

Progetto per la costruzione ed esercizio di un Impianto Agrivoltaico a terra e relative Opere di Connessione e alla rete AT di Terna

Grifoni PV [FG02]
[22.855,68 kWp]

Regione Puglia, Provincia di Foggia,
Comune di Ascoli Satriano

Titolo Elaborato
RELAZIONE GENERALE IMPIANTO

Valutazione di Impatto ambientale
(artt. 23 -24 -25 D.Lgs.152/2005)
Commissione Tecnica PNRR - PNIEC
(artt.17 D.Lgs. 77/2021)

PROPONENTE

GRIFONI PV SRL

Via Don Luigi Sturzo, 14 - 52100 Arezzo
P.IVA 02446730513
grifonipv@legalmail.it

PROGETTAZIONE



Solarys I.S. srl

Via Don Luigi Sturzo, 14 - 52100 Arezzo
P.IVA 02326770514
info@solarysnrg.it

Arch. Mariagela Pugliese

Ordine degli Architetti, Provincia di Venezia n.5124 sez A
mariangela.pugliese@solarysis.it

Ing. Andrea Coradeschi

Ordine degli Ingegneri, Provincia di Arezzo n.1741 sez. A
andrea.coradeschi@solarysis.it

Scala	Formato	Codice Elaborato	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
	A4	SOLARYS_INT_VIA_REL_01	MP	A.C.	MP
Revisione	Data	Descrizione			
00	22/12/2023	PROGETTO DEFINITIVO			
01	22/02/2024	PROGETTO DEFINITIVO			

2023 Disegni, calcoli, specifiche e tutte le altre informazioni contenute nel presente documento sono di proprietà della Solarý I.S. srl
Al ricevimento di questo documento la stessa diffida di riprodurlo, in tutto o in parte, e di rivalerne il contenuto in assenza di esplicita autorizzazione.

SOMMARIO

1. PREMESSA.....	2
2. DATI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE.....	2
3. LOCALIZZAZIONE DELL’IMPIANTO FV	2
4. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	3
5. SOLUZIONE AGRIVOLTAICA.....	4
6. DESCRIZIONE DEGLI ELEMENTI TECNICI DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO	6
6.1 Moduli fotovoltaici:	6
6.2 Strutture di supporto (Tracker):	6
6.3 Inverter:.....	7
6.4 Quadri di bassa tensione:	7
6.5 Trasformatori di potenza:	8
6.6 Quadri di media tensione:	8
6.7 Dispositivi di protezione:	8
6.8 Elettrodotti di corrente continua, alternata e rete di terra:	8
6.9 Cabine elettriche	8
6.10 Elettrodotti di corrente di media tensione interni:	9
6.11 Gruppi di misura:.....	9
6.12 Opere di rete di alta tensione:	10
6.13 Sistemi di monitoraggio:	10
6.14 Impianti ausiliari	10
7. OPERE DI RETE.....	11
8. ELETTRIDOTTI DI IMPIANTO	12
9. OPERE CIVILI.....	16
9.1 Recinzione e cancelli.....	17
9.2 Viabilità interna	17
9.3 Scavi.....	17
9.4 Impianto di videosorveglianza ed antintrusione	18
9.5. Impianto illuminazione	18
10. OPERE DI MITIGAZIONE	19
11. VERIFICHE E COLLAUDI	21
12. RIFERIMENTI NORMATIVI	23
13. DATA SHEET MATERIALI.....	26

1. PREMESSA

Il progetto oggetto di questa relazione è relativo alla costruzione di un impianto agrovoltaiico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile denominato “FG02 GRIFONI PV”.

L’impianto agro-fotovoltaico, meglio descritto nelle singole relazioni specialistiche, si prefigge l’obiettivo di ottimizzare ed utilizzare in modo efficiente il territorio, producendo energia elettrica “pulita”, utilizzando fonti alternative a quelle di sfruttamento dei combustibili fossili, reputate dannose per gli ecosistemi e per la salvaguardia ambientale e garantendo allo stesso tempo una produzione agronomica.

La realizzazione di impianti agrivoltaiici ultimi viene ritenuta una corretta strada per la realizzazione di fonti energetiche alternative principalmente in relazione ai requisiti di rinnovabilità e inesauribilità, assenza di emissioni inquinanti e di opere imponenti per la realizzazione nonché possibilità di essere rimossi, al termine della vita produttiva, senza apportare variazioni significative al sito.

Tutta la progettazione è stata svolta con riferimento alle tecnologie più moderne, assicurando i migliori rendimenti ad oggi disponibili sul mercato; va però tenuto in conto che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto).

2. DATI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE

Il progetto in esame è proposto dalla società GRIFONI PV s.r.l, Via Don Luigi Sturzo n. 14, 52100, Arezzo, P.IVA 02446730513, legale rappresentante PEC: grifonipv@legalmail.it

3. LOCALIZZAZIONE DELL’IMPIANTO FV

L’ area di studio è localizzata nella porzione Nord-Occidentale della regione Puglia, in provincia di Foggia, Comune di Ascoli Satriano a circa 4,5Km a Sud dal centro, in località denominata “Cianfurro”, al limite tra la Regione dell’Alto Tavoliere e la Valle dell’Ofanto.

La scelta del sito sul quale sviluppare il progetto è data dalla consistenza della stessa come naturalmente predisposta a tale utilizzo e quindi risulta ottimale per un razionale sviluppo di impianti agrovoltaiici.

La superficie interessata è circa 46 ettari (perimetro particellare area in oggetto). La morfologia generale è quella di una superficie di antico terrazzo alluvionale sub-pianeggiante con deboli colluvi provenienti dai rilievi del tavoliere e brevi versanti erosi verso la valle dell’Ofanto. Attualmente il suolo è dominato dal seminativo asciutto, con diffusione di cereali autunno vernini (grano).

Il territorio interessato alla realizzazione dell’impianto è classificato come “Zona Agricola” secondo il vigente strumento urbanistico. Per maggior delucidazioni si rimanda alla consultazione del Certificato di Destinazione Urbanistica presente nella documentazione Amministrativa, allegata al progetto.

L’area del campo è censita al catasto terreni del Comune di Ascoli Satriano al Foglio n.80, particelle n. 46, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 63, 64, 65, 76, 77. L’elettrodotto di connessione alla Rete Terna, tra la cabina di consegna all’interno del campo e l’Ampliamento della Stazione di Camerelle, invece, si sviluppa su strada Pubblica nel medesimo Comune ai fogli catastali n. 80, 89, 90, 92; un piccolo tratto ricade invece in area di competenza del Comune di Candela ed è censito al catasto terreni del medesimo Comune a foglio n. 18. Il percorso si estenderà comunque sempre in zona agricola.

La scelta del sito per la realizzazione di un campo fotovoltaico è di fondamentale importanza ai fini di un investimento sostenibile, in quanto deve conciliare la sostenibilità dell’opera sotto il profilo tecnico, economico ed ambientale.

Essa scaturisce da valutazioni effettuate sulla base delle conoscenze ambientali, della potenzialità d’uso dei suoli, delle limitazioni rappresentate dalla presenza di aree critiche e sensibili, nonché da un percorso di analisi sulle caratteristiche geomorfologiche e di uso del suolo dei terreni specifici.

I criteri considerati nella scelta sono:

- l’area di intervento non interessa Immobili o Aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell’Art. 136 del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio, se non la presenza di Siti interessati da beni Storico Culturali” con relativa area di rispetto di 100 m che resteranno esterni all’area di progetto (si faccia riferimento al presente SIA);
- l’area oggetto di studio risulta di scarsa possibilità ad essere coltivata e quindi rientra nelle classi adeguate nella carta capacità d’uso dei suoli della Regione Puglia;
- l’area presenta un buon irraggiamento, fondamentale per ottenere una soddisfacente produzione di energia;
- il terreno è facilmente accessibile tramite viabilità esistente ed in buone condizioni.



Figura 1 – Inquadramento delle aree di progetto

4. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

Lo studio dell’area a disposizione ha portato alla scelta di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici di tipo “ad inseguimento solare”, in particolare di tipo mono assiale nord-sud “2-in-portrait”.

Questa scelta è derivata dal confronto dei vari sistemi di installazione dei moduli (ad esempio strutture fisse, strutture mobili ad inseguimento ad un asse, a più assi, su diversi orientamenti...).

Le simulazioni effettuate hanno dimostrato che il sistema scelto restituisce la maggiore producibilità di energia elettrica, in relazione alla specifica posizione e area occupata (per forma e dimensione) dall’impianto.

La scelta dei moduli fotovoltaici è ricaduta su quelli che al momento garantiscono, a parità di resa, la potenza nominale maggiore. Questo perché dalle simulazioni è emerso anche che con moduli più potenti si riusciva ad ottimizzare l’occupazione degli spazi.

Si è passati quindi a definire il rapporto tra generatore fotovoltaico (somma delle potenze nominali a standard test condition dei moduli) e uscita dei convertitori DC/AC. Il rapporto Pdc/Pac è stato scelto poco più alto di 1, visti i risultati delle simulazioni e le curve di rendimento degli inverter.

Queste scelte generali hanno portato ad una potenza complessiva del generatore fotovoltaico pari a circa 22.855,68 kW e dell’uscita dai convertitori pari a circa 21.867,60 kW (a fronte di una potenza STMG pari a 21,94MW.)

L’impianto sarà collegato in AT alla Rete di Trasmissione (RNT) di TERNA S.p.a. secondo la soluzione di connessione (CODICE PRATICA 202201539) L’impianto fotovoltaico sarà collegato alla rete di trasmissione in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 150 kV della RTN denominata “Camerelle”.

5. SOLUZIONE AGRIVOLTAICA

I sistemi agrivoltaici possono essere caratterizzati da diverse configurazioni spaziali (più o meno dense) e gradi di integrazione ed innovazione differenti, al fine di massimizzare le sinergie produttive tra i due sottosistemi (fotovoltaico e colturale), e garantire funzioni aggiuntive alla sola produzione energetica e agricola, finalizzate al miglioramento delle qualità ecosistemiche dei siti.

Dal punto di vista spaziale, il sistema agrivoltaico può essere descritto come un “pattern spaziale tridimensionale”, composto dall’impianto agrivoltaico, e segnatamente, dai moduli fotovoltaici e dallo spazio libero tra e sotto i moduli fotovoltaici, montati in assetti e strutture che assecondino la funzione agricola, o eventuali altre funzioni aggiuntive, spazio definito “volume agrivoltaico” o “spazio poro”. Sia l’impianto agrivoltaico, sia lo spazio poro si articolano in sottosistemi spaziali, tecnologici e funzionali.

La transizione energetica verso fonti di generazione di energia pulita rappresenta anche un’occasione per mitigare gli effetti della crisi climatica in agricoltura, preservare la biodiversità e promuovere nuove opportunità di coinvolgimento attivo di cittadini e aziende. È il caso dell’agrivoltaico, una nuova frontiera per le energie rinnovabili.

Con il termine agrivoltaico si definisce l’uso di un terreno sia per produrre energia fotovoltaica, grazie all’installazione di pannelli solari, sia per realizzare attività agricole e di allevamento: un approccio innovativo che permette di far convivere e interagire in modo virtuoso produzione di energia solare e pratiche agricole, così da promuovere la creazione di valore condiviso con il territorio e le comunità locali che ospitano gli impianti. Nuove opportunità di collaborazione, dunque, che evidenziano come il mondo energetico e quello agricolo non siano in contrapposizione, ma anzi parte di un percorso comune e sostenibile. I benefici sono tanti, anche in termini di conservazione della natura e salvaguardia dei servizi ecosistemici:

- Maggiore resa dei terreni;
- Minore consumo di acqua per l’irrigazione, grazie ai moduli fotovoltaici che permettono un parziale ombreggiamento;
- Fonte integrativa di reddito per gli agricoltori da poter reinvestire nella propria attività per aumentarne la competitività;
- Creazione di valore condiviso sul territorio attraverso la collaborazione con agronomi, imprese e stakeholder del settore.

La costruzione dell’impianto agrivoltaico potrebbe avere effetti positivi sul piano socio – economico con la creazione di nuove opportunità occupazionali sia nella fase di cantiere (per le attività di costruzione e installazione dell’impianto fotovoltaico e per le attività agricole di primo impianto) che nella fase di esercizio (per le attività di gestione e manutenzione dell’impianto fotovoltaico e per la conduzione del fondo). Le attività suddette vengono svolte prevalentemente ricorrendo a manodopera locale, per quanto compatibile con i necessari requisiti richiesti per ciascuna operazione e/o lavorazione. Altresì di seguito si riportano i calcoli effettuati in rispetto del requisito A in quanto definisce le condizioni necessarie per non compromettere la continuità dell’attività agricola.

Per le attività agronomiche da effettuare in consociazione con la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile fotovoltaica, si è condotto uno studio agronomico finalizzato all’analisi pedo-agronomica dei terreni, del potenziale e della vocazione storica del territorio e dell’attività colturale attuale.

Nella scelta dell’ordinamento colturale si è tenuto conto innanzitutto della natura dei suoli, della loro vocazione e della loro distribuzione in campo. Secondariamente si è tenuto in conto della necessità di incrementare la produzione lorda vendibile futura per compensare la perdita di superfici agricole utilizzata (SAU) che sarà causata dalla presenza dell’impianto fotovoltaico.

Dal momento che l’impianto fotovoltaico, ancorché pensato per essere compatibile con l’attività agricola, porrà comunque alcune limitazioni logistiche alla meccanizzazione pesante, si è scelto di basare l’uso futuro del suolo agrario su colture che possono essere condotte ricorrendo a sistemi di meccanizzazione agricola leggera (per es. trattrici medio-piccole a quattro ruote motrici snodati, motocoltivatori, ecc.) che consentano lavorazioni superficiali e movimentazioni in campo anche con angoli di “girata” molto angusti.

Per tale motivo si è deciso di prevedere la coltivazione di gelso bianco (*Morus alba*) e prato stabile (*Trifolium incarnatum*) organizzato compatibilmente con la distribuzione dei pannelli in campo.

Di seguito si riporta una sintesi degli aspetti e i requisiti che i sistemi agrivoltaici devono rispettare al fine di rispondere alla finalità generale per cui sono realizzati, ivi incluse quelle derivanti dal quadro normativo attuale in materia di incentivi, per i dettagli si rimanda alle Relazione Specialistiche di riferimento:

- REQUISITO A: il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l’integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi; pertanto, si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di intervento (superficie totale del sistema agrivoltaico, S_{tot}) che *almeno il 70% della superficie sia destinata all’attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA)*.
- REQUISITO B: il sistema agrivoltaico esercita, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell’attività agricola e pastorale;
- REQUISITO C: l’impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;
- REQUISITO D: il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l’impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;
- REQUISITO E: il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

Di seguito si riportano i parametri numerici fondamentali ai fini di un Sistema Agrivoltaico:

• DATI IMPIANTO	
Superficie totale [mq]	398.392
Superficie Copertura Moduli FV [mq]	116.118
Superficie Agricola [mq al netto di strade, cabinati etc etc]	278.537

A.1- SUPERFICIE MINIMA AGRICOLA [mq] $S_{agricola} \geq 0,7 \times S_{tot}$
278.537

A.1- Sagricola [mq]
278.537
70%
requisito rispettato

A.2- PERCENTUALE SUPERFICIE COPERTA DA FV [mq] LAOR ≤ 40%
30% requisito rispettato

Per i parametri di dettaglio riferiti al progetto in esame, si faccia riferimento alle Relazioni Specialistiche SOLARYS_INT_VIA_REL_03 Relazione Agronomica; SOLARYS_INT_VIA_REL_04 Studio di Impatto Ambientale.

6. DESCRIZIONE DEGLI ELEMENTI TECNICI DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L’impianto fotovoltaico è costituito dai seguenti macro componenti:

6.1 Moduli fotovoltaici:

I moduli fotovoltaici, comunemente chiamati anche pannelli, sono composto da celle fotovoltaiche, semiconduttori, in grado di convertire l’energia solare in energia elettrica mediante l’effetto fotovoltaico. L’insieme dei moduli di un impianto fotovoltaico costituisce il generatore di corrente, e quindi di energia, di tale impianto.

I moduli FV sono collegati tra loro in un certo numero in serie, per formare la cosiddetta stringa. Le stringhe di moduli sono a loro volta collegate all’inverter, eventualmente in configurazione di parallelo.

Il progetto prevede l’utilizzo di moduli a tecnologia bifacciale: tale scelta aumenta notevolmente la qualità e l’efficacia rendendo l’impianto, dal punto di vista della producibilità e della riduzione delle emissioni, molto più efficiente.

I moduli scelti saranno del tipo in silicio monocristallino con tecnologia N TOP Con, con 120-semicelle, con potenza nominale pari a 620 Wp: EGing Photovoltaic Technology Co e tipo EG-620NT60-HU/BF-DG.

Il progetto prevede l’installazione di n. 36.864 pannelli per una potenza di picco complessiva del generatore fotovoltaico pari a 22.855,68 kWp ed una superficie captante di 104329mq ottenendo quindi una superficie captante pari a 219,08 KWmq.

Le stringhe saranno composte da 32 moduli, numero che garantisce il massimo trasferimento di energia verso gli inverter pur rispettando le tensioni di isolamento del sistema (1500 Vdc) alle temperature minime del sito. Le correnti caratteristiche dei moduli sono tali da permettere al massimo due stringhe in parallelo come sarà descritto nel paragrafo dedicato agli inverter.

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell’acquisto dei componenti, potrà essere fatta una scelta diversa, pur mantenendo, nel possibile, le stesse caratteristiche tecniche.

6.2 Strutture di supporto (Tracker):

Ulteriore aspetto importante preso in considerazione in fase di pianificazione progettuale è la tipologia di sostegno per la quale si è optato per una serie di strutture di sostegno fisse, poste su montanti metallici, semplicemente infisse nel terreno mediante macchina operatrice munita di battipalo. Tale metodologia di fissaggio garantirà, un’ottima stabilità della struttura, tale da sopportare le varie sollecitazioni causate dal carico del vento e dal sovrastante peso strutturale (moduli fotovoltaici) ed al tempo stesso, di non interferire né con la morfologia del terreno né col suo assetto agrario ed idrografico, evitando quindi l’utilizzo e la posa di qualsiasi altra struttura di ancoraggio quali plinti in calcestruzzo.

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno di tipo “ad inseguimento solare”, chiamate anche tracker, in particolare di tipo mono assiale nord-sud “2-in-portrait”.

La scelta è stata motivata dal confronto dei vari sistemi di installazione dei moduli a disposizione per arrivare a massimizzare la produzione di energia elettrica dato lo spazio, per ampiezza e forma, disponibile. Le simulazioni effettuate hanno dimostrato che il sistema scelto, restituisce la maggiore producibilità di energia elettrica. Il sistema di controllo è basato su l'inseguimento del sole tramite un orologio astronomico che ne restituisce la posizione esatta durante tutto l'anno. Inoltre, è implementato un algoritmo di back-tracking, ovvero la capacità degli inseguitori di fermarsi ed eventualmente tornare indietro quando le ombre di una fila colpiscono la fila successiva.

La struttura sarà composta da sottostrutture accoppiate tra loro, ognuna delle quali composta da una stringa di 32 moduli la cui proiezione a terra complessiva occupa una superficie di 116.918mq circa.

La distanza tra le file sarà di 10 metri, distanza che ottimizza nell'arco dell'anno la produzione di energia rispetto alle ombre che inevitabilmente andranno ad interessare la superficie captante.

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà essere fatta una scelta diversa, pur mantenendo, nel possibile, le stesse caratteristiche tecniche.

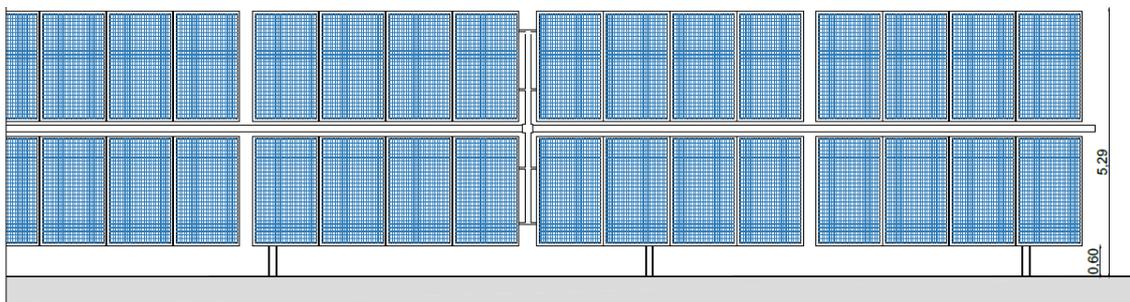


Figura 2 – Esempio Tracker con Moduli FV – Vista Longitudinale

6.3 Inverter:

Gli inverter fotovoltaici sono convertitori elettronici di potenza capaci di convertire l'energia elettrica sottoforma di corrente continua in energia elettrica sottoforma di corrente alternata. Esistono varie tipologie costruttive, in particolare si distinguono gli inverter centralizzati, di grande taglia e che necessitano di opportuni quadri di parallelo DC (string box), e gli inverter di stringa di taglie più piccole capaci di essere direttamente collegati alle stringhe di moduli.

Lo sviluppo tecnologico degli ultimi anni degli inverter di stringa ha visto un aumento sia delle taglie di potenza disponibili (che oggi arrivano a superare i 300 kW) che delle tensioni di uscita (si è imposto lo standard pari a 800 Vac).

Per queste ragioni, oltre che per la versatilità installativa, si è scelto di utilizzare degli inverter di stringa di marca Sungrow e tipo "SG350HX" con potenza nominale di uscita pari a 320 kW e tensione di servizio di uscita pari a 800 Vac. Tali macchine presentano 12 ingressi MPPT, ognuno dei quali ha la possibilità di collegare due stringhe in parallelo.

Ne saranno installati 69 per una potenza nominale dell'impianto pari a 21.867,60 kW.

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà essere fatta una scelta diversa, pur mantenendo, nel possibile, le stesse caratteristiche tecniche.

6.4 Quadri di bassa tensione:

Sono i quadri elettrici di corrente alternata che fungono da parallelo per le uscite dei vari inverter componenti l'impianto o porzione di questo.

Lavorano perciò in corrente alternata avente frequenza uguale alla rete elettrica nazionale e livello di tensione pari a quello degli inverter (tipicamente 400 Vac e negli ultimi anni 800 Vac).

6.5 Trasformatori di potenza:

sono macchine magnetiche capaci di trasformare le grandezze elettriche dell'energia elettrica. Nel qual caso le si usano innalzare la tensione di uscita degli inverter e portarla alla tensione compatibile con la rete elettrica a cui questi andranno collegati.

6.6 Quadri di media tensione:

Sono i quadri elettrici di corrente alternata capaci di funzionare alle tensioni di uscita dei trasformatori e di distribuire l'energia elettrica fino alle cabine di consegna e/o alle sottostazioni elettriche.

6.7 Dispositivi di protezione:

le protezioni di rete sono delle protezioni dell'impianto e della rete a cui è collegato richieste dalle norme e dai gestori della rete. Tali protezioni controllano i parametri elettrici dell'impianto e della rete e intervengono qualora ci siano dei guasti o delle anomalie. Sono implementate in appositi dispositivi elettromeccanici o, oggi giorno, elettronici detti relè di protezione e vanno ad azionare dispositivi di manovra e sezionamento dei circuiti elettrici di potenza.

6.8 Elettrodotti di corrente continua, alternata e rete di terra:

Sono gli elettrodotti interni al campo FV che convogliano l'energia elettrica dalle stringhe di moduli agli inverter (elettrodotti di corrente continua) e dagli inverter ai quadri di bassa tensione installati dentro alle cabine di campo (elettrodotti di corrente alternata in bassa tensione).

Sono costituiti da appositi cavi, cavi solari nel caso della DC e cavi doppio isolamento per correnti alternate nel caso della bassa tensione.

I cavi DC corrono in gran parte lungo le strutture di sostegno degli inverter ed anche sottoterra protetti da opportuni corrugati da interrimento.

I cavi BT sono sempre interrati, direttamente qualora il tipo di cavo lo permetta o, viceversa, protetti da corrugati.

Sarà inoltre approntata una rete di terra che comprenderà le strutture metalliche e le reti di terra delle cabine, alla quale verranno collegati gli inverter mediante appositi collegamenti in corda di rame nuda.

8

6.9 Cabine elettriche

Cabine di campo:

Sono i fabbricati che alloggiavano i quadri di bassa tensione, i trasformatori di potenza e i quadri di media tensione. Possono essere di tipo prefabbricato, in cemento armato vibrato o in lamiera, o costruiti in opera.

Devono soddisfare tutte le norme vigenti in materia, in particolare in riferimento alla sicurezza degli operatori.

Dovranno ad esempio avere un proprio dispersore di terra.

Cabine elettriche di raccolta e consegna:

Sono i fabbricati che alloggiavano i quadri di media/alta tensione che servono per raccordare la rete elettrica, cabine di raccolta, e per trasportare l'energia dal punto di consegna (generalmente unico) cabine di campo.

Come le cabine di campo possono essere di tipo prefabbricato, in cemento armato vibrato o in lamiera, o costruiti in opera. E come le cabine di campo devono soddisfare tutte le norme vigenti in materia, in particolare in riferimento alla sicurezza degli operatori.

In più però le cabine di consegna dovranno rispettare le indicazioni e le norme del gestore della rete per quanto attiene caratteristiche costruttive, dimensioni, predisposizioni e sicurezza.

Le cabine elettriche di campo, utilizzate all'interno del progetto, sono di tipo prefabbricato ed al loro interno saranno alloggiati il quadro di bassa tensione di parallelo degli inverter di un determinato sottocampo; il trasformatore di potenza BT/MT (sempre relativo a quel sottocampo) ed il relativo quadro di media tensione. Visto le taglie dei trasformatori reperibili nel mercato e la loro gestione si è scelto di non superare la taglia massima di 3.150 kVA. Si è poi deciso di utilizzare cabine con un unico trasformatore BT/MT, distribuendole in modo omogeneo su tutto il campo.

Le cabine saranno equipaggiate di un quadro BT che avrà tanti interruttori (o fusibili) di ingresso quanti saranno gli inverter afferenti alla cabina e un interruttore generale che fungerà anche da protezione del trasformatore. Tutti gli interruttori, così come il quadro nella sua interezza, dovranno avere tensione di lavoro pari a quella degli inverter (800 Vac) e quindi adeguate tensioni di isolamento. Tutti gli interruttori, così come il quadro, dovranno altresì avere correnti di corto circuito adeguate al trasformatore installato. In particolare, i quadri BT avranno almeno le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale:	800 Vac
Tensione di isolamento:	1000 Vac
Frequenza nominale:	50 Hz
Tensione di prova:	2kV

Ovviamente anche i quadri di media tensione dovranno avere caratteristiche elettriche (in termini di tensioni e correnti) tali per cui possano essere installati nelle loro posizioni. In particolare, i quadri MT avranno almeno le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale:	36 kV
Tensione di isolamento:	36/70/170 kV
Frequenza nominale:	50 Hz
Corrente nominale:	3150 A
Corrente c.c. Arc proof:	31.5 kA x 1 s
Corrente c.c. (3 s)	31.5 kA x 3 s

Le cabine sono collegate tra loro tramite una rete ad anello che parte dalla cabina principale MT 36 kV posta in prossimità dello stallo utente AT/BT dell'ampliamento della SE esistente di Camerelle.

Ogni cabina sarà quindi equipaggiata di un quadro MT 36 kV in configurazione entra-esce-protezione trasformatore.

I trasformatori MT/BT sono del tipo trifase a secco, per installazioni d'interno, con avvolgimenti inglobati e colati sotto vuoto con resina epossidica caricata.

In particolare, i trasformatori MT/BT avranno almeno le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale primaria:	30 kV
Tensione nominale secondaria:	800 V
Tensione di corto circuito:	6% / 8%
Frequenza nominale:	50 / 60 Hz
Gruppo vettoriale:	Dyn11

Pr maggiori dettagli si rimanda alle Relazioni specialistiche di competenza.

6.10 Elettrodotti di corrente di media tensione interni:

Sono gli elettrodotti interni campo FV che convogliano l'energia elettrica uscente dalle cabine di campo e dalle cabine di raccolta e consegna.

Viene scelto un livello di tensione che garantisca le minor perdite ma allo stesso tempo rientri nella definizione di media tensione, questo sia per motivi tecnici che commerciali.

Gli elettrodotti sono costituiti da appositi cavi in doppio isolamento che garantiscono le tenute ai livelli di isolamento relativi. I cavi MT interni al campo sono generalmente tutti interrati e sempre protetti da appositi corrugati.

6.11 Gruppi di misura:

Sono i sistemi che garantiscono la misura dell'energia prodotta, di quella immessa in rete ed eventualmente di quella prelevata dalla rete.

Sono composti da contatori elettronici con determinate caratteristiche di prestazione e precisione, che rispettano le norme di settore e che siano approvati dal gestore di rete.

Hanno a corredo i trasduttori di corrente e tensione necessari e tutti gli accessori di comunicazione e controllo. Sono ad uso dei gestori, dei distributori, dei fornitori e operatori commerciali e delle istituzioni di controllo fiscale come, ad esempio, le agenzie delle dogane.

6.12 Opere di rete di alta tensione:

Sono tutte le opere elettriche e civili che servono al collegamento del campo fotovoltaico al punto della rete elettrica nazionale esistente individuato dal gestore di rete in fase di preventivazione.

Nel caso di connessioni in alta tensione il punto in cui fisicamente avviene la connessione può essere una stazione o sottostazione elettrica esistente, uno o due punti di un elettrodotto esistente. Nel nostro caso la soluzione tecnica del gestore della rete prevede la connessione a due punti distinti di una dorsale AT a 132 kV esistente.

Gli elettrodotti così come tutta la nuova sottostazione elettrica devono ovviamente sottostare a tutte le norme e le indicazioni del gestore di rete. Inoltre, devono essere descritte da precisi progetti che saranno oggetto di accordi e approvazioni finali.

Le opere di rete possono essere realizzate dal gestore o in autonomia dal cliente produttore per poi essere cedute.

6.13 Sistemi di monitoraggio:

Al fine di mantenere il controllo ed il monitoraggio sull'impianto di produzione lo stesso sarà dotato di un sistema dedicato capace di raccogliere tutte le informazioni di interesse, innanzitutto di natura energetica, registrarle e comunicarle verso stazioni interne ed esterne. Tali informazioni sono di tipo elettrico (tensioni e correnti dc, tensioni e correnti ac, potenze istantanee, energie prodotte etc..) di tipo diagnostico (guasti su moduli ed inverter, stato degli interruttori etc..) e ambientali (temperature, condizioni meteo etc..) che possono contribuire a stabilire il rendimento dell'intero sistema.

6.14 Impianti ausiliari

Sono tutti quei sistemi ed impianti di contorno che servono a proteggere l'impianto (tipo impianti antintrusione, di illuminazione, eventualmente antincendio etc..), a renderlo fruibile agli operatori che ci lavoreranno (tipo impianti delle cabine di campo, di raccolta e consegna, di monitoraggio e controllo etc..).

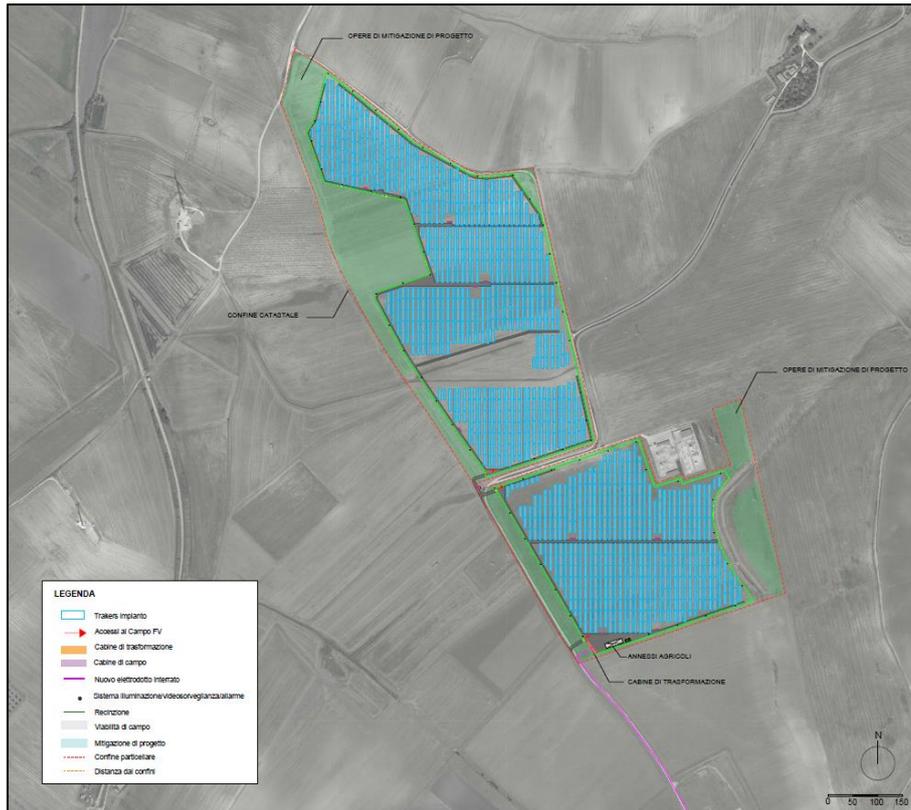


Figura 3 – Layout generale dell’impianto su ortofoto



Figura 4 – Layout impianto - Dettaglio Sottocampi

7. OPERE DI RETE

Le opere di rete, elettriche e civili, servono al collegamento del campo fotovoltaico al punto della rete elettrica nazionale esistente individuato dal gestore di rete in fase di preventivazione. Tali opere saranno esplicitate nella relativa relazione allegata al progetto.

La connessione alla rete nazionale è fatta direttamente alla rete di alta tensione; nel caso specifico la soluzione tecnica del gestore prevede la connessione alla dorsale esistente mediante collegamento in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/150 kV denominata “Camerelle”.

La rete con tensione a 36 kV esterna al parco fotovoltaico sarà composta da n° 1 circuito, costituito da 1 terna con posa completamente interrata.

I cavi saranno del tipo RG7H1R 26/45 kV o similari.

Si fa presente che il presente dimensionamento è puramente preliminare. Le sezioni, le tipologie e materiali dei conduttori, nonché le modalità di posa saranno determinati con esattezza in fase di progettazione esecutiva. L'intero elettrodotto incaricato di trasportare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico si compone di un unico tratto di evacuazione su strada/terreno agricolo di circa **7.335 m**.



Fig.5 – Individuazione percorso di connessione (tracciato rosso) su foto aerea

Per maggiori dettagli si rimanda alle Relazioni Specialistiche di settore.

8. ELETTRODOTTI DI IMPIANTO

12

Gli elettrodotti interni all'area dell'impianto saranno:

- Elettrodotto AT 36kV di collegamento fra le cabine di campo e la cabina di raccolta principale
- Elettrodotti BT 800 Vac di collegamento cabine di campo AT/BT → inverter
- Elettrodotti DC 1500 Vdc di collegamento inverter → stringhe

Il tratto di elettrodotto AT 36 kV di collegamento alla SSE Terna sarà interrato e costituito da una terna composta di tre cavi unipolari realizzati con conduttore in rame, isolante in HEPR, o similare.

Tutte le linee elettriche oggetto del presente documento saranno posate come da indicazioni di posa indicate negli elaborati di dettaglio. Il tracciato dei cavidotti è riportato nei documenti di progetto di riferimento.

Cavidotto AT

Per quanto riguarda la dorsale di collegamento con la sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN, l'elettrodotto in questione si svilupperà su strada pubblica e terreni; quindi, ai fini del dimensionamento delle tipologie di cavi sono state assunte condizioni di posa, come di seguito indicato:

- profondità di posa pari a **1,5 m**;
- resistività termica del terreno pari a **1,5 °K m/W**;
- temperatura di posa pari a **25°C**;
- cavi disposti a **trifoglio**;
- cavi posati direttamente nel terreno (**posa diretta**) senza protezione meccanica supplementare;

Il dimensionamento dei conduttori è stato seguito tenendo presente la corrente di impiego I_b ed imponendo una caduta di tensione totale massima del 4% per ciascuna linea. Inoltre, il dimensionamento è stato effettuato

conservativamente tenendo conto che l’impianto dovrà lavorare inseguendo continuamente la massima potenza di immissione, pari a 21,86760MWn.

La tipologia di posa standard definita da TERNA, prevede la posa in trincea, con disposizione dei cavi a “Trifoglio” o in “Piano” (per l’elettrodotto in cavo interrato in esame è prevista la posa a “trifoglio”), secondo le modalità riportate nel tipico di posa contenuto nell’elaborato Caratteristiche Tecniche dei Componenti (Doc. n. E V 23051C1 B EX 00007).

I cavi elettrici saranno posati in uno scavo avente profondità dal piano stradale compresa a 1,5m, con larghezza variabile a seconda della formazione.

Il cavo verrà adagiato su un letto di sabbia di spessore pari a 0,10 m e sarà ricoperto da un ulteriore strato di sabbia di spessore minimo pari a 0,30 m. Varrà inoltre realizzata la protezione meccanica come prevista da norma mediante la un tegolino in plastica o eventuale alternativa. Infine, ad una distanza di circa 0,20 m dal cavo di fibra, verrà posizionato il nastro segnalatore. Successivamente lo scavo verrà ripristinato secondo le condizioni iniziali.

La posa dei conduttori si articolerà quindi essenzialmente nelle seguenti attività:

- scavo a sezione obbligata della larghezza e della profondità indicata nel documento di progetto;
- posa dei conduttori;
- rinterro parziale con sabbia vagliata;
- posa dei tegoli protettivi;
- rinterro con terreno di scavo;
- inserimento nastro per segnalazione tracciato.

Comunque, la posa dovrà essere eseguita a regola d’arte nel rispetto delle normative vigenti.

Nella posa dei cavi dovranno essere rispettati alcuni criteri particolari per l'esecuzione delle opere secondo la regola dell'arte come di seguito indicati:

13

Tracciato delle linee: Il tracciato delle linee dovrà seguire il più fedelmente possibile la linea guida indicata nella planimetria generale d’impianto. In particolare, il tracciato dovrà essere il più breve possibile e parallelo al fronte dei fabbricati dove presenti.

Posa diretta in trincea: a bobina fissa o mobile (per i dettagli fare riferimento alla relazione specifica di settore)

Scavo In Trivellazione Controllata T.O.C. (No-Dig): Tal tecnica permette di alloggiare il cavidotto nel sottosuolo, lasciando inalterata la sezione stradale evitando qualsiasi interferenza. Tale soluzione verrà adottata in corrispondenza degli attraversamenti dei corpi idrici ed in alternativa all’attraversamento del ponte dell’0Autostrada qualora non fosse possibile procedere con una soluzione meno invasiva di ancoraggio esterno alla struttura del cavalcavia.

Ancoraggio a mensola: soluzione alternativa non invasiva come possibile soluzione di attraversamento del ponte dell’Autostrada.

Per le tratte non coperte interamente dalle pezzature di cavo disponibile, si dovrà provvedere alla giunzione di spezzoni. Convenzionalmente si definisce “giunzione” la giunzione tripolare dei tre conduttori di fase più schermo; pertanto, ogni giunzione si intende costituita da tre terminali unipolari (connettore di interconnessione) e tre corredi per terminazione unipolare.

Per maggiori dettagli si rimanda alla Relazione specialistica di riferimento.

Si riportano di seguito figure esemplificative delle tipologie di scavo analizzate:

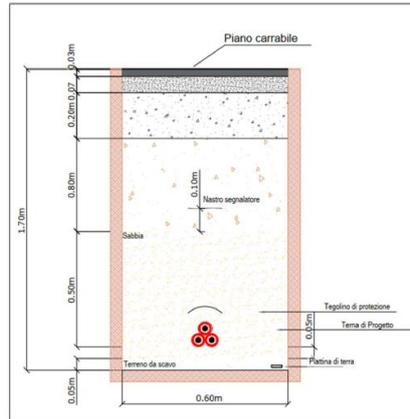


Fig.6 – Sezione Tipo Scavo in Trincea

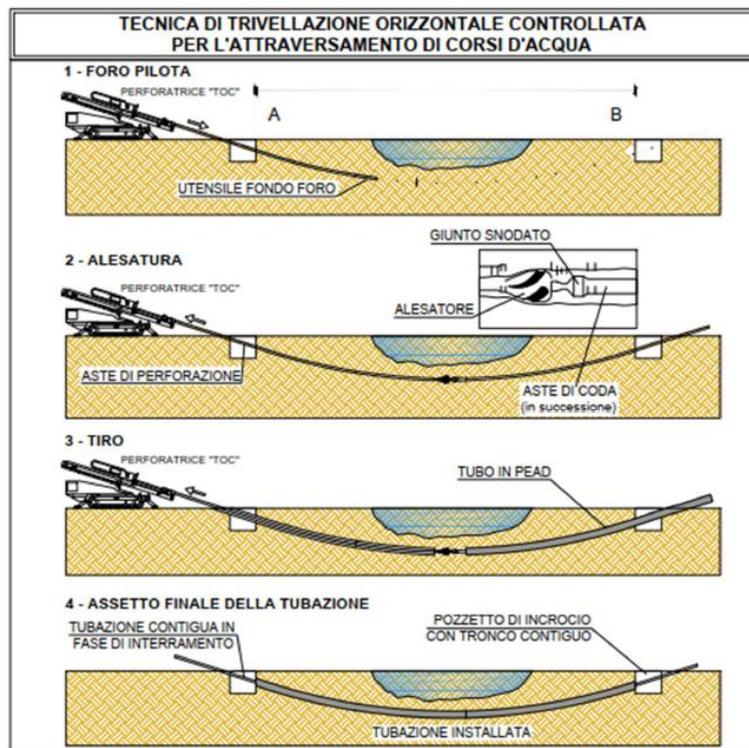


Fig.7 – Sezione Tipo Scavo in TOC

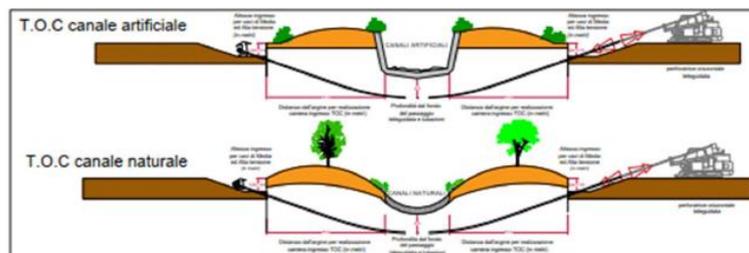


Fig.7.1 – Sezione Tipo Scavo in TOC

Cavidotto MT

Il tratto di elettrodotto MT di collegamento dalla SSE produttore alle cabine di campo MT/BT sarà interrato e costituito da una terna composta di tre cavi unipolari realizzati con conduttore in alluminio, isolante in XLPE, schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene. Le principali caratteristiche elettriche per ciascuna terna sono le seguenti:

- Tensione nominale 36 kV in corrente alternata;
- Cavo tipo RG16H1R12 26/45 kV

I cavi saranno posati ad una profondità standard di almeno 1,4 m (quota piano di posa), su di un letto di sabbia o di cemento magro dallo spessore di cm. 10 ca.. I cavi saranno ricoperti sempre con il medesimo tipo di sabbia o cemento, sopra il quale la quale sarà posata una lastra di protezione in C.A. I cavi saranno segnalati mediante rete in P.V.C. rosso, da collocare al di sopra del corrugato.

Cavidotto BT

I tratti di elettrodotto BT 800 Vac di collegamento cabine di campo MT/BT → inverter saranno interrati e costituiti da una terna composta di tre cavi unipolari realizzati con conduttore in alluminio, isolante in XLPE, schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene. Le principali caratteristiche elettriche per ciascuna terna sono le seguenti:

- Tensione nominale 800 V in corrente alternata;
 - Frequenza nominale 50 Hz;
 - Corrente nominale massima 1600 A;

Tipo di cavo ARE4R 12/20 kV

- Sezione nominale del conduttore 630 mm²;

I cavi saranno posati ad una profondità standard di almeno 1,4 m (quota piano di posa), su di un letto di sabbia o di cemento magro dallo spessore di cm. 10 ca.. I cavi saranno ricoperti sempre con il medesimo tipo di sabbia o cemento, per uno strato di cm.40, sopra il quale la quale sarà posata una lastra di protezione in C.A. I cavi saranno segnalati mediante rete in P.V.C. rosso, da collocare al di sopra del corrugato.

Cavidotto DC

I tratti di elettrodotto DC 1500 Vdc di collegamento tra gli inverter e le loro stringhe interrati e costituiti da coppie di cavi solari con conduttore in rame, isolante in elastomero reticolato di qualità Z2 e guaina in elastomero reticolato di qualità Z2. Le principali caratteristiche elettriche per ciascuna terna sono le seguenti:

- Tensione nominale 1500 V in corrente continua;
- Corrente nominale massima 20 A;

Tipo di cavo H1Z2Z2-K 1800 Vdc

- Sezione nominale del conduttore 6/10 mm²;

I cavi saranno posati ad una profondità standard di almeno 1,4 m (quota piano di posa), su di un letto di sabbia o di cemento magro dallo spessore di cm. 10 ca.. I cavi saranno ricoperti sempre con il medesimo tipo di sabbia o cemento, sopra il quale la quale sarà posata una lastra di protezione in C.A. I cavi saranno segnalati mediante rete in P.V.C. rosso, da collocare al di sopra del corrugato.

Si riportano nelle tabelle che seguono, le volumetrie di scavo stimate, per i cavidotti, rispettivamente per l'area di impianto (campo fotovoltaico) e per l'elettrodotto. I dati riportati saranno meglio descritti nelle relative relazioni specialistiche di riferimento nonché elaborati grafici di dettaglio.

TIPOLOGIA SCAVO	Profondità	Larghezza	Lunghezza	Volume	Corrugati	
Tipologia sezione 1	1,6	1,5	1960	<u>4704</u>	2 Ø110	2 Ø160
Tipologia sezione 2	1	1,5	100	<u>150</u>	3 Ø110	6 Ø160
Tipologia sezione 3	1	1	165	<u>165</u>	3 Ø110	5 Ø160
Tipologia sezione 4	1	1,5	130	<u>195</u>	3 Ø110	8 Ø160
Tipologia sezione 5	1	1	380	<u>380</u>	3 Ø110	6 Ø160
Tipologia sezione 6	1	1	60	<u>60</u>	3 Ø110	9 Ø160
Tipologia sezione 7	0,8	0,4	2750	<u>880</u>	2 Ø110	
Tipologia sezione 8	0,8	0,4	1500	<u>480</u>	1 Ø110	
Ulteriori scavi per passaggio cavi non schematizzati nelle tavole	1	0,5	75	<u>37,5</u>	3 Ø110	1 Ø160
Ulteriori scavi per passaggio cavi non schematizzati nelle tavole	1	0,5	273	<u>136,5</u>	3 Ø110	3 Ø160
Ulteriori scavi per passaggio cavi non schematizzati nelle tavole	1	1	67	<u>67</u>	3 Ø110	7 Ø160
Ulteriori scavi per passaggio cavi non schematizzati nelle tavole	1	1	146	<u>146</u>	3 Ø110	4 Ø160
Ulteriori scavi per passaggio cavi non schematizzati nelle tavole	1	0,5	865	<u>432,5</u>	3 Ø110	1 Ø160
Ulteriori scavi per passaggio cavi non schematizzati nelle tavole	1	0,8	690	<u>552</u>	3 Ø110	2 Ø160
Ulteriori scavi per passaggio cavi non schematizzati nelle tavole	1	0,5	130	<u>65</u>	1 Ø110	1 Ø160
Ulteriori scavi per passaggio cavi non schematizzati nelle tavole	1,6	0,5	125	<u>100</u>		2 Ø160
Totale Volumi Scavo				8550,5		

Tab.1 – Volumetrie di scavo – area impianto

STIMA DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO		
DESCRIZIONE VOCE	UNITA' DI MISURA	VOLUME
ELETTRODOTTO ESTERNO DI VETTORIAMENTO	mc	7,482,21

Tab.2 – Volumetrie di scavo – Elettrodotto collegamento AT

Per la realizzazione dell'elettrodotto sono previsti scavi a sezione ampia e obbligata con Tensione a 36 KV con soluzione in cavo interrato.

Il materiale scavato, qualora a valle delle indagini chimico-fisiche specifiche in sede esecutiva risulti idoneo, sarà utilizzato per il riempimento degli scavi e il livellamento del terreno alla quota finale di progetto. Viceversa, se dalle analisi risultino valori di CSC (concentrazioni soglia di contaminazione) superiori a quelli stabiliti dalle tabelle A e B di cui al D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii., il materiale scavato sarà conferito ad idoneo impianto di trattamento e/o discarica, con le modalità previste dalla normativa vigente in materia di rifiuti ed il riempimento verrà effettuato con materiale inerte di idonee caratteristiche.

Nel primo caso, il materiale idoneo al riutilizzo verrà stoccato provvisoriamente in prossimità del luogo di produzione e comunque per un periodo non superiore a 3 anni, opportunamente segnalato.

Per quanto riguarda qualsiasi trasporto di terreno, ove venga eseguito, in via esemplificativa verranno impiegati di norma automezzi con adeguata capacità di trasporto (circa 20 m3), protetti superiormente con appositi teloni al fine di evitare la dispersione di materiale, specie se inquinato, durante il tragitto verso il deposito autorizzato o la discarica autorizzata.

9. OPERE CIVILI

Le operazioni preliminari di preparazione del sito prevedono la verifica dei confini e il tracciamento della recinzione. Sulla base del progetto esecutivo, saranno tracciate le posizioni dei singoli pali di fondazione dei Tracker che saranno posti in opera attraverso opportune macchine operatrici (Battipalo). Successivamente all'infissione dei pali potranno essere montate le strutture degli inseguitori mono-assiali quindi si procederà

allo scavo del tracciato dei cavidotti e alla realizzazione delle platee di fondazione per la posa delle cabine elettriche e della control room. Le ulteriori fasi prevedono il montaggio dei moduli, il loro collegamento e cablaggio, la posa dei cavidotti interni all'impianto e la ricopertura dei tracciati, nonché la posa delle cabine (di campo, di consegna e la control room); altre opere consistono nell'installazione degli impianti ausiliari (monitoraggio, videosorveglianza, illuminazione perimetrale). Le uniche opere di sbancamento, di entità lieve, riguarderanno la realizzazione di cavidotti per passaggio cavi fino alla cabina utente e scavi per la posa delle cabine prefabbricate. Il terreno movimentato verrà reimpiegato per i riempimenti e/o livellamenti per cui non sono previsti rifiuti da smaltire. Eventuali rifiuti verranno portati presso le discariche autorizzate. Si prevede di utilizzare aree interne al perimetro per il deposito di materiali e il posizionamento dei baraccamenti di cantiere.

9.1 Recinzione e cancelli

Il progetto prevede la realizzazione di una recinzione perimetrale a delimitazione dell'area di installazione dell'impianto; tale recinzione sarà del tipo a rete a maglia metallica larga, sostenuta da pali in acciaio zincato infissi nel terreno alla profondità di 1,00 metro.

L'altezza complessiva della recinzione che si realizzerà sarà complessivamente di 2,00 m. Per evitare il verificarsi di situazioni che potrebbero danneggiare l'ecosistema locale, sulla recinzione verranno eseguiti, ad opportuna decadenza, fessure di altezza pari a 30 cm dal suolo, per consentire il libero transito delle piccole specie animali selvatiche tipiche del luogo. Così facendo la recinzione non costituirà una barriera al movimento dei piccoli animali sul territorio.

Ad integrazione della recinzione è prevista l'installazione di cancelli carrabili per un agevole accesso all'area di impianto. I cancelli saranno realizzati in acciaio zincato, sorretti da pilastri in scatolare metallico basati su plinti in cls. Le dimensioni del cancello saranno tali da consentire agevolmente il passaggio dei mezzi atti alla consegna e all'installazione di tutte le componenti tecniche dell'impianto. In fase esecutiva sarà considerata la possibilità di utilizzare il cancello con azionamento elettrico.

I dettagli progettuali della recinzione sono riportati nell'apposito elaborato grafico.

17

9.2 Viabilità interna

L'accesso al sito avverrà utilizzando la esistente viabilità locale, che non necessita di sistemazioni o allargamenti e risulta adeguata al transito dei mezzi di cantiere.

Per muoversi invece all'interno dell'area per consentire il raggiungimento di tutti i moduli fotovoltaici ai fini delle manutenzioni, verranno realizzate le strade interne strettamente necessarie a raggiungere in maniera agevole tutti i punti dell'impianto, per una superficie complessiva pari a circa 22.329mq.

La geometria di tali nastri stradali avrà una larghezza della carreggiata non inferiore a 3,50m e verrà realizzata con fondo in ghiaia in misto cavo per uno spessore pari a 30cm.

Al fine di garantire una maggiore durabilità dell'opera stradale ed evitare ristagni d'acqua, in corrispondenza del piano di sottofondo verrà steso uno strato drenante di geotessile non tessuto agugliato in poliestere. In tal modo si evita, altresì, la contaminazione tra materiali di diversa granulometria mantenendo, nel tempo, le prestazioni fisico-meccaniche degli strati.

9.3 Scavi

Per la realizzazione delle opere propedeutiche all'installazione dell'impianto sono previsti i seguenti scavi e movimenti terra:

- Scotico preliminare area e realizzazione viabilità di cantiere;
- Scavo per realizzazione elettrodotto interrato esterno all'area impianto fino alla rete AT di Terna;
- Scavo per realizzazione platee di fondazione delle n.11 buche giunto lungo il tracciato dell'elettrodotto esterno all'impianto;
- Scavo per posa in opera linee interrate di MT (36 kV) e servizi di illuminazione interne all'area impianto;
- Scavo per posa in opera linee interrate di BT (800 V) e linee di messa a terra interne all'area impianto;

- Scavo per posa in opera linee interrato di illuminazione e dati interne all'area impianto;
- Scavo per posa in opera linee interrato in corrente continua < 1500 Vdc (stringhe moduli fotovoltaici).

I materiali di risulta, derivanti dalle operazioni di demolizione della pavimentazione stradale ed altri materiali estranei, saranno gestiti direttamente come rifiuti, ovvero saranno distinti per categorie omogenee e stoccati in campo nel rispetto della normativa vigente (Parte IV del D.Lgs n.152/06).

Saranno gestiti come rifiuti anche le terre e rocce da scavo che, dalle analisi chimiche di laboratorio risulteranno avere concentrazioni superiori alle Concentrazioni Soglia di Contaminazione di cui alle colonne A e B, Tabella 1, Allegato 5, al Titolo V, della Parte IV, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, con riferimento alla specifica destinazione d'uso urbanistica.

Per maggior dettaglio si faccia riferimento al Piano Preliminare di utilizzo terre e rocce da scavo.

9.4 Impianto di videosorveglianza ed antintrusione

Il progetto prevede l'installazione di un sistema di protezione tramite videosorveglianza attiva, atta a diminuire e limitare il più possibile i rischi inerenti al furto dei pannelli solari, degli inverter e del rame presente sul sito, limitando così i danni con conseguente perdita di efficienza degli impianti fotovoltaici.

Il sistema di videosorveglianza provvederà a monitorare, acquisire e rilevare anomalie e allarmi, utilizzando soluzioni intelligenti di video analisi, in grado di rilevare tentativi d'intrusione e furto analizzando in tempo reale le immagini e rilevando:

- La scomparsa o il movimento di oggetti presenti;
- Movimenti sospetti adiacenti all'impianto seguendone i movimenti automaticamente;
- Rilevare targhe di mezzi che transitano vicino agli impianti;
- Registrazione dei volti degli intrusi;
- Invio automatico di allarmi.

18

All'interno della control room saranno installate tutte le apparecchiature attive per il corretto funzionamento dell'impianto di videosorveglianza ed antintrusione.

9.5. Impianto illuminazione

L'impianto di illuminazione prevede l'installazione di pali lungo lo sviluppo della recinzione, che fungano da sostegno per il montaggio di fari a LED, atti a garantire la completa illuminazione della fascia perimetrale dell'impianto.

Al fine di progettare un impianto di illuminazione a più basso impatto ambientale, per il risparmio energetico e per prevenire l'inquinamento luminoso, devono essere previste le seguenti prescrizioni:

All'interno dell'impianto fotovoltaico in esame sono state previste delle lampade con fascio direzionato che si attivano solo in caso di presenza di intrusi all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico. I dettagli progettuali della recinzione sono riportati nell'apposito elaborato grafico.

In via preliminare, si può ipotizzare come misura di mitigazione dell'impatto luminoso dell'impianto di illuminazione, il ricorso a sistemi basati su sensori di movimento (RIP) o di temperatura, da installare, con opportuno passo, lungo la recinzione dell'impianto. Questi fanno in modo che le luci posizionate su palo lungo il perimetro si accendano automaticamente ogni volta che il sensore rileva un "idoneo" movimento. Della famiglia fanno parte anche tipologie di dispositivi dotati di sensore crepuscolare, o funzioni di risparmio energetico, che fanno sì che le luci si accendano, al rilevarsi di un movimento, solo quando la luce naturale scende al di sotto della soglia di Lux impostata.

10. OPERE DI MITIGAZIONE

L’analisi condotta ha permesso di evidenziare come la realizzazione degli interventi in progetto determinerà impatti potenziali sia durante la fase di cantiere che in fase di esercizio.

In questo paragrafo si pone attenzione agli interventi e procedure operative che Il progetto prevede, al fine di ridurre e/o minimizzare gli impatti sul paesaggio in fase di esercizio. Per quanto concerne i dettagli specifici si rimanda alle Relazioni di settore.

Si precisa che gli obiettivi del progetto di mitigazione ambientale-paesaggistica che si intendono attuare vanno ben oltre il semplice e corretto inserimento dell’opera nel paesaggio di riferimento attraverso i tradizionali interventi di mitigazione come, ad esempio, l’inserimento di siepi arboree-arbustive per ridurre la percezione visiva dell’opera in progetto.

Le mitigazioni scelte in affiancamento al nuovo impianto agro fotovoltaico contribuiranno alle funzioni paesaggistiche-ambientali seguenti:

- Inserimento dell’impianto nel paesaggio agricolo;
- Potenziamento della vegetazione e miglioramento della potenzialità biologica del suolo;
- Implementazione della rete ecologica regionale;
- Assorbimento delle sostanze inquinanti.

La definizione degli interventi di mitigazione a carattere paesaggistico-ambientale vegetazionale è stata effettuata tenendo conto dei risultati emersi dalle analisi della vegetazione reale, dei caratteri agroalimentari identitari della regione Puglia e dai riscontri avvenuti durante il sopralluogo. Secondariamente, sono state analizzate le caratteristiche progettuali proprie dell’impianto agro-fotovoltaico, effettuando poi l’analisi del paesaggio agrario con l’intenzione di rispettare il contesto agricolo dell’area per quanto concerne gli aspetti naturalistico-vegetazionale e socio-economico.

Compatibilmente con le esigenze logistiche, ci si è orientati pertanto verso le seguenti proposte mitigative:
gelso bianco (*Morus Alba*);

- gelso bianco (*Morus Alba*);
- colture arboree mediterranee allevate a siepe, in particolare *Pistacia Lentiscus* (fasce perimetrali di mitigazione).

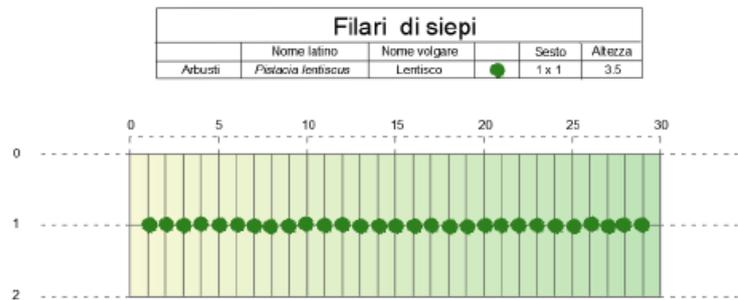
Complessivamente sul perimetro dell’area di intervento sono state individuate 2 diverse opere di mitigazione paesaggistico-agronomica-ambientale, costituite principalmente da essenze arboree e arbustive per una superficie totale di ca. 66.994 mq. Ciascuna tipologia di opera è associata ad un codice alfabetico identificativo, riportato nelle tavole progettuali, che sono:

- Modulo A: filari di siepe con *Pistacia lentiscus*;
- Modulo B: impianto colturale con *Morus alba*.

Specie (nome latino)	Specie (Nome volgare)	Tipologia	Tipologia di intervento
<i>Pistacia lentiscus</i>	Lentisco	Arbustivo	Modulo A
<i>Morus alba</i>	Gelso bianco	Arbustivo	Modulo B

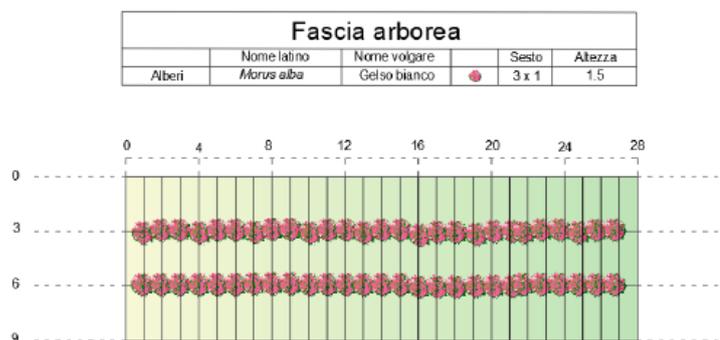
Il modulo mitigativo “Modulo A – filari di siepe con *Pistacia lentiscus*” sarà posizionato lungo il lato Ovest dell’impianto agrifotovoltaico di progetto. Il Lentisco (*Pistacia lentiscus*), specie tipicamente mediterranea, è stato selezionato in quanto arbusto sempreverde in grado di formare siepi alte circa 3.5 m; tale altezza consentirà di mitigare la percezione visiva dell’impianto, in corrispondenza della strada panoramica che costeggia l’impianto.

L’impianto prevede la messa a dimora di 29 piante su 600 mq.



La siepe a lentisco, tuttavia, non costituisce un unico blocco lungo il perimetro ovest: infatti, è intervallato dal “Modulo B – Fascia arborea a base Gelso bianco”. Quest’ultimo modulo caratterizzerà, in aggiunta, la restante area perimetrale dell’impianto. La scelta del Gelso bianco (*Morus alba*) è dettata dalla tradizione agro-alimentare della Regione Puglia, difatti, è una delle coltivazioni tipiche dell’areale oggetto: contemporaneamente, le caratteristiche apicali della pianta lo rendono una specie arborea di rilevante aspetto ornamentale.

L’impianto prevede la messa a dimora di 54 piante su 252 mq.



La messa a dimora delle essenze andrà effettuata nei periodi stagionali favorevoli (autunno- primavera), ad esclusione dei periodi di aridità estiva. Ogni pianta dovrà essere collocata in una buca predisposta di dimensione doppia della zolla e, successivamente, ricalzata con suolo organico o torba. Le piantine saranno dotate di pali tutori, dischi o teli pacciamanti per evitare la concorrenza e l’effetto soffocante derivante dalla crescita delle erbe nei primi anni, reti di protezione anti-fauna (solo per strade non recintate).

La manutenzione delle opere a verde, trattate in questo documento, si estenderanno per un periodo di cinque anni (a carico dell’impresa esecutiva dei lavori), tenendo in considerazione che dopo il quinto anno di vita delle piante gli interventi da mettere in atto sono i medesimi.

Le opere di manutenzione saranno suddivise in manutenzione ordinaria (senza soluzione di continuità), con il preciso scopo di mantenere nel tempo la funzionalità della tipologia di opera prevista (mediante le lavorazioni agronomiche ordinarie). In questa fase sono previsti interventi di tipo riparativo e di tipo periodico programmato.

La manutenzione straordinaria sarà prevista solo in caso di necessità, cioè in quelle particolari situazioni di vita del sistema, quali: eventi meteorologici avversi, insorgenza straordinaria di fitopatologie o attacchi parassitari di carattere straordinario.

Per maggiori informazioni e dettagli circa le opere di mitigazione si rimanda agli elaborati specialistici, in particolare alla “RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA DELLE OPERE A VERDE_ SOLARYS_INT_VIA_REL_22” ed “STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE _ SOLARYS_INT_VIA_REL_04”

11. VERIFICHE E COLLAUDI

Le principali prove di collaudo tecnico da svolgere durante ed al termine delle varie fasi costruttive possono essere raggruppate in:

- Esami visivi generali

Acquisito il progetto l'esame visivo deve accertare che l'impianto sia conforme al progetto, che i moduli siano posati correttamente, che la carpenteria sia saldamente ancorata; che il materiale elettrico sia conforme alle relative Norme, sia scelto correttamente ed installato in modo conforme alle prescrizioni normative e che non siano presenti danni visibili che possano compromettere la sicurezza; che le distanze delle barriere e delle altre misure di protezione siano state rispettate; che vi sia la presenza di adeguati dispositivi di sezionamento e di interruzione; che vi sia l'identificazione dei conduttori di neutro e di protezione, l'identificazione dei comandi e delle protezioni, dei collegamenti dei conduttori; che i collegamenti di potenza (inverter con quadri, quadri con trasformatori ..) siano eseguiti correttamente e come da schemi; che i collegamenti degli apparecchi di misura, controllo e comunicazione siano eseguiti correttamente e come da schemi.

Verifica della resistenza di isolamento dei circuiti elettrici dalle masse:

Si deve eseguire con l'impiego di uno strumento adeguato e la misura si effettua in corrente continua. L'apparecchio di prova deve fornire la tensione indicata nella tabella A, quando eroga una corrente di 1 mA.

La misura deve essere effettuata tra l'impianto (collegando insieme tutti i conduttori attivi) ed il circuito di terra; è raccomandata, per quanto praticamente possibile, la misura della resistenza d'isolamento tra i conduttori attivi. Durante la misura gli apparecchi utilizzatori devono essere disinseriti.

- Esame visivo strutture/tracker:

si dovrà verificare che tutte le istruzioni riportate nel manuale di installazione fornito con le strutture siano state rispettate. I controlli riguardano l'intera struttura, ponendo particolare attenzione ai seguenti aspetti:

Integrità, verticalità e corretta altezza di installazione dei pali, installazione corretta dei cuscinetti, presenza di tutta la bulloneria, allineamento orizzontale della struttura, allineamento dei moduli, assenza di ruggine o danni al rivestimento, assenza di ostacoli vicino ai tracker affinché si muovano al massimo angolo di progettazione senza problemi.

Inoltre, si dovrà verificare l'associazione tra i controller dei tracker e i controlli sul campo per ciascun controllo sul campo della cabina unità, controllare la configurazione del singolo tracker, controllare i parametri dell'algoritmo di tracking di ciascun tracker rispetto agli inseguitori vicini sugli assi est-ovest e nord-sud come da progetto, utilizzando il software di controllo sul campo.

- Verifica dei cavi DC:

Tutti i cavi dopo la loro posa e la loro giunzione e terminazione, dovranno essere verificati eseguendo almeno i controlli di seguito elencati:

tipologia e caratteristiche cavo; identificazione dei circuiti e loro conformità ai documenti di progettazione; assenza di danni meccanici per la parte visibile; corretta esecuzione dei terminali e della tenuta (per le parti a vista); verificare che l'isolamento dello schermo al capocorda del cavo sia stato eseguito correttamente.

Andrà controllata la correttezza del collegamento (verificare la corretta posa dei cavi punto per punto) e verificare il collegamento di terra come da progetto;

- Esame e controllo stringhe:

verificare la polarità delle stringhe, ovvero la polarità delle stringhe fv deve essere testata tra positivo e negativo con un multimetro digitale, oppure tra uno dei poli e terra e verificando che tutti i valori misurati siano coerenti; verificare la tensione circuito aperto delle stringhe, confrontare la misura ottenuta con il valore atteso ricavato dal modulo scheda dati; misurare voc su un singolo modulo, quindi utilizzare questo valore per calcolare il valore atteso per la stringa ; per impianti con più stringhe identiche e dove sussistono condizioni di irraggiamento stabili è possibile confrontare le tensioni tra le stringhe; per impianti con più stringhe identiche

e dove sussistono condizioni di irraggiamento non stabili, le tensioni tra le stringhe possono essere confrontate utilizzando più misuratori, con un misuratore sulla stringa di riferimento. Le stringhe che non rispettano i parametri di accettabilità perché hanno uno o più valori fuori tolleranza non vanno collegate, ma identificate con l'apposizione di una targhetta di non conformità, sulla quale sono elencati i valori fuori range. quella stringa sarà quindi soggetta a ulteriori analisi fino a che il pannello/i difettoso non venga trovato e sostituito. la prova deve essere eseguita con un irraggiamento minimo di 500 w/m^2 . La polarità di tutti i cavi dc deve essere verificata mediante multimetro. Una volta che la polarità è confermata, i cavi devono essere controllati per garantire che siano correttamente identificati e correttamente collegati nei dispositivi di sistema come dispositivi di commutazione o inverter; verificare la continuità elettrica e delle connessioni tra i moduli fotovoltaici; tramite un misuratore di isolamento fino a 1500V per impianti fotovoltaici verificare l'isolamento delle stringhe.

- Prove di isolamento dei cavi BT e MT:

La misura della resistenza d'isolamento non deve essere distruttiva nelle normali condizioni di test. Viene eseguita applicando una tensione in continua di valore inferiore al test dielettrico, ottenendo un risultato espresso in resistenza (kW, MW, GW, TW). Va effettuata su un numero concordato di cavi presi a campione. Applicando una tensione continua di valore conosciuto ed inferiore a quello della prova dielettrica, si misura la corrente circolante, e si determina il valore della resistenza. Per principio la resistenza d'isolamento presenta un valore molto elevato ma non infinito e quindi, con la misura della debole corrente circolante, il megaohmmetro indica il valore della resistenza d'isolamento con un risultato in kW, MW, GW, oppure per alcuni modelli, in TW. Questo valore di resistenza esprime la qualità dell'isolamento fra due elementi conduttori e fornisce una buona indicazione sugli eventuali rischi della circolazione di correnti di dispersione.

- Verifica visuale e funzionale quadri BT:

verificare che le parti attive non siano accessibili; controllo dimensionale e posizionamento di ciascun pannello come da documentazione di progetto; livellamento e ancoraggio: controllo del perfetto livellamento delle basi di tutti i pannelli e del corretto serraggio dei bulloni del pannello al pavimento e tra di essi; verificare il rispetto dello schema unifilare del quadro, di quello principale, sistema di sbarre, sbarre di giunzione, tutte le apparecchiature elettriche; verificare il corretto collegamento al sistema di terra della sbarra di terra (minimo due sui lati); controllo dell'integrità esterna di isolatori, apparecchi e diaframmi isolanti; verificare l'assenza di corpi estranei (utensili, materiali di scarto, polvere, insetti ecc); verifica della funzionalità meccanica di tutte le serrature meccaniche e delle serrature a chiave; verifica della funzionalità meccanica di ciascun interruttore eseguendo, per ciascuno di essi, una serie di comandi di apertura e chiusura agendo sui comandi meccanici antistanti;

Si eseguiranno poi le prove funzionali su tutti i sistemi di intervento e controllo dei quadri. In particolare, nei quadri di parallelo ed interfaccia con la rete di distribuzione saranno presenti dei sistemi di protezione e di sgancio che occorre provare. Anche in assenza di collegamento di potenza alla rete alimentando le utenze ausiliarie si possono effettuare molte prove funzionali. A titolo di esempio non esaustivo si citano:

Verifica e prova della protezione di interfaccia (soglie e tempi di intervento); Prova dello sgancio del dispositivo di interfaccia (anche a seguito dell'intervento della PI); Prova dei dispositivi differenziali e dello sgancio dei rispettivi interruttori; Prova degli sganci di rinalzo (se previsti); Prova degli sganci di emergenza; Prova degli sganci di altri dispositivi di sicurezza (centraline termometriche trasformatori, buchholz ..); Prova funzionali degli strumenti di misura.

- Verifica visuale e funzionale quadri MT:

verificare che le parti attive non siano accessibili; controllo dimensionale e posizionamento di ciascun pannello come da documentazione di progetto; livellamento e ancoraggio: controllo del perfetto livellamento delle basi di tutti i pannelli e del corretto serraggio dei bulloni del pannello al pavimento e tra di essi; sbarre e apparecchiature: rispetto dello schema unifilare del quadro, di quello principale, sistema di sbarre, sbarre di giunzione, tutte le apparecchiature elettriche; verifica del corretto collegamento al sistema di terra della sbarra di terra (minimo due sui lati); controllo dell'integrità esterna di isolatori, apparecchi e diaframmi isolanti; verificare l'assenza di corpi estranei (utensili, materiali di scarto, polvere, insetti ecc); verifica della funzionalità

meccanica di tutte le serrature meccaniche e delle serrature a chiave; verificare la coerenza dei dati di targa di tutte le apparecchiature con le indicazioni riportate nei disegni approvati; i componenti installati all'interno del quadro devono essere controllati e testati secondo i test previsti per ciascuno di essi.

- Prove funzionali su tutti i sistemi di intervento e controllo:

nei quadri di consegna (sistema di protezione generale) ed eventualmente di interfaccia con la rete di distribuzione saranno presenti dei sistemi di protezione e di sgancio che occorre provare. Anche in assenza di collegamento di potenza alla rete alimentando le utenze ausiliarie si possono effettuare molte prove funzionali. A titolo di esempio non esaustivo si citano:

Verifica e prova della protezione generale (soglie e tempi di intervento); Prova dello sgancio del dispositivo generale (anche a seguito dell'intervento della PG); Verifica e prova della protezione di interfaccia (soglie e tempi di intervento); Prova dello sgancio del dispositivo di interfaccia (anche a seguito dell'intervento della PI); Prova degli sganci di rinalzo (se previsti); Prova degli sganci di emergenza; Prova degli sganci di altri dispositivi di sicurezza (centraline termometriche trasformatori, bucholz ..); Prove funzionali degli strumenti di misura; Esecuzione delle manovre di apertura e chiusura di interruttori e sezionatori effettuato in locale e in remoto; controllo di tutti gli interblocchi elettrici: In particolare quando il sezionatore di linea è chiuso, il sezionatore di terra non può essere manovrato; quando il sezionatore di terra è chiuso, il sezionatore di linea non può essere manovrato; quando l'interruttore è chiuso il sezionatore di linea e di terra non può essere aperto/operato; quando il sezionatore di terra della linea del quadro mt è aperto, la linea di ingresso dello scomparto non può essere aperta; controllo di tutti i comandi remoti dalla cabina; verifica della corretta posizione dei contatti ausiliari in tutte le posizioni delle protezioni e del sezionatore al plc e scada della cabina se previsto; verifiche allarmi;

- Verifica visuale dei trasformatori di potenza:

verificare la coerenza dei dati di targa e la congruenza le indicazioni riportate nei disegni approvati; controllo dimensionale e posizionamento come da documentazione di progetto; livellamento e ancoraggio: controllo del perfetto livellamento delle basi dei trasformatori del corretto serraggio dei blocchi al pavimento; verifica della corretta installazione delle barriere e/o dei box di contenimento; verifica del corretto collegamento al sistema di terra della sbarra di terra; controllo dell'integrità esterna di isolatori, apparecchi e diaframmi isolanti; verifica del corretto collegamento dei cavi di potenza MT e BT con particolare attenzione alle distanze di isolamento; verifica del corretto collegamento dei cavi delle sonde di temperatura; verificare l'assenza di corpi estranei (utensili, materiali di scarto, polvere, insetti ecc);

12. RIFERIMENTI NORMATIVI

12.1 Premessa

La progettazione degli impianti oggetto della presente relazione è in accordo alle vigenti disposizioni di legge in materia, norme tecniche CEI e regolamentazioni con particolare riferimento a quanto di seguito riportato. Le suddette dovranno essere osservate anche in fase di esecuzione dei lavori: gli impianti dovranno essere realizzati a regola d'arte, secondo i criteri della buona tecnica professionale, con l'impiego di componenti e materiali di qualità e dovranno essere conformi, in generale:

- alle prescrizioni dei Vigili del fuoco;
- alle prescrizioni ed indicazioni del Distributore dell'energia elettrica;
- alle norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- alle norme e raccomandazioni dell'Ispettorato del Lavoro e dell'ISPESL;
- alle prescrizioni fornite dal committente.

Il rispetto delle norme indicate è inteso nel senso più restrittivo, sarà cioè rispondente alle norme non solo la realizzazione dell'impianto ma anche ogni singolo componente dell'impianto.

Dovranno essere inoltre rispettate tutte le leggi in materia fiscale ed in materia di edilizia e realizzazione di strutture.

Nel caso di emissione di nuove normative l'impresa esecutrice dovrà adeguarsi a quest'ultime.

12.2 Principali riferimenti normativi:

D.M. 10 settembre 2010 Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili

D.L. 3 marzo 2011, n.28 Attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE

Delibera n.181/10 (ARG/elt) 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

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

CEI EN 60904-10 CEI (82-36) Dispositivi fotovoltaici- Parte 10: Metodi di misura della linearità

CEI EN 62109-1 CEI (82-37) Sicurezza degli apparati di conversione di potenza utilizzati in impianti fotovoltaici di potenza- Parte 1: Prescrizioni generali

CEI EN 62446 CEI (82-38) Sistemi fotovoltaici collegati alla rete elettrica - Prescrizioni minime per la documentazione del sistema, le prove di accettazione e prescrizioni per la verifica ispettiva

IEEE Std 80 Guide for safety in AC substation grounding;

IEEE 81 Guide For Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, And Earth Surface Potentials Of a Ground System;

IEC 60364-6 Low voltage electrical installations- Part 6: Verification

IEC60086 Primary batteries;

IEC 62271 High-voltage switchgear and controlgear- ALL PARTS;

IEC 62271-100 High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: High-voltage alternating-current circuit-breakers;

IEC 62271-102 High-voltage switchgear and controlgear- Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches;

IEC 61869-1 Instrument transformers- Part 1: general;

IEC 61869-2 Instrument transformers- Part 2: Additional requirements for transformers;

IEC 61869-3 Instrument transformers- Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers;

IEC 60270 High-voltage test techniques- Partial discharge measurements;

IEC 62053-22 Electricity metering equipment Part 22: Static meters for active energy;

IEC 62271-200 HV-MV switchgear metal-enclosed;

ANSI C37.55 Switchgear Medium Voltage Metal Clad Assemblies—Conformance Test Procedures

IEC 60099-1 Surge arresters part 1: non-linear resistor type gapped surge arresters for a.c. systems

IEC 60099-4 Surge arresters- part 4: metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems

IEC 60137 Insulated bushings for alternating voltages above 1 000 V

IEC 60502 Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 1kV to 30 kV

CEI 11-17 Generation, transmission and public distribution systems of electric power Cable

CEI EN 60885-3 measurements on lengths of extruded power cables

IEE 400-2 Guide for Field Testing of Shielded Power Cable Systems Using Very Low frequency

IEC 60270 High-voltage test techniques- Partial discharge measurements

IEC 60076-1 Power transformer

IEC 62446-1 maintenance- Part 1: Grid connected systems- Documentation, commissioning and tests

IEC 60364-6 Low voltage electrical installation

IEC 60891 Photovoltaic devices- Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics Photovoltaic system performance

IEC 61724-1 Photovoltaic system performance- Part 1: Monitoring

IEC 61724-2 Photovoltaic system performance- Part 2: Capacity evaluation method IEC

61724-3 Photovoltaic system performance- Part 3: Energy evaluation method

IEC 62727 Specifications for solar trackers – position error test

IEC 60529 Degrees of protection provided by enclosures (IP Code);

13. DATA SHEET MATERIALI



AURORA Pro SERIES N-TOPCon 120-cell MODULE BIFACIAL

EG-620NT60-HU/BF-DG

600~620W

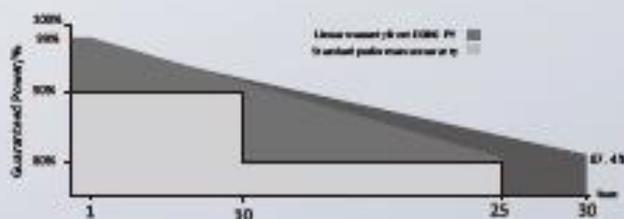
0~3% POSITIVE TOLERANCE

KEY FEATURES

-  **Mbb cell design**
Multi Busbar cells brings lower resistance and increased Busbar reflectance ensures higher power output
-  **Low degradation**
Adopt N-type TOPCon cell technology, lower degradation and better temperature co-efficiency, greatly increased on generation performance
-  **High Reliability**
Strict in-house testing in PVL lab which is CNAS approved & TUV / VDE certified
-  **Excellent Low-light Performance**
Advanced solar cell and glass surface texturing technology allows for excellent performance in low-light environments
-  **PID Resistant**
Excellent PID resistance performance optimized by unique structural design

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

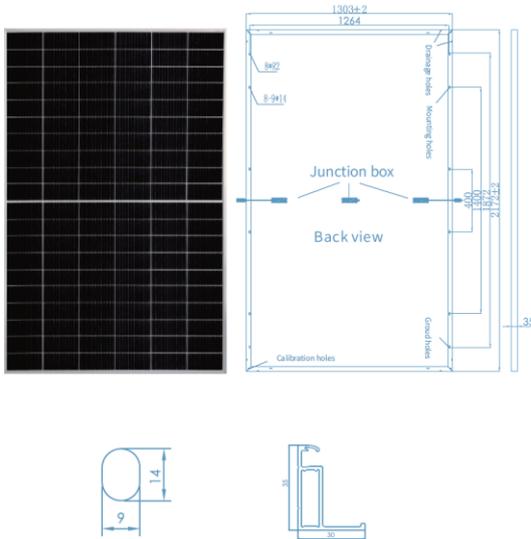
 12 Year Product Warranty  30 Year Linear Power Warranty



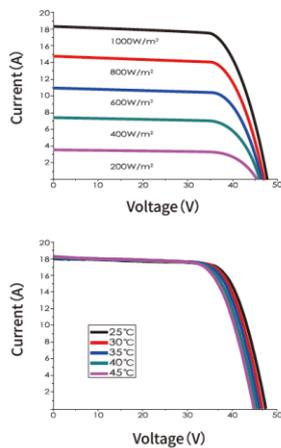
 As a Bloomberg BFTier1 and global leading manufacturer since 1986, EGING PV is committed to supplying reliable and durable PV products to customers to meet together a greener planet.

EG-620NT60-HU/BF-DG

Engineering Drawings



I-V Curves



Packing Configuration

Pieces per pallet	31
Size of packing (mm)	1350*1130*2300
Weight of packing (kg)	1145
Pieces per container	558
Size of container	40' HC

Electrical Characteristics

Power level	600	605	610	615	620	
Pmax (W)	600	605	610	615	620	
Vmp (V)	35.30	35.51	35.74	35.97	36.18	
Imp (A)	17.00	17.04	17.07	17.10	17.14	
Voc (V)	42.42	42.62	42.83	43.05	43.27	
Isc (A)	18.01	18.05	18.08	18.12	18.16	
Module efficiency (%)	21.20	21.37	21.55	21.73	21.90	
Maximum system voltage (V)	1500					
Fuse Rating (A)	30					
Temperature coefficient Pmax (%/°C)	-0.30					
Temperature coefficient Isc (%/°C)	0.04					
Temperature coefficient Voc (%/°C)	-0.25					
STC: Irradiance 1000W/m², module temperature 25°C, AM=1.5						
Bifacial Output-Backside Power Gain						
10%	Pmax(W)	660	665	671	676	682
	Module efficiency (%)	23.32	23.50	23.71	23.89	24.10
20%	Pmax(W)	720	726	732	738	744
	Module efficiency (%)	25.44	25.65	25.86	26.08	26.29

Working Characteristics

Power level	600	605	610	615	620
Pmax (W)	457	460	464	468	472
Vmp (V)	33.14	33.34	33.56	33.77	33.97
Imp (A)	13.79	13.80	13.83	13.86	13.89
Voc (V)	40.15	40.34	40.54	40.75	40.95
Isc (A)	14.52	14.55	14.57	14.60	14.64
Power tolerance (%)	0~+3				
NOCT (°C)	44 ± 2				
NOCT: Conditions: Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s					

Mechanical Characteristics

Number of cells	120pcs
Size of cell (mm)	210*105
Type of cell	N-type Mono
Thickness of glass (mm)	2.0
Type of frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP68
Size of module (mm)	2172*1303*35
Weight (kg)	35
Cables/connectors	4mm², MC4 compatible
Length of Cabel	Portrait: +300mm/-300mm

Maximum Ratings

Operating Temperature(°C)	-40~85
Operating humidity(°C)	5~85
Allowable Hail Load	25mm ice-ball with velocity of 23m/s

Bassa tensione - Energia e cablaggio

NPE SUN H1Z2Z2-K cavo per impianti fotovoltaici

Costruzione, requisiti elettrici, fisici e meccanici:	EN 50618
Non propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Gas corrosivi o alogenidrici:	EN 50525-1
Densità del fumo:	EN 61034-2
Resistenza raggi UV:	EN 50289-4-17 (A)
Resistenza ozono:	EN 50396
Resistenza alla sollecitazione termica:	EN 60216-1 EN 60216-2
Direttiva Bassa Tensione:	2014/35/UE
Direttiva RoHS:	2011/65/UE



Descrizione

- Conduttore: rame stagnato, formazione flessibile, classe 5
- Isolamento: compound reticolato (LSOH)
- Guaina: compound reticolato (LSOH)
- Colore: nero, rosso

LSOH = Low Smoke Zero Halogen

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale U₀/U: 1000/1000 V c.a.
1500/1500 V c.c.
- Tensione massima U_m (anche verso terra): 1800 V c.c.
- Temperatura massima di esercizio sul conduttore: 90°C
- Temperatura massima sul conduttore alla temperatura ambiente max di 90°C: 120°C (max 20.000 ore)
- Temperatura minima di esercizio: -40°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C per un periodo di 5 sec.

Caratteristiche particolari

Funzionamento per almeno 25 anni in normali condizioni d'uso. Funzionamento a lungo termine (Indice di temperatura TI): 120°C riferito a 20.000 ore (EN 60216-1)

Condizioni di posa

- Temperatura minima di installazione: -25°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 4 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm² di sezione del rame

Impiego e tipo di posa

Uso previsto in installazioni fotovoltaici secondo la HD 60364-7-712.

Sono progettati per uso permanente all'esterno o all'interno, per installazioni libere mobili, libere a sospensione e fisse. Installazione anche in condotti e su canaline, all'interno o sotto intonaco oltre che nelle apparecchiature. Adatto per l'applicazione su apparecchiature con isolamento di protezione (classe di protezione II).

Marcatura

[Ditta] NPE SUN H1Z2Z2-K [formazione] mm² IEMMEQU ◀HAR▶ [anno] (CE logo) [ordine] [metrica]

Formazione	Ø indicativo conduttore	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente a temperatura ambiente 60°C e temperatura del conduttore 120°C		
					1 cavo in aria libera	1 cavo su una superficie	2 cavi in contatto su una superficie
n° x mm ²	mm	mm	Ω/km	kg/km	A	A	A
1 x 1,5	1,5	5,4	13,7	32	30	29	24
1 x 2,5	1,9	5,9	8,21	43	41	39	33
1 x 4	2,4	6,6	5,09	60	55	52	44
1 x 6	3,0	7,4	3,39	82	70	67	57
1 x 10	3,9	8,8	1,95	125	98	93	79

SG350HX

Inverter di stringa multi-MPPT per sistemi a 1500 Vdc

NEW



RESA ELEVATA

- Fino a 16 MPPT con efficienza massima 99%
- 20 A per stringa, compatibilità con moduli da 500Wp+
- Scambio dati con sistema tracker, miglioramento della resa

BASSI COSTI

- Funzione Q at night, risparmio sull'investimento
- Power line communication (PLC)
- Diagnosi con Smart IV Curve*, O&M attivo

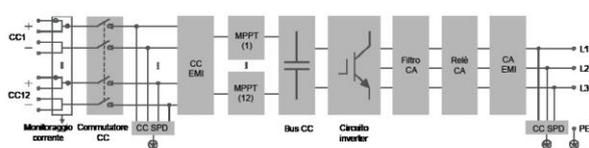
SUPPORTO ALLA RETE

- $SCR \geq 1.16$ funzionamento stabile in reti estremamente deboli
- Tempo di risposta della potenza reattiva $< 30ms$
- Conforme al codice di rete globale

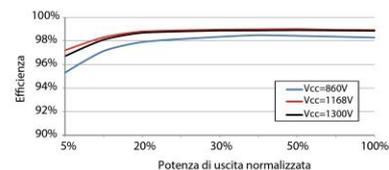
SICUREZZA

- 2 stringhe per MPPT, protezione del collegamento da inversione di polarità CC
- Interruttore CC integrato, spegnimento automatico in caso di guasti
- Monitoraggio dell'isolamento CA e CC in tempo reale 24 ore su 24

TOPOLOGIA



CURVA DI EFFICIENZA



Designazione	SG350HX
Ingresso (CC)	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	500 V / 550 V
Tensione nominale in ingresso	1080 V
Intervallo tensione MPP	500 V – 1500 V
Intervallo di tensione MPP per potenza nominale	860 V – 1300 V
N. di MPPT	12 (Opzionale: 14/16)
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente max. in ingresso	12 * 40 A (Opzionale: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Corrente di cortocircuito max.	60 A
Uscita (CA)	
Potenza CA massima in uscita alla rete	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50 °C
Potenza CA nominale in uscita	320 kW
Corrente CA max. in uscita	254 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	640 – 920 V
Frequenza di rete nominale / Intervallo f requenza di rete	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Iniezione di corrente CC	< 0.5 % In
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0.99 / 0.8 in anticipo – 0.8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3
Efficienza	
Efficienza max. / Efficienza europea / Efficienza CEC	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
Protezione	
Protezione da collegamento inverso CC	Si
Protezione corto circuito CA	Si
Protezione da dispersione di corrente	Si
Monitoraggio della rete	Si
Monitoraggio dispersione verso terra	Si
Sezionatore CC / Sezionatore CA	Si / No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione reattiva notturna (Q at night)	Si
Protezione anti-PID e PID-recovery	Opzionale
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
Dati Generali	
Dimensioni (L x A x P)	1136*870*361 mm
Peso	≤ 116 kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66 (NEMA 4X)
Consumo energetico notturno	< 6 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	-30 to 60 °C
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 – 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzata intelligente
Altitudine massima di funzionamento	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicazione	RS485 / PLC
Tipo di collegamento CC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , opzionale 10 mm ²)
Tipo di collegamento CA	Supporto terminali OT / DT (Max. 400 mm ²)
Conformità	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEEE1547, IEEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B, CEI 0-16
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna (Q at night), LVVRT, HVVRT, controllo potenza attiva e reattiva, velocità rampa di potenza, Q-U e P-f

BASSA TENSIONE - DISTRIBUZIONE DI ENERGIA / *LOW VOLTAGE - POWER DISTRIBUTION*

ARE4EX 0,6/1 kV



Norma di riferimento
TABELLE ENEL GSC 002

Descrizione del cavo

Anime di fase e neutro

Conduttore a corda rigida rotonda compatta di alluminio

Isolante

Polietilene reticolato

Guaina

Mescola termoplastica di colore nero (qualità DM01)

Marcatura

Anima di fase:

ENEL ARE4*EX 0.6/1 kV 95 PRYSMIAN (T)

IP 20## YY 0000 FASE 1 (2) (3)... FASE 1 (2) (3)...

Anima di neutro:

ENEL ARE4*EX 0.6/1 kV 50 PRYSMIAN (T)

IP 20## YY

IP = Indice di progetto; 20## = Anno di produzione (ad inchiostro);

YY = Mese di fabbricazione (Es: 01, 02, ... 11, 12 - ad inchiostro);

FASE = ad inchiostro; 0000 = Metricatura ad inchiostro.

Conforme ai requisiti essenziali delle direttive
BT 2006/95/CE

Applicazioni

Cavi di bassa tensione quadripolari ad elica visibile.



Condizioni di posa / Laying conditions



ARE4EX

sezione nominale <i>conductor cross-section</i>	diametro indicativo conduttore <i>approximate conductor diameter</i>	spessore medio isolante <i>average insulation thickness</i>	diametro esterno <i>outer diameter</i>	peso indicativo del cavo <i>approximate weight</i>	resistenza massima a 20 °C in c. c. <i>maximum DC resistance at 20 °C</i>	portata di corrente con temperatura ambiente di 30 °C in aria <i>permissible current rating (A) in open air at 30 °C</i>	portata di corrente con temperatura ambiente di 20 °C interrato <i>buried at 20 °C</i>	raggio minimo di curvatura <i>minimum bending radius</i>
(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ω/km)			(mm)

3 conduttori / 3 cores

3x95+50 N	11,4/8,2	1,1/1,0	39	1300	0,320/0,641	239	245	310
3x150+95 N	14,0/11,4	1,4/1,1	47	1990	0,206/0,320	318	305	360
3x240+150 N	18,2/14,0	1,7/1,4	58	3130	0,125/0,206	425	405	450

Standard

ENEL TABLES GSC 002

Cable design

Phase and neutral core

Rigid compacted stranded aluminium conductor

Insulation

Cross-linked polyethylene

Sheath

Black thermoplastic compound (quality DM01)

Marking

Phase core:

ENEL ARE4*EX - 0.6/1 kV 95 PRYSMIAN (T)

IP 20## YY 0000 PHASE 1 (2) (3)... PHASE 1 (2) (3)...

Neutral core:

ENEL ARE4*EX - 0.6/1 kV 50 PRYSMIAN (T)

IP 20## YY

IP = Project index; 20## = Year of manufacturing (marked with ink jet);

YY = Month of manufacturing (eg.: 01,02, ... 11,12 - marked with ink jet);

PHASE = marked with ink jet; 0000 = Metre marking, marked with ink jet.

Compliant with the requirements of the BT 2006/95/CE directives

Applications

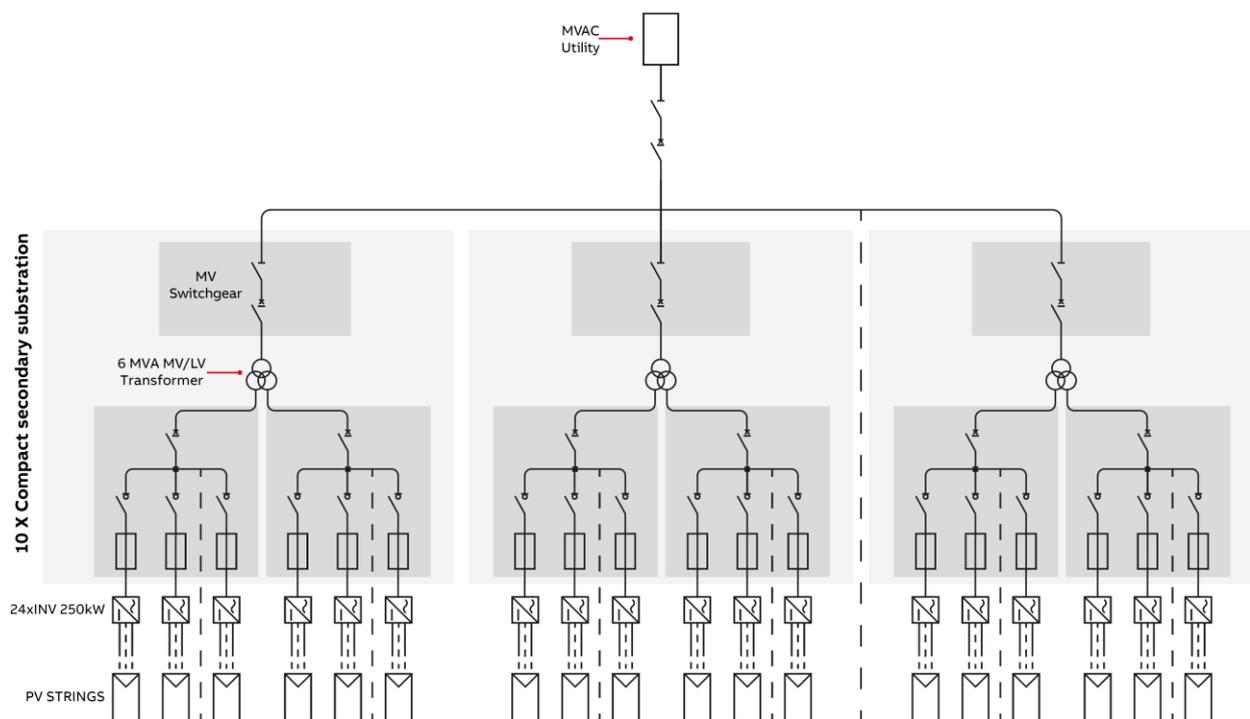
LV four cores cables with assembly; suitable for power system.

Switching and protection solutions for 800VAC Recoiners in Utility scale Photovoltaic plants

Scenario #1

Discover our Switching & Protection solutions for easy 800VAC recombiter configuration considering a 60MW Photovoltaic plant with 10 compact secondary substations each comprising 24 x 250kW string inverters.

2 recombiners, 24 x 250kW string inverters per Compact Secondary Substation (CSS)

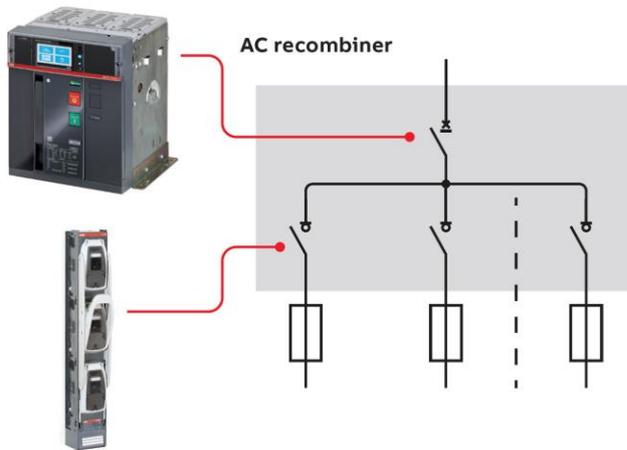


32

Specifications of system electrical quantities

Input data	IEC
Rated power of system [MW]	60
MV/LV transformer rated power [MVA]	6 (Y/DD)
N. Compact SubStations	10
Inverter rated power [kW]	250
N. inverters per AC combiner	12
N. AC combiners per CSS	2
Rated DC voltage [V]	1500
Rated MVAC voltage [kV]	15
Rated LVAC voltage [V]	800
Rated LVAC inverter current [A]	200
Rated LVAC bus current [A]	2406
Short circuit current LVAC bus [kA]	50
Short circuit current LVAC feeders [kA]	53

ABB (IEC)



Main components

Emax E2.2H/E9 2500 Ekip Touch LSIG FHR 3p + Ekip Measuring package main circuit breaker fixed version In=2500A for protection and isolation, equipped with Ekip com Modbus TCP communication module, with YO/YC and motor to open/close remotely

InLineII ZLBM3-3P-M12 feeder fuse switch disconnector Ie=630A for protection and isolation

CM-IWM.11 Insulation monitoring relay to detect the first ground fault in IT AC systems even with large leakage capacity

OVR T1-T2 12.5-440s P TS QS to protect against overvoltages from the AC Utility

Optional components

TVOC-2-48C Arc monitor with HMI-COM + **CSU-2LV** low voltage current sensing unit + **RELT Module** Ekip Signalling 2k-3 for Arc Flash Mitigation

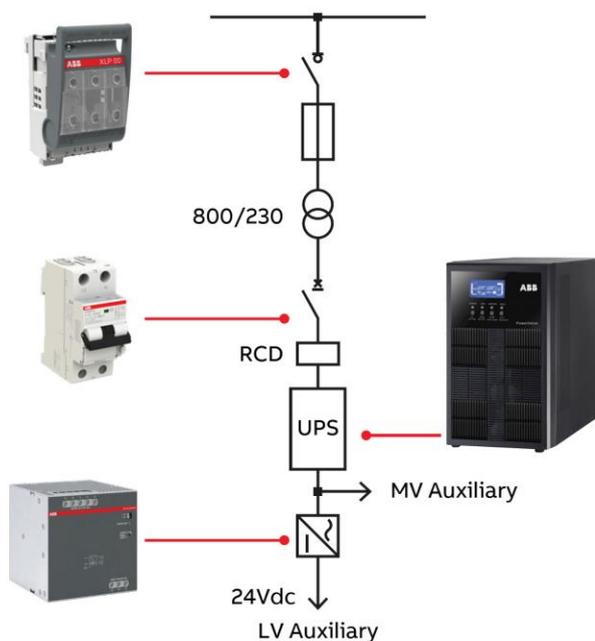
M4M 20 Ethernet network analyzer with Modbus TCP/IP communication protocol for electrical measuring and power monitoring

CM-TCN.011S temperature monitoring relay to measure the temperature inside the recombiner

Emax 2 advanced power and frequency protection packages

Auxiliary components

12 inverter feeders per combiner



Auxiliary components

Easyline XLP00 fuse switch-disconnector Ie=125A, to protect 800/230 transformer against shortcircuits

DS201 C32 A30 miniature circuit breaker and residual current device, In=32A, IΔn=30mA, for auxiliary circuit switching and protection against both overcurrents electric shocks

PowerValue 11T G2 UPS An=6kVA to supply auxiliary circuits (MV relay included) in an AC Utility outage

CP-S.1 24/40.0 power supply for 24VDC supply to the auxiliary circuits

Life Is On

Schneider
Electric

Trihal - Fino a 3150 kVA

Trasformatori isolati in resina



34

Trihal

Trasformatore di distribuzione trifase in resina, 50 Hz disponibile in esecuzione per impiego in interno o per esterno (con armadio di protezione dedicato), con le seguenti caratteristiche:

- Classe termica F - Riscaldamento 100 K
- Temp. ambiente $\leq 40^{\circ}\text{C}$, altitudine ≤ 1000 m
- Avvolgimenti MT inglobati in resina
- Avvolgimenti BT preimpregnati
- Sistema di raffreddamento naturale (AN)
- Nucleo e telaio trattati con finitura protettiva

I trasformatori in resina Trihal sono conformi alle seguenti norme:

- CEI EN 60076-11, CEI EN 50588-1
- Direttiva Ecodesign EU 548-2014

Schneider Electric garantisce che i trasformatori sono:

- Classe climatica C3*
- Classe ambientale E3 secondo norma CEI EN 60076-16
- Classe comportamento al fuoco F1
- Assenza quasi totale di scarica parziale - Livello di accettazione:
 - ≤ 10 pC Prove di routine
 - ≤ 5 pC Prove speciali secondo norma CEI EN 60076

* Test shock termico C2 eseguito a -50°C

GRIFONI PV S.R.L.

P.IVA: 02446730513

VIA Don Luigi Sturzo 14-52100-Arezzo

Tel. 0575 1385055

Distribuzione MT/Trasformatori isolati in resina

schneider-electric.com | 8

Trihal

36 kV A0Ak

Caratteristiche elettriche per livello d'isolamento: fino a 36 kV

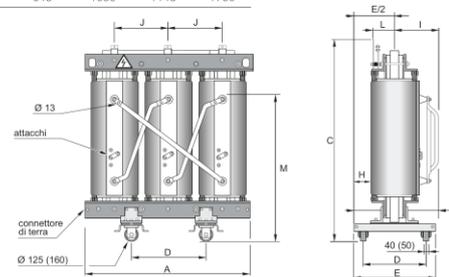
Potenza nominale (kVA)	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Frequenza nominale (Hz)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Tensione primaria (V)	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000
Livello di isolamento (kV)	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Tensione secondaria a vuoto (V)	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Regolazione MT (%)	± 2 x 2,5											
Gruppo vettoriale	Dyn	Dyn	Dyn	Dyn	Dyn	Dyn	Dyn	Dyn	Dyn	Dyn	Dyn	Dyn
Perdite (W): perdite a vuoto	598	712	862	1037	1265	1495	1782	2070	2530	2990	3565	4370
Perdite (W): perdite a carico a 120°C	3740	4264	4950	6193	7810	8800	9900	12100	14300	17600	20900	24200
Tensione di corto circuito (%)	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Temperatura ambiente max (C)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Materiale avvolgimenti MT/BT	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al	Al/Al
Materiale terminazioni	ALU	ALU	ALU	ALU	ALU	ALU	ALU	ALU	ALU	CU	CU	CU
Materiale nucleo	GO	GO	GO	GO	GO	GO	GO	GO	GO	GO	GO	GO
Peso del conduttore degli avvolgimenti (kg)	225	218	288	283	295	426	495	505	643	1080	1143	1760

Dimensioni e pesi in esecuzione a giorno (IP00)

Dimensioni e pesi sono forniti solo a titolo indicativo e si riferiscono ad un trasformatore con singolo rapporto primario e secondario con i livelli di isolamento MT e BT indicati sotto.

Solo i disegni definitivi che seguiranno l'ordine saranno da considerarsi vincolanti a livello contrattuale.

Per altre tensioni, impedenze e doppie tensioni i pesi e le dimensioni sono diversi (consultateci).



Livello di isolamento: 36 kV - bassa tensione da 400 V a 433 V

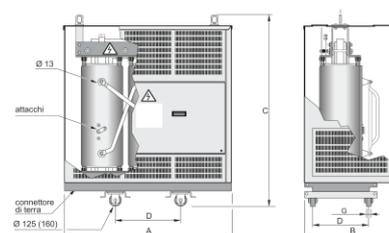
Potenza nominale (kVA)	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Dimensioni (mm) - Lunghezza A	1490	1490	1530	1530	1580	1740	1810	1870	1950	2280	2500	2840
- Larghezza B	800	870	880	880	890	920	1000	1010	1030	1230	1260	1340
- Altezza C	1790	1790	1950	1950	1990	2160	2230	2420	2460	2630	2710	2750
- Interasse ruote D	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1070	1070	1070
- Larghezza telaio E	645	795	795	795	795	795	945	945	945	1195	1195	1195
- Diametro ruote F	125	125	125	125	125	125	125	125	125	160	160	200
- Larghezza ruote G	40	40	40	40	40	40	40	40	40	50	50	70
Peso versione a giorno (kg)	1660	1660	1960	2000	2240	2960	3420	3980	4700	7220	9260	13180

Dimensioni e pesi con armadio in metallo IP31

Dimensioni e pesi sono forniti solo a titolo indicativo e si riferiscono ad un trasformatore con singolo rapporto primario e secondario con i livelli di isolamento MT e BT indicati sotto.

Solo i disegni definitivi che seguiranno l'ordine saranno da considerarsi vincolanti a livello contrattuale.

Per altre tensioni, impedenze e doppie tensioni i pesi e le dimensioni sono diversi (consultateci).



Livello di isolamento: 36 kV - bassa tensione da 400 V a 433 V

Potenza nominale (kVA)	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Dimensioni (mm) - Lunghezza A	1990	1990	2030	2030	2080	2240	2310	2370	2450	2780	3000	3340
- Larghezza B	1220	1220	1230	1240	1250	1310	1330	1350	1380	1490	1560	1670
- Altezza C	2090	2090	2250	2250	2290	2460	2530	2720	2760	3030	3110	3150
- Interasse ruote D	520	670	670	670	670	670	820	820	820	1070	1070	1070
- Larghezza telaio E	645	795	795	795	795	795	945	945	945	1195	1195	1195
- Diametro ruote F	125	125	125	125	125	125	125	125	125	160	160	200
- Larghezza ruote G	40	40	40	40	40	40	40	40	40	50	50	70
Peso versione con armadio (kg)	1890	1895	2200	2245	2500	3260	3740	4320	5060	7650	9760	13760

Distribuzione Media Tensione

SM6 - AT7 - Fusarc CF

Unità isolate in aria fino a 36 kV
Soluzioni per cabine MT-BT

Catalogo
2018



36

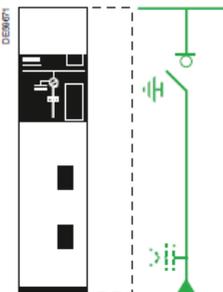
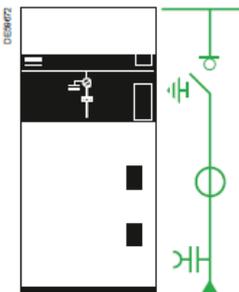
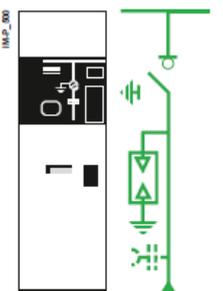
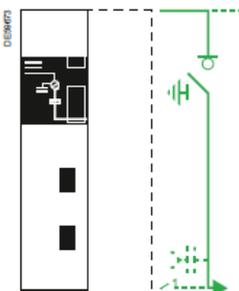
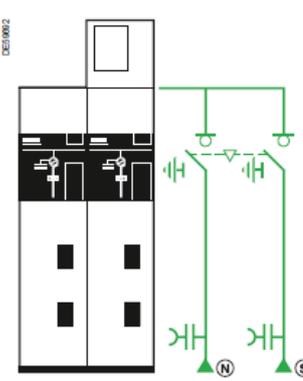
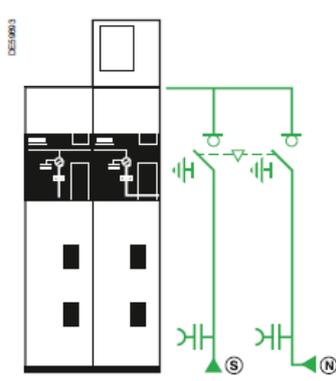
schneider-electric.com/it

Life Is On | **Schneider**
Electric

SM6

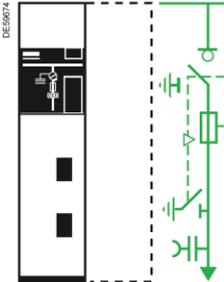
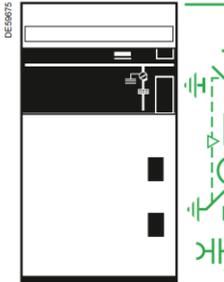
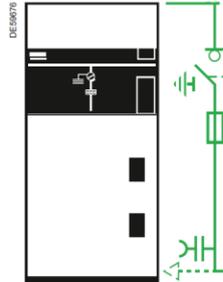
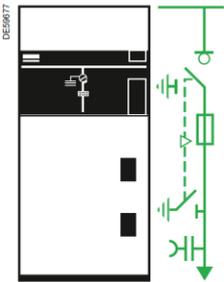
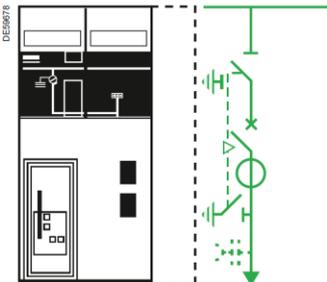
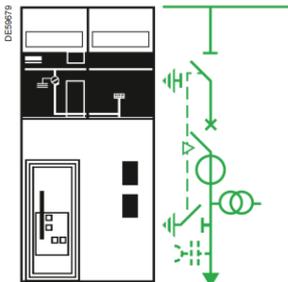
Protezione, controllo
e monitoraggio

Unità con funzione di sezionamento

pag.	Interruttore-manovra sezionatore	
44	 <p>IM Unità arrivo/partenza 24 kV: 375 36 kV: 750 mm</p>	 <p>IMC Unità arrivo/partenza 36 kV: 750 mm</p>
45	 <p>IMP Unità arrivo/partenza con scaricatori 24 kV: 500 mm</p>	 <p>IMB Unità Sezionamento sbarre destra/sinistra 24 kV: 375 mm 36 kV: 750 mm</p>
	Automatic Transfer System	
46	 <p>NSM-cavi Unità arrivo normale - soccorso 24 kV: 750 mm</p>	 <p>NSM-sbarre Unità arrivo normale - soccorso sbarre destra/sinistra e cavi 24 kV: 750 mm</p>

SM6
Protezione, controllo
e monitoraggio

Unità con funzione di protezione

pag.	Interruttore manovra-sezionatore con fusibili		
47			
	<p>QM Unità interruttore di manovra-sezionatore combinato con fusibili 24 kV: 375 mm 36 kV: 750 mm</p>	<p>QMC Unità interruttore di manovra-sezionatore combinato con fusibili 36 kV: 1000 mm</p>	<p>QMB Unità interruttore di manovra-sezionatore combinato con fusibili partenza destra/sinistra 36 kV: 750 mm</p>
48			
	<p>PM Unità interruttore di manovra-sezionatore con fusibili 36 kV: 750 mm</p>		
	Interruttore SF6		
49			
	<p>DM1-A Unità interruttore con sezionatore e partenza cavo 24 kV: 750 mm 36 kV: 1000 mm</p>	<p>DM1-P Unità interruttore con sezionatore e partenza cavo 24 kV: 750 mm</p>	

SM6

Protezione, controllo
e monitoraggio

Caratteristiche principali



I valori qui di seguito riportati si riferiscono ad una temperatura di funzionamento compresa tra -5°C e +40°C e per un'installazione ad un'altitudine fino a 1000 m.

Caratteristiche elettriche

Tensione nominale	Ur	kV	7,2	12	17,5	24	36	
Livello di isolamento								
tra fasi e verso massa	Ud	50/60 Hz, 1 min (kV rms)	20	28	38	50	70	
sul sezionamento	Ud	50/60 Hz, 1 min (kV rms)	23	32	45	60	80	
tra fasi e verso massa	Up	1,2/50 µs (kV picco)	60	75	95	125	170	
sul sezionamento	Up	1,2/50 µs (kV picco)	70	85	110	145	195	
Potere di interruzione								
Trasformatore a vuoto	A		16					
Cavi a vuoto	A		31,5				50	
Corrente nominale	Ir	A	630 - 800 - 1250				630-1250	
Corrente di breve durata massima ammissibile	Ik/tk ⁽¹⁾	kA/1 s	25	630 - 800 - 1250				1250
			20 ⁽²⁾	630 - 800 - 1250				630-1250
			16	630 - 800 - 1250				630-1250
			12,5	630 - 800 - 1250				630-1250
Potere di chiusura (50 Hz)	Ima	kA	62,5	630 - 800		NA		
			50	630 - 800				
			40	630 - 800				
			31,25	630 - 800		630		
Potere di interruzione max (Isc)								
Unità IM, IMC, IMB	A		630 - 800				630	
NSM-cavi, NSM-sbarre	A		630 - 800				NA	
QM, QMC, QMB	kA		25	20		20		
PM	kA		NA				20	
IMP	A		630 - 800				NA	
IMU	A		630				NA	
CRM	kA		10	NA				
CRM con fusibili	kA		25	NA				
CVM	kA		6,3	NA				
CVM con fusibili	kA		25	NA				
Gamma con interruttori in SF6								
DM1-A	kA	25	630 - 800 - 1250				1250	
DM1-P	kA	20	630 - 1250				630	
DM1-R, DM1-G, DM1-J	kA	25	630 - 800				NA	
DM2	kA	25	630				1250	
		20	630				630	
DM1-D	kA	25	NA				1250	
		20	NA				630-1250	
Gamma con interruttori in vuoto								
DMVL-A, DMVL-D	kA	20	630				NA	
Gamma monoblocco								
AT7-A, AT7-B	kA	16	630				NA	

NA: Non Available (non disponibile)

(1) 3 fasi

(2) In 20 kA/3 s per 24 kV, consultateci

SM6
Installazione

Dimensioni e pesi per SM6 36 kV

Dimensioni e pesi

Unità	Altezza (mm)	Larghezza (mm)	Profondità (1) (mm)	Peso (kg)
IM, SM	2250	750	1400 (3)	310
IMC, IMB	2250	750	1400 (2)	420
QM, PM, QMB	2250	750	1400 (3)	330
QMC	2250	1000	1400 (3)	420
DM1-A	2250	1000	1400 (2)	600
DM1-D	2250	1000	1400 (2)	560
GIM	2250	250	1400	90
DM2	2250	1500	1400 (2)	900
CM, CM2	2250	750	1400 (2)	460
GBC-A, GBC-B	2250	750	1400 (3)	420
GBM	2250	750	1400 (3)	260
GAM2	2250	750	1400 (3)	250
GAM	2250	750	1400 (3)	295

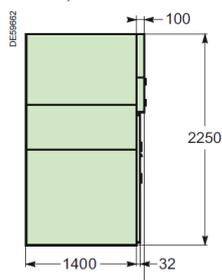
(1) Le misure di profondità si riferiscono alla superficie del pavimento.

(2) La profondità con estensione vano BT diventa 1615 mm.

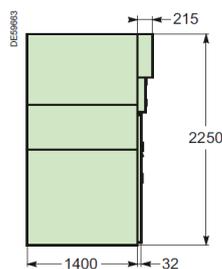
(3) La profondità con vano BT standard diventa 1500 mm.

Dimensioni

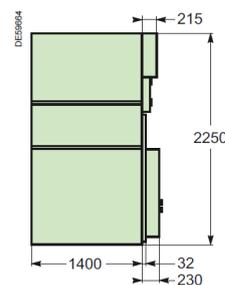
Unità IM, SM, IMC, QM, PM, IMB,
GBM, GAM, GAM2, GBC-A, GBC-B
QMB, QMC



Unità CM, CM2



Unità DM1-A, DM1-D,
DM2



Media tensione - Energia

TRI-MVP ARE4H1R-12/20 kV

TRI-MVP ARE4H1R-18/30 kV

Costruzione, requisiti elettrici, fisici e meccanici:	CEI 20-13 IEC 60502-2
Misura delle scariche parziali:	CEI 20-16 IEC 60885-3
Prove a impulso:	IEC 60230
Non propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Gas corrosivi o alogenidrici:	EN 50267-2-1

Descrizione

- Conduttore: alluminio, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore: estruso
- Isolamento: polietilene reticolato XLPE
- Strato semiconduttore: estruso
- Schermo: fili di rame rosso con nastro di rame in controspirale
- Guaina: miscela a base di PVC, qualità Rz
- Colore: rosso

N.B. Il cavo può essere fornito nella versione tripolare riunito ad elica visibile. In tal caso la sigla di designazione diventa ARE4H1RX seguita dalla tensione nominale di esercizio.

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale di esercizio
ARE4H1R -12/20 kV U_o/U: 12/20 kV
ARE4H1R -18/30 kV U_o/U: 18/30 kV
- Tensione U max
ARE4H1R -12/20 kV U_o/U: 24 kV
ARE4H1R -18/30 kV U_o/U: 36 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Resistenza elettrica massima dello schermo: 3 Ω/km

Marcatura

Pb free [Ditta] TRI-MVP ARE4H1R [tens. nominale] [form.] [anno] [ordine] [metrica]

Condizioni di posa

- Temperatura minima di posa: 0°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 12 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 60 N/mm² di sezione del conduttore

Impiego e tipo di posa

Adatto per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze. Per posa in aria libera, in tubo o canale.

Ammissa la posa interrata, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17.

ARE4H1R - 18/30 kV
U_o/U: 18/30 kV
U max: 36 kV

Caratteristiche tecniche

Formazione	Ø indicativo conduttore	Ø indicativo isolante	Ø esterno max	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A			
					in aria		interrato*	
n° x mm ²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano
1 x 50	8,2	24,60	32,7	885	184	222	152	157
1 x 70	9,9	26,30	34,8	1025	230	278	186	192
1 x 95	11,4	27,80	36,4	1150	280	338	221	229
1 x 120	13,1	29,50	38,4	1310	324	391	252	260
1 x 150	14,4	30,80	39,8	1430	368	440	281	288
1 x 185	16,2	32,60	41,9	1620	424	504	317	324
1 x 240	18,4	34,80	44,5	1875	502	593	367	373
1 x 300	20,7	37,05	47,1	2135	577	677	414	419
1 x 400	23,6	40,00	50,5	2645	673	769	470	466
1 x 500	26,5	42,90	53,8	2710	781	890	550	540
1 x 630	30,2	46,60	58,0	3260	909	1030	710	700

(*) I valori di portata si riferiscono alle seguenti condizioni:
 - Resistività termica del terreno: 1 K·m/W
 - Temperatura ambiente 20°C
 - profondità di posa: 0,8 m

Caratteristiche elettriche

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Resistenza apparente a 90°C 50Hz		Reattanza di fase		Capacità a 50Hz
		Ω/km		Ω/Km		
n° x mm ²	Ω/Km	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano	µF/km
1 x 50	0,641	0,822	0,822	0,14	0,15	143
1 x 70	0,443	0,568	0,568	0,13	0,15	160
1 x 95	0,320	0,411	0,411	0,12	0,14	175
1 x 120	0,253	0,325	0,325	0,12	0,13	192
1 x 150	0,206	0,265	0,265	0,11	0,13	205
1 x 185	0,164	0,211	0,211	0,11	0,12	222
1 x 240	0,125	0,161	0,161	0,11	0,12	244
1 x 300	0,100	0,130	0,129	0,10	0,11	265
1 x 400	0,0778	0,102	0,101	0,101	0,11	294
1 x 500	0,0605	0,0801	0,0794	0,097	0,11	321
1 x 630	0,0469	0,0635	0,0625	0,094	0,11	357