEL PROGETTO

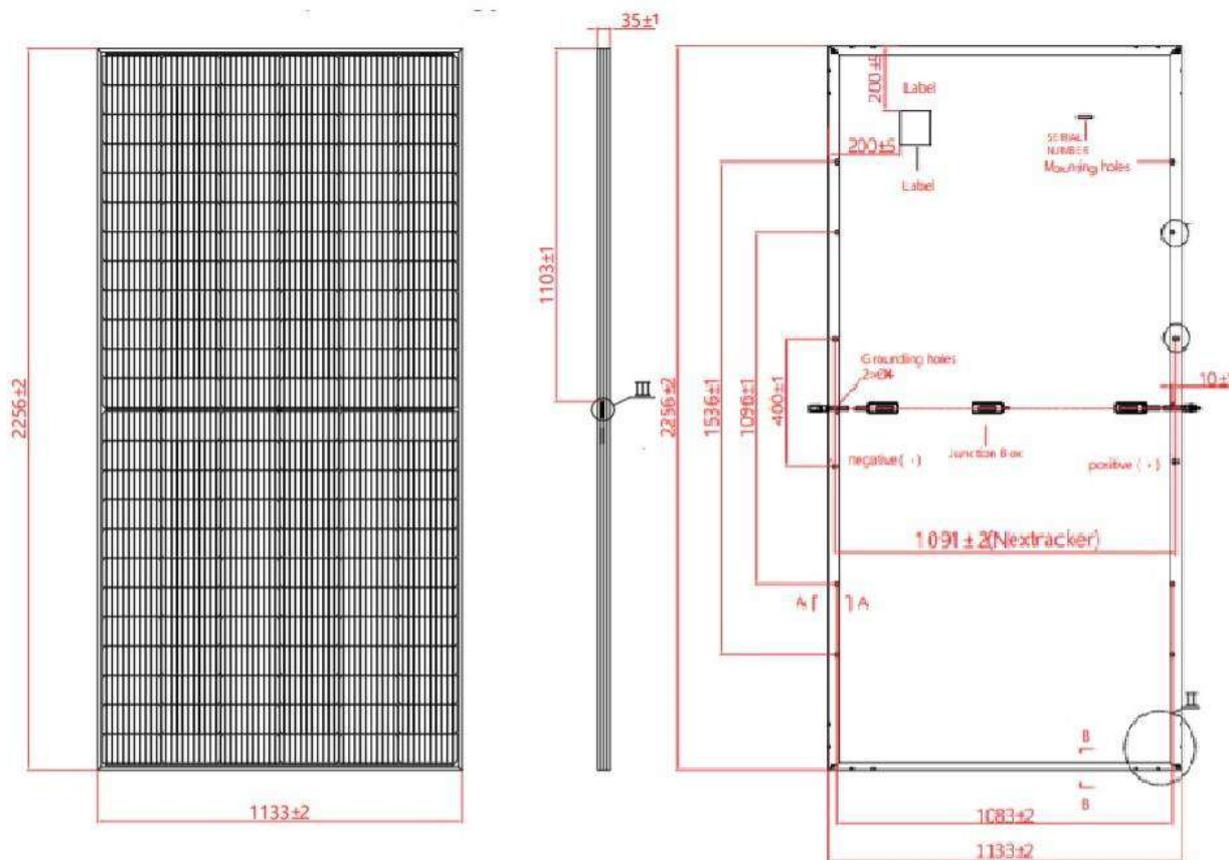
I moduli fotovoltaici sono i **Seraphim SRP-540-BMA-HV** in silicio monocristallino da 144 celle di dimensioni 2256 x 1133 x 35 mm, da 535 Wp ovvero ad alta efficienza, e ciò garantisce a parità di potenza installata una minore occupazione del suolo rispetto a moduli con efficienza standard



SHIFTING • THE FUTURE
www.seraphim-energy.com

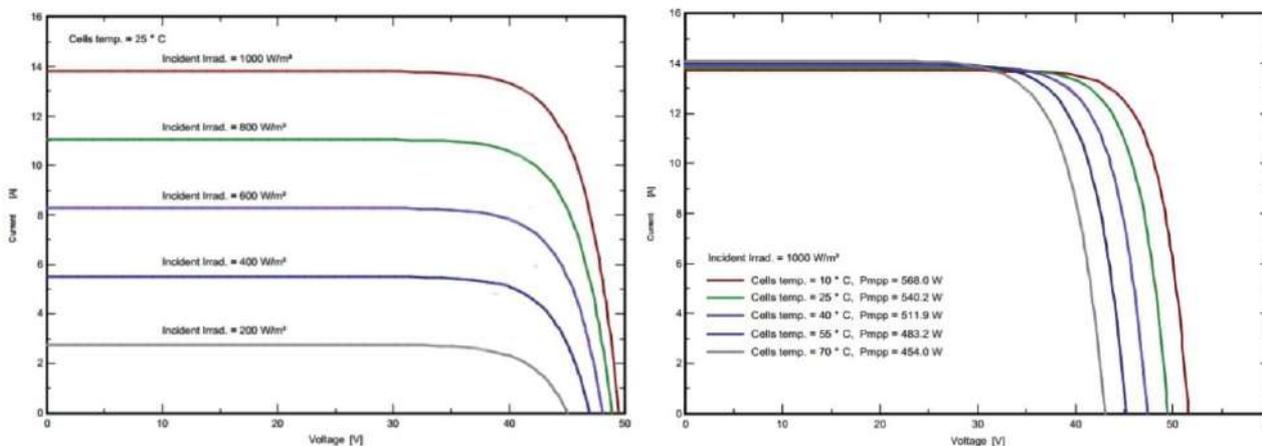


Sono caratterizzati da una cornice in alluminio e da una lastra di protezione delle celle in EVA, che garantiscono una elevata resistenza meccanica, una resistenza al fuoco di classe A tipo 3 oltre a ottime prestazioni da un punto di vista di minori perdite per le connessioni elettriche, minori perdite dovute ad ombreggiamenti e minori perdite per temperature.



I moduli scelti sono caratterizzati da elevate efficienza, oltre che da tolleranze positive e da buona insensibilità alle variazioni delle tensioni al variare delle temperature, come evidenziato dalle seguenti curve caratteristiche.

I-V Curve



E dai seguenti parametri tecnici



Electrical Characteristics

Module Type	SRP-525-BMA-HV	SRP-530-BMA-HV	SRP-535-BMA-HV
	STC	STC	STC
Maximum Power at STC (Pmp)	525	530	535
Open Circuit Voltage (Voc)	49.20	49.33	49.40
Short Circuit Current (Isc)	13.50	13.60	13.70
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.78	41.03	41.29
Maximum Power Current (Imp)	12.88	12.92	12.96
Module Efficiency at STC(η_m)	20.54	20.74	20.93
Power Tolerance	(0, +3%)		
Maximum System Voltage	1500V DC		
Maximum Series Fuse Rating	25 A		

STC: Irradiance 1000 W/m² module temperature 25°C AM=1.5

Temperature Characteristics

Pmax Temperature Coefficient	-0.35 %/°C
Voc Temperature Coefficient	-0.27 %/°C
Isc Temperature Coefficient	+0.05 %/°C
Operating Temperature	-40 ~ +85 °C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2 °C

Mechanical Specifications

External Dimensions	2256 x 1133 x 35 mm
Weight	28 kg
Solar Cells	PERC Mono (144 pcs)
Front Glass	3.2 mm AR coating tempered glass, low iron
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68,3 diodes
Output Cables	4.0 mm ² , Portrait:350mm(+)/450mm(-); Landscape:1300mm
Mechanical Load	Front side 5400Pa/ Rear side 2400Pa

E posseggono le seguenti certificazioni:

- ISO 9001:2015 / Quality management system
- ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
- OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety
- IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE
- CSA / IEC61701 ED2: VDE / IEC62716: VDE

Per quanto riguarda gli inverter il progetto prevede l'utilizzo di inverter di stringa **SUNGROW - SG250HX da 250 kW**.

Gli inverter di stringa raccolgono le stringhe di ciascun sottocampo e le parallelano per trasmettere l'energia prodotta al quadro di parallelo in AC e di qui al Trasformatore elevatore.

Nel progetto in esame si fa uso di 21 Inverter di stringa con 12 MPPT su cui sono parallelate mediamente 20 stringhe.

La scelta di utilizzare inverter di stringa con tensione di sistema massima a 1500 V sul lato DC, e di 800 V sul lato AC, consente una distribuzione baricentrica dei carichi elettrici ed una ottimizzazione della distribuzione dell'energia, che si traduce in sezioni di cavi ridotte e perdite di energia per effetto Joule contenute.

Riportiamo di seguito le caratteristiche dell'inverter:



Le caratteristiche elettriche sono :

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connectors per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %

Mentre le caratteristiche generali:

General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	Amphenol UTX (Max. 6 mm ²)
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50549, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

Sulla base della potenza di picco del campo in DC e delle caratteristiche dei moduli il campo il generatore fotovoltaico è costituito da 36792 moduli da 535 Wp in silicio monocristallino, posati su due file in verticale su strutture in acciaio zincato direttamente infisse nel terreno con angolo di azimut 0° ad inseguimento solare definito tracker monoassiale.

Le 1314 stringhe sono formate da 28 moduli collegati in serie, ciascuna delle stringhe agli inverter di stringa dislocati in campo, 75 in tutto; 13 per ognuno dei sottocampi 1-3, 12 per ognuno dei sottocampi 4-6, gli inverter di ciascun campo afferiscono ad un cabinato prefabbricato plug and play contenente un trasformatore elevatore con la relativa protezione MT, una rete in MT raccoglie ad anello l'energia e la convoglia nel punto di consegna dove viene immessa nella rete elettrica nazionale

CALCOLI E VERIFICHE ELETTRICHE

Verifichiamo ora il corretto accoppiamento stringhe inverter in corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C):

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (1.045,28 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1277.56 V) minore di Vmppt max. (1500.00 V)	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA	

Voc a -10 °C (1490.81 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1500.00 V)	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1490.81 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

Verificato il corretto accoppiamento stringhe inverter occorre determinare le sezioni dei circuiti sia in corrente continua che in corrente alternata sia in BT che in MT.

Al fine di ottimizzare le sezioni dei cavi contenendo i costi e le cadute di tensione è fondamentale la corretta individuazione della potenza dei carichi, delle posizioni degli inverter di stringa e delle cabine inverter che devono essere quanto più prossime al baricentro elettrico.

Il valore della caduta di tensione delle nuove linee è stato fissato al 4% e calcolato mediante la seguente formula, come previsto dalla sezione 5 della norma CEI 64/8

$$\Delta V = k \times I_b \times L \times (r \cos \varphi + x \sin \varphi)$$

Dove:

- K è un fattore di tensione pari a 2 per circuiti monofase e 1,71 per sistemi trifase
- L è la lunghezza della linea
- r è la resistenza per chilometro della linea
- x è la reattanza per chilometro della linea
-

$$\Delta V\% = 100 \Delta V/V$$

Pertanto tutte le linee di alimentazione sono state dimensionate in modo tale da ottenere per tutta la linea, nelle ipotesi di carico equilibrato (per linee trifase) e concentrato alle estremità della linea, la rispondenza alla seguente condizione:

$$\Delta V\% \leq 4\%$$

Per ciascun tratto si è attribuito una caduta di potenziale massima così determinata:

- tratto CC $\Delta V\% \leq 1\%$
- tratto AC (BT) $\Delta V\% \leq 1,5\%$
- tratto AC (MT) $\Delta V\% \leq 1,5\%$

Il calcolo della portata di conduttori è stato effettuato sulla base delle tabelle CEI UNEL 32024/1 per posa non interrata e CEI UNEL 32024/2 per posa interrata:

- tratto CC Posa non interrata fissa sui tracker cavo FG21OM21
- tratto AC (BT) Posa interrata in cavidotto corrugato cavo FG16R16
- tratto AC (MT) Posa interrata in cavidotto corrugato cavo RG7H1M1

la scelta di avere quadri di campo baricentrici rispetto alle stringhe e cabine MT baricentriche rispetto ai campi consente anche una standardizzazione delle sezioni dei cavi solari tratto CC e dei cavi MT e ciò anche al fine di una migliore gestione commerciale della commessa, fermo restando il rispetto dei limiti della caduta di tensione massima percentuale, si ha pertanto che le sezioni per tali tratti risultano:

- tratto CC : cavo FG21OM21 formazione 2x1x 6 mmq (6 mmq polo positivo e 6 mmq polo negativo)
- tratto AC (MT) : cavo RG7H1M1 formazione 3x1x185 mmq (185 mmq per fase)

in tutti gli altri casi le sezioni sono riassunte nelle seguenti tabelle.

CAMPO 1		Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER	QUADRO					TIPO	POLI	N	SEZIONE	
1	1	16	239680	L 1. 1	95	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	2	16	239680	L 1. 2	65	FG16R16	2x	1x	50	mmq
	3	18	269640	L 1. 3	20	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	4	18	269640	L 1. 4	10	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	5	18	269640	L 1. 5	40	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	6	16	239680	L 1. 6	85	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	7	18	269640	L 1. 7	90	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	8	18	269640	L 1. 8	80	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	9	18	269640	L 1. 9	110	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	10	16	239680	L 1. 10	150	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	11	16	239680	L 1. 11	180	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	12	16	239680	L 1. 12	215	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	13	16	239680	L 1. 13	285	FG16R16	2x	1x	150	mmq
		220	3295600							

CAMPO 2		Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER	QUADRO					TIPO	POLI	N	SEZIONE	
2	1	18	269640	L 2. 1	20	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	2	18	269640	L 2. 2	35	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	3	18	269640	L 2. 3	80	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	4	16	239680	L 2. 4	125	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	5	18	269640	L 2. 5	90	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	6	18	269640	L 2. 6	105	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	7	18	269640	L 2. 7	155	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	8	16	239680	L 2. 8	190	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	9	16	239680	L 2. 9	215	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	10	16	239680	L 2. 10	160	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	11	16	239680	L 2. 11	175	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	12	16	239680	L 2. 12	225	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	13	16	239680	L 2. 13	260	FG16R16	2x	1x	120	mmq
		220	3295600							

CAMPO 3		Stringhe	Potenza	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO			
INVERTER	QUADRO		[W]			TIPO	POLI	N	SEZIONE
3	1	18	269640	L 3. 1	15	FG16R16	2x 1x	70	mmq
	2	18	269640	L 3. 2	50	FG16R16	2x 1x	70	mmq
	3	16	239680	L 3. 3	105	FG16R16	2x 1x	95	mmq
	4	18	269640	L 3. 4	85	FG16R16	2x 1x	95	mmq
	5	18	269640	L 3. 5	120	FG16R16	2x 1x	95	mmq
	6	16	239680	L 3. 6	175	FG16R16	2x 1x	120	mmq
	7	18	269640	L 3. 7	150	FG16R16	2x 1x	120	mmq
	8	18	269640	L 3. 8	190	FG16R16	2x 1x	150	mmq
	9	16	239680	L 3. 9	245	FG16R16	2x 1x	150	mmq
	10	18	269640	L 3. 10	220	FG16R16	2x 1x	150	mmq
	11	16	239680	L 3. 11	260	FG16R16	2x 1x	150	mmq
	12	16	239680	L 3. 12	315	FG16R16	2x 2x	95	mmq
	13	16	239680	L 3. 13	330	FG16R16	2x 2x	95	mmq
		222	3325560						

CAMPO 4		Stringhe	Potenza	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO			
INVERTER	QUADRO		[W]			TIPO	POLI	N	SEZIONE
4	1	18	269640	L 4. 1	90	FG16R16	2x 1x	95	mmq
	2	18	269640	L 4. 2	40	FG16R16	2x 1x	70	mmq
	3	18	269640	L 4. 3	20	FG16R16	2x 1x	70	mmq
	4	18	269640	L 4. 4	45	FG16R16	2x 1x	70	mmq
	5	18	269640	L 4. 5	160	FG16R16	2x 1x	120	mmq
	6	18	269640	L 4. 6	110	FG16R16	2x 1x	95	mmq
	7	18	269640	L 4. 7	90	FG16R16	2x 1x	95	mmq
	8	18	269640	L 4. 8	115	FG16R16	2x 1x	95	mmq
	9	18	269640	L 4. 9	230	FG16R16	2x 1x	150	mmq
	10	18	269640	L 4. 10	180	FG16R16	2x 1x	150	mmq
	11	18	269640	L 4. 11	160	FG16R16	2x 1x	120	mmq
	12	18	269640	L 4. 12	175	FG16R16	2x 1x	150	mmq
		216	3235680						

CAMPO 5		Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER	QUADRO					TIPO	POLI	N	SEZIONE	
5	1	18	269640	L 5. 1	30	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	2	18	269640	L 5. 2	15	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	3	18	269640	L 5. 3	40	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	4	18	269640	L 5. 4	100	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	5	18	269640	L 5. 5	85	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	6	18	269640	L 5. 6	170	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	7	18	269640	L 5. 7	155	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	8	18	269640	L 5. 8	240	FG16R16	2x	1x	150	mmq
	9	18	269640	L 5. 9	225	FG16R16	2x	1x	150	mmq
	10	18	269640	L 5. 10	20	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	11	18	269640	L 5. 11	80	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	12	18	269640	L 5. 12	150	FG16R16	2x	1x	120	mmq
		216	3235680							

CAMPO 6		Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER	QUADRO					TIPO	POLI	N	SEZIONE	
6	1	20	299600	L 6. 1	45	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	2	20	299600	L 6. 2	15	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	3	18	269640	L 6. 3	40	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	4	18	269640	L 6. 4	80	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	5	18	269640	L 6. 5	105	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	6	18	269640	L 6. 6	85	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	7	18	269640	L 6. 7	110	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	8	18	269640	L 6. 8	175	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	9	18	269640	L 6. 9	155	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	10	18	269640	L 6. 10	180	FG16R16	2x	1x	150	mmq
	11	18	269640	L 6. 11	245	FG16R16	2x	1x	150	mmq
	12	18	269640	L 6. 12	225	FG16R16	2x	1x	150	mmq
		220	3295600							

La protezione delle linee di alimentazione dal sovraccarico verrà realizzata con fusibili sul lato CC e con interruttori automatici di massima corrente su tutte le linee AC idonee per tensioni di lavoro 600 Vac. Le condizioni a cui dovranno soddisfare i dispositivi scelti, sono le seguenti:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

(CEI 64-8, art. 433.2)

e

$$I_f \leq 1.45 I_z$$

Dove

- I_b = corrente di impiego del cavo
- I_n = corrente nominale dell'interruttore
- I_z = portata del conduttore
- I_f = corrente di funzionamento del dispositivo

La protezione dal cortocircuito verrà assicurata installando interruttori aventi potere di interruzione, direttamente o per filiazione, sicuramente superiore alla massima corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Per la protezione dei cavi contro il cortocircuito ad inizio linea è stata invece verificata la seguente espressione:

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

Dove

- $I^2 t$ è l'energia specifica lasciata passare dall'interruttore
- K costante caratteristica dei cavi in funzione del tipo di isolante con conduttori in rame
- S sezione del cavo in mm^2

Il potere di interruzione scelto per gli interruttori sarà maggiore del massimo valore della corrente di cortocircuito presunto e comunque in nessun caso inferiore a 16 kA.

Si rimanda agli elaborati grafici per quanto riguarda gli schemi unifilari dei quadri elettrici BT ed MT.

Il Tecnico

Dott. Ing. Nicola Incampo

