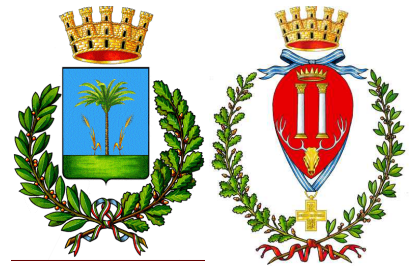




REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI BRINDISI
COMUNE DI MESAGNE
COMUNE DI BRINDISI



Progetto relativo alla costruzione di un impianto Agrivoltaico denominato FV41-22
avente potenza di picco pari a 19,994 MW con sistema di accumulo da 15,00 MW e
potenza immissione pari a 18,714 MW, ubicato in agro del Comune di Mesagne (BR)
sui terreni censiti nel N.C.T al foglio di mappa n. 21 - 22 - 34, al comune di Brindisi al
foglio di mappa 121 e relative opere di connessione.
Potenza ai fini della connessione 18,714 MW. Cod. Rint. 202201536

Livello Progettazione	PAS ai sensi del d.gls. n.°28 del 2011 art. 6	Agosto 2024
-----------------------	---	-------------

Identificatore:

Elab. R.T. - 01

Denominazione elaborato:

Relazione Generale Tecnica - Descrittiva

Formato foglio

A4 (210x297 mm)

DATA	MOTIVO REVISIONE	REDATTO	APPROVATO
30.08.2024	Prima emissione	ING. FRANCESCO CIRACI'	N/A

PROGETTISTA:

ING. FRANCESCO CIRACI'

Ordine degli Ingegneri della
prov. di Brindisi n. 1040



COMMITTENTE:

MESAGNE EST SOLAR PARK Srl

Sede Legale: Via Antonio Francavilla n°6
San Vito dei Normanni (BR) - 72019
C.F./P.IVA 02729220745



MESAGNE EST SOLAR PARK SRL

Amministratore Unico
P.Iva 02729220745

Sommario

1.	PREMESSA	3
	1.1 DATI GENERALI DEL PROGETTO	3
	1.2 LINEE GUIDA MITE	5
2.	VERIFICA REQUISITI LINEE GUIDA MITE – IMPIANTO	7
	2.1 REQUISITO AA.1.....	7
	2.2 REQUISITO B.....	8
	2.3 REQUISITO C.....	10
	2.4 REQUISITO D	11
	2.5 REQUISITO E.....	11
3.	SUDDIVISIONE DEL TERRENO IN CAMPI E SOTTOCAMPI.....	12
	3.1 COMPATILITÀ DEL PROGETTO AGRIVOLTAICO	12
	3.2 SCOPO DEL PROGETTO	13
4.	STATO DI FATTO	14
	4.1 LOCALIZZAZIONE IMPIANTO.....	14
	4.2 INQUADRAMENTO CATASTALE.....	15
	4.3 INQUADRAMENTO URBANISTICO	18
	4.4 ARTICOLO 6 COMMA 9bis DEL D.LGS 3 MARZO 2011, n. 28	19
	4.5 INQUADRAMENTO VINCOLISTICO.....	20
	4.6 VERIFICA D.LGS 199 ART.20 COMMA 8 – AREE IDONEE	23
5.	CAPITOLO CLASSIFICAZIONE OPERE UTENTE - TERNA	24
6.	PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO	24
	6.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE GENERATORE FOTOVOLTAICO	24
	6.1.1 DIMENSIONAMENTO E PRODUTTIVITÀ DELL’IMPIANTO	25
	6.1.2 PRINCIPALI CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI	26
	6.1.3 STRUTTURE DI SOSTEGNO MODULI FOTOVOLTAICI	28
	6.1.4 SISTEMA DI CONDIZIONAMENTO DELLA POTENZA.....	28



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV_41

6.1.5 SEZIONE DI TRASFORMAZIONE IN ELEVAZIONE	38
6.1.6 QUADRI ELETTRICI PARALLELO E INTERFACCIA RETE	40
6.1.7 VIE CAVO PER LA DISTRIBUZIONE LINEE ELETTRICHE	45
6.1.8 IMPIANTO A TERRA	48
6.1.9 LAYOUT IMPIANTO FV_41	49
6.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE ELEMENTI FUNZIONALI ALL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO	51
6.2.1 IMPIANTO A TERRA	51
6.2.2 RECINZIONE	52
6.2.3 SISTEMA ANTINCENDIO	53
6.2.4 PALI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA.....	54
6.3 CALCOLI DI PROGETTO	54
6.4 FASE DI COSTRUZIONE.....	55
6.5 SCAVI E MOVIMENTO TERRA	56
6.6 OPERE DI MITIGAZIONE.....	56
6.7 PROGETTO AGRICOLO	57
7. VERIFICHE E COLLAUDI	57
8. PIANO DI MANUTENZIONE	59
9. DISMISSIONE IMPIANTO.....	61
10. RIFERIMENTI NORMATIVI	61



1. PREMESSA

1.1 DATI GENERALI DEL PROGETTO

Il progetto di seguito illustrato è un impianto agrivoltaico di tipo avanzato che la società proponente “MESAGNE EST SOLAR PARK s.r.l.” intende realizzare nei lotti siti in agro dei Comuni di Mesagne e Brindisi, con le rispettive opere di connessione ubicate in parte nel Comune di Mesagne ed in parte nel Comune di Brindisi. La potenza di picco del campo agrivoltaico, sarà di 19.998 kWp per una potenza in immissione alla rete di 18.714 kW, la produzione energetica sarà supportata, attraverso un accoppiamento in continua, da un “Sistema di Accumulo” a batteria di potenza pari a 15.000 kWh.

Il progetto sarà eseguito in regime “agrivoltaico” che produce energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso un sistema integrato con l’attività agricola, garantendo un modello eco-sostenibile che fornisca energia pulita e prodotti sani da agricoltura biologica.

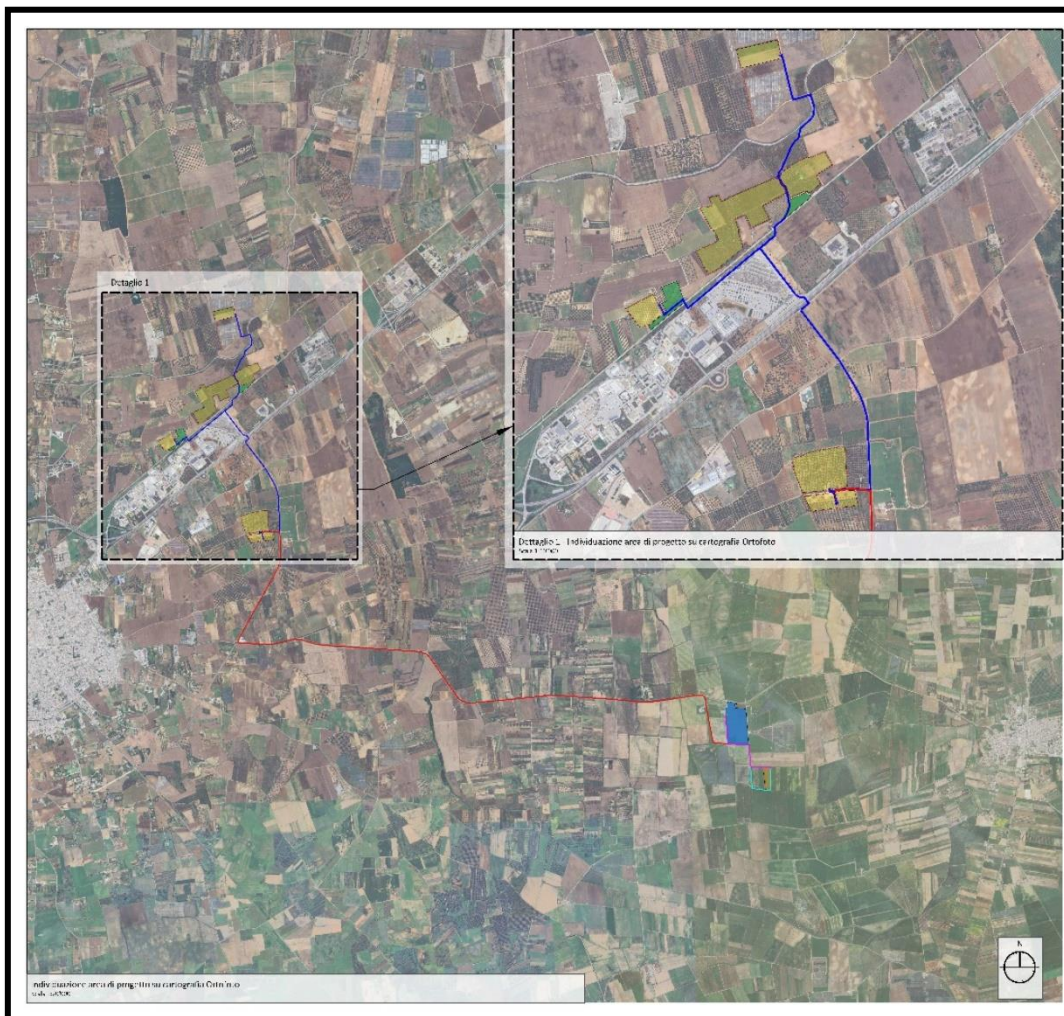
La tecnologia impiantistica prevede l’installazione di moduli fotovoltaici che saranno installati su strutture mobili (tracker) con rotazione di tipo monoassiale ad inseguimento solare.

Il terreno rimarrà ad uso agricolo per circa 85% della superficie occupata dall’impianto agrivoltaico. Le strutture (tracker) infatti saranno posizionate in maniera da consentire lo sfruttamento agricolo ottimale del terreno.

I terreni non occupati dai tracker continueranno ad essere adibiti ad uso agricolo. Nella tabella seguente sono riepilogate in forma sintetica le principali caratteristiche tecniche dell’impianto di progetto.

ITEM	DESCRIZIONE
Richiedente	MESAGNE EST SOLAR PARK s.r.l.
Luogo di installazione	Mesagne (BR)
Foglio catale	21
Particelle Impianto	108, 127, 140, 141
Particelle campo sperimentale	295, 296
Foglio catale	22
Particelle Impianto	22, 31, 38, 39, 41, 43, 58, 59, 68, 100, 101, A
Particella campo sperimentale	42
Foglio	34
Particelle Impianto Agrivoltaico	14, 18, 23, 41, 130, 163
Luogo di installazione:	Brindisi
Foglio catale	121
Particelle Impianto	227, 228
Denominazione impianto:	FV 41
Potenza di picco (MWp):	19,99
Potenza in immissione(MWp):	18,71
Informazioni generali del sito	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto. La morfologia è piuttosto regolare.
Connessione:	Interfacciamento alla rete mediante soggetto privato nel rispetto delle norme CEI
Tipo strutture di sostegno:	Strutture metalliche in acciaio zincato tipo Tracker fissate a terra su pali
Potenza modulo fotovoltaico (Wp)	670
Inclinazione piano dei moduli:	+55° - 55°
Azimut di installazione:	0°
Inquadramento urbanistico	Il PRG dei due Comuni colloca l'area di intervento in zona E - Agricola
Tipo di coltura	coltivazione biologica

Tabella 1: Dati del progetto



1.2 LINEE GUIDA MITE

Il 27 giugno 2022 il MITE ha pubblicato le “Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici” al cui interno sono stati specificati alcuni importanti requisiti degli impianti agrivoltaici (le “Linee Guida”). Il documento è stato predisposto nell’ambito di un gruppo di lavoro coordinato dal MITE e composto da:

CREA – Consiglio per la ricerca in agricoltura e l’analisi dell’economia agraria; GSE – Gestore dei servizi energetici S.p.A.;

ENEA – Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l’energia e lo sviluppo economico sostenibile; RSE – Ricerca sul sistema energetico S.p.A.

Secondo la definizione fornita dal MITE, l’impianto agrivoltaico consiste in “impianto fotovoltaico che adotta soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione”.



Accanto al concetto di impianto agrivoltaico, il MITE ha introdotto anche due ulteriori concetti:

Impianto agrivoltaico avanzato: impianto agrivoltaico che, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, e ss. mm.

adotta soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche eventualmente consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione; prevede la contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto dell'installazione fotovoltaica sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture, la continuità delle attività delle aziende agricole interessate, il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici;

Sistema agrivoltaico avanzato: un sistema complesso composto dalle opere necessarie per lo svolgimento di attività agricole in una data area e da un impianto agrivoltaico installato su quest'ultima che, attraverso una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, integri attività agricola e produzione elettrica, e che ha lo scopo di valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi, garantendo comunque la continuità delle attività agricole proprie dell'area.

Ai sensi del paragrafo 2.2. delle Linee Guida, i requisiti tecnici da rispettare per poter realizzare un impianto agrivoltaico variano a seconda della tipologia di impianto. In particolare, il MITE ha previsto 5 requisiti:

requisito A: adozione di configurazioni spaziali e strumenti tecnologici che valorizzino il potenziale produttivo sia agricolo che energetico;

requisito B: produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromissione della continuità dell'attività agricola e pastorale;

requisito C: adozione di soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni sia in termini energetici che agricoli;

requisito D: dotazione 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: dotazione 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.

Si propone di seguito una spiegazione sintetica di ciascuno dei suddetti requisiti, alla luce di quanto previsto nelle Linee Guida. La progettazione di un impianto deve tenere a mente l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica, valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi. Questo requisito si intende rispettato al ricorrere simultaneo di una serie di condizioni costruttive e spaziali.

2. VERIFICA REQUISITI LINEE GUIDA MITE – IMPIANTO

2.1 REQUISITO A

A.1

La superficie minima per l'attività agricola è un parametro fondamentale ai fini della qualifica di un sistema agrivoltaico; come richiamato anche dal decreto-legge 77/2021, la superficie minima coltivata deve essere inoltre caratterizzata dalla continuità temporale dell'attività agricola, atteso che la norma circoscrive le installazioni ai terreni a vocazione agricola. Tale condizione si verifica laddove l'area oggetto di intervento è adibita, per tutta la vita tecnica dell'impianto agrivoltaico, alle coltivazioni agricole, alla floricoltura o al pascolo di bestiame, in una percentuale che la renda significativa rispetto al concetto di "continuità" dell'attività se confrontata con quella precedente all'installazione (caratteristica richiesta anche dal DL 77/2021, nel caso di terreni non precedentemente utilizzati si dovrebbe far riferimento a parametri medi della zona geografica di appartenenza). Pertanto, si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di intervento che almeno il 70% della superficie (superficie totale del sistema agrivoltaico, S_{tot}) sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA).

VERIFICA REQUISITO A.1 - IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 41

Il progetto oggetto della presente relazione soddisfa abbondantemente il requisito A.1, in quanto la superficie destinata all'agricoltura risulta pari all' 85,36% della SUPERFICE Stot, quindi abbondantemente superiore al limite previsto dalle linee guida del MITE, $S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$.

A.2

Sempre secondo le linee guida del MITE un sistema agrivoltaico deve essere caratterizzato da configurazioni finalizzate a garantire la continuità dell'attività agricola: tale requisito può essere declinato in termini di "densità"

o "porosità". Per valutare la densità dell'applicazione fotovoltaica rispetto al terreno di installazione è possibile considerare indicatori quali la densità di potenza (MW/ha) o la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR, Land Area Occupation Ratio ("LAOR"): rapporto tra la superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (" S_{pv} "), e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico (" S_{tot} ").



Al fine di non limitare soluzioni tecnologicamente innovative in termini di efficienza dei moduli, si ritiene di optare per la percentuale di superficie occupata dai moduli di un impianto agrivoltaico, e di non considerare nella valutazione di merito ai fini agrivoltaici la densità di potenza. Le linee guida del MITE ritengono opportuno adottare un limite massimo di LAOR pari al 40 %.

VERIFICA REQUISITO A.2 - IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 41

L'impianto in progetto soddisfa abbondantemente il requisito $LAOR \leq 40\%$, come risulta da quanto di seguito esposto.

La superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico (Stot) risulta essere pari a 328.353 mq, ed è data dalla somma delle seguenti superfici

- superficie utile di impianto agrivoltaico;
- superficie dedicata alle opere interne al campo per rendere funzionale e operativo l'impianto, e quindi strade perimetrali, strade di servizio, e superfici occupate dalle cabine elettriche e di controllo;
- superficie impegnata dalle opere di mitigazione del campo.

La proiezione della superficie massima di ingombro dei moduli fotovoltaici (Spv) risulta pari a 97.485 metri quadri circa.

In queste condizioni abbiamo ottenuto un valore di LAOR pari al 29,69%. è stato possibile raggiungere tale valore grazie all'attenta e virtuosa progettazione, in quanto si è posti come parametro fondamentale del progetto.

2.2 REQUISITO B

Come previsto dalle linee guida del MITE, nel corso della vita tecnica utile devono essere rispettate le condizioni di reale integrazione fra attività agricola e produzione elettrica valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

B.1

Gli elementi da valutare nel corso dell'esercizio dell'impianto, volti a comprovare la continuità dell'attività agricola, sono:

- a) L'esistenza e la resa della coltivazione

Al fine di valutare statisticamente gli effetti delle attività concorrenti, rispettivamente produzione di energetica e produzione di beni/prodotti agricoli è importante accertare la destinazione produttiva agricola dei terreni oggetto di installazione dei sistemi agrivoltaici. In particolare, tale aspetto può essere valutato tramite il valore

della produzione agricola prevista sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari successivi all'entrata in esercizio del sistema stesso espressa in €/ha o €/UBA (Unità di Bestiame Adulto), confrontandolo con il valore medio della produzione agricola registrata sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari antecedenti, a parità di indirizzo produttivo. In assenza di produzione agricola sull'area negli anni solari precedenti, si potrebbe fare riferimento alla produttività media della medesima produzione agricola nella zona geografica oggetto dell'installazione. In alternativa è possibile monitorare il dato prevedendo la presenza di una zona di controllo che permetterebbe di produrre una stima della produzione sul terreno sotteso all'impianto.

Il rispetto di tale requisito è riportato nell'elaborato Rif. "Relazione Agronomica".

b) Il mantenimento dell'indirizzo produttivo

Come previsto dalle linee guida del MITE, ove sia già presente una coltivazione a livello aziendale, andrebbe rispettato il mantenimento dell'indirizzo produttivo o, eventualmente, il passaggio ad un nuovo indirizzo produttivo di valore economico più elevato. Fermo restando, in ogni caso, il mantenimento di produzioni DOP o IGP.

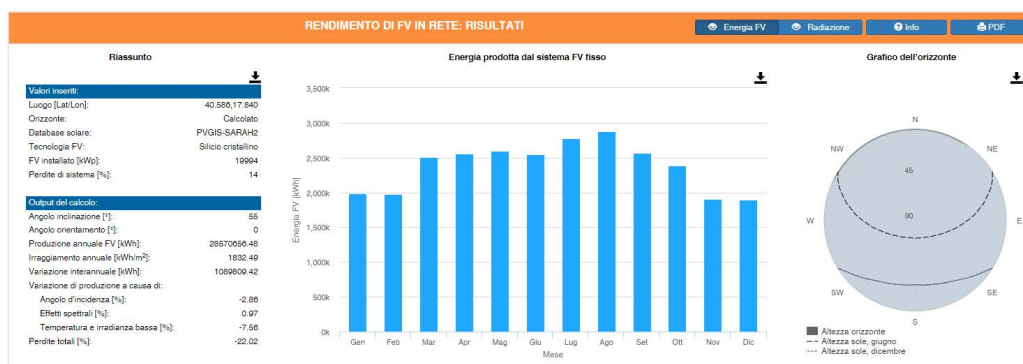
Il requisito "b" risulta banalmente soddisfatto, in quanto i terreni risultano oggi per la maggior parte di essi non coltivati con la presenza di ulivi; pertanto, le colture agricole individuate dalla relazione specialistica a corredo della presente relazione soddisfano pienamente il requisito.

B.2

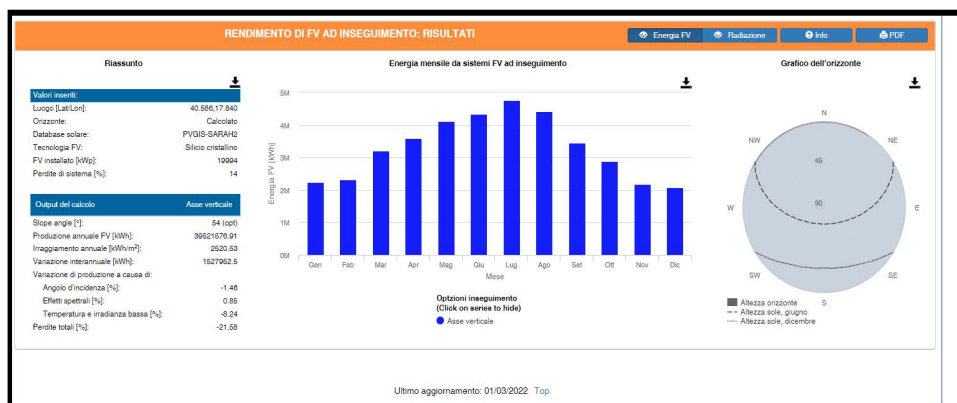
Le linee guida del MITE prevedono che la produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (FVagri in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard (FVstandard in GWh/ha/anno), non deve essere inferiore al 60 % di quest'ultima: $FVagri \geq 0,6 \cdot FVstandard$.

VERIFICA REQUISITO B.2 - IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV_41

Il requisito di cui sopra risulta verificato in quanto:



Ultimo aggiornamento: 01/03/2022 Top



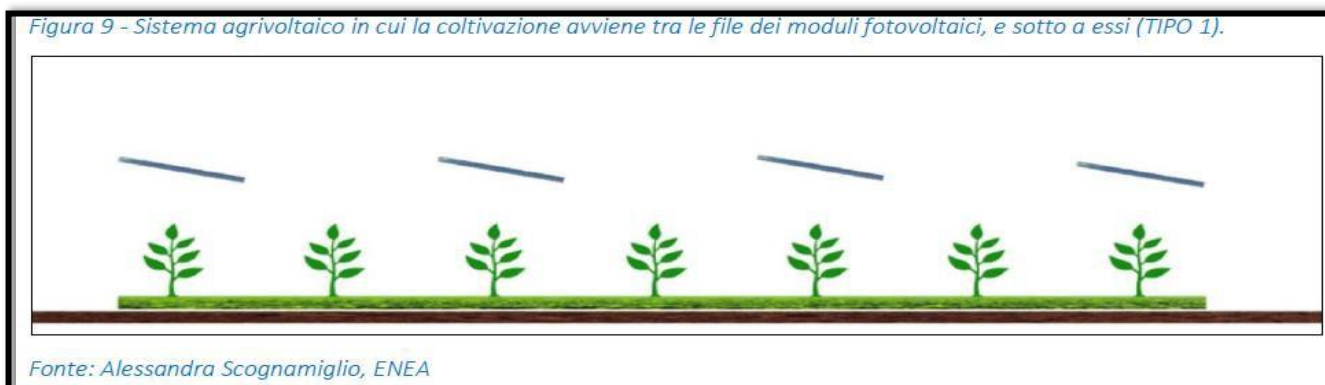
Le figure sopra riportate evidenziano che le produzioni annue tra l'impianto in oggetto e l'impianto fotovoltaico tradizionale risulta pari 1,38. Come si evince dai calcoli sopra riportati $FV_{agri} \geq 1,31 \cdot FV_{standard}$, perciò, tale requisito risulta verificato. Le soluzioni tecnologiche adottate per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico in progetto, una produzione di energia rinnovabile superiore alla produzione di un impianto fotovoltaico.

2.3 REQUISITO C

Come evidenziato dalle linee guida del MITE l'altezza minima di moduli da terra, influenza lo svolgimento delle attività agricole su tutta l'area occupata dall'impianto agrivoltaico o solo sulla porzione che risulti libera dai moduli fotovoltaici.

VERIFICA REQUISITO C – IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 41

Per il progetto di cui trattasi l'area destinata a coltura agricola coincidere con l'intera area del sistema agrivoltaico (a meno delle aree utilizzate per le strade interne, e per le opere accessorie come riportate e quantificate nelle tabelle già sopra riportate), in quanto la scelta progettuale è ricaduta sul sistema indicato dalle linee guida del MITE come **TIPO 1**. L'altezza minima dei moduli è stata progettata in modo da consentire la continuità delle attività agricole anche sotto ai moduli fotovoltaici. Si specifica che il progetto prevede l'altezza minima dei moduli



da terra paria 2,1 metri, tale da consentire l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione, come previsto dalle linee guida del MITE.



Immagine 2.3 - esempio tracker per impianti agrivoltaici

2.4 REQUISITO D

Dotazione 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.

VERIFICA REQUISITO D – IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 41

Il rispetto di tale requisito è riportato nell'elaborato Rif. "Relazione Agronomica".

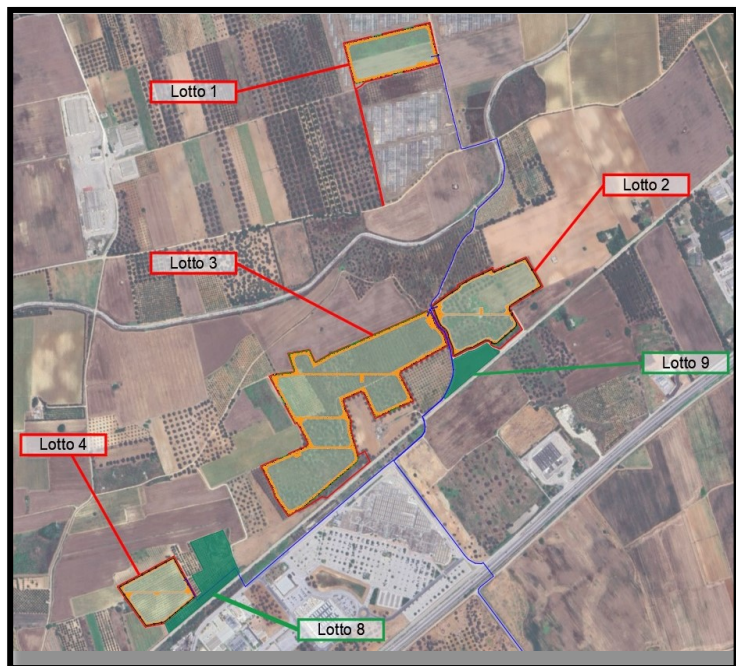
2.5 REQUISITO E

Dotazione 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.

VERIFICA REQUISITO E – IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 41

Il rispetto di tale requisito è riportato nell'elaborato Rif. "Relazione Agronomica".

3. SUDDIVISIONE DEL TERRENO IN CAMPI E SOTTOCAMPI



3.1 COMPATIBILITÀ DEL PROGETTO AGRIVOLTAICO

Considerando l'attuale assetto agricolo del sito, si vuole sottolineare che il progetto prevede la conservazione dello stato di fatto combinando il sistema fotovoltaico all'impostazione che l'azienda agricola ha dato al terreno.

Si prevede che l'economia ed il mercato del lavoro esistenti potrebbero essere positivamente influenzati dalle attività di cantiere del Progetto permettendo:

- impatti economici derivanti dalle spese dei lavoratori e dall'approvvigionamento di beni e servizi nell'area locale;
- opportunità di lavoro temporaneo diretto e indiretto per le maestranze locali ed eventuale loro miglioramento delle competenze.

Durante la fase di esercizio, gli impatti positivi sull'economia deriveranno dalle attività di manutenzione preventiva dell'impianto e di vigilanza del sito. Inoltre, ci sarà la potenziale manodopera agricola impiegata per le coltivazioni previste dal progetto di compensazione.

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico ricoprirebbe un ruolo non di secondo piano garantendo

vantaggi significativi, altrimenti evitati:

- contribuire alla riduzione del consumo di combustibili fossili, privilegiando l'utilizzo delle fonti rinnovabili, inserendosi nella importante pianificazione locale della gestione energetica;
- contribuire allo sviluppo economico e occupazionale locale
- continuità nello sfruttamento dell'area a vocazione agricola;
- attività sociali associate ad altri progetti collegati e connessi alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico, da realizzare nel medesimo territorio.

Risulta quindi evidente che la mancata realizzazione del progetto farebbe venire meno sia la maggiore occupazione agricola e i benefici economici derivanti dagli investimenti realizzati.

3.2 SCOPO DEL PROGETTO

La scelta di progettare un impianto che integra due tipi di attività produttive così diverse tra loro come la produzione di energia e la produzione agricola, nasce dall'esigenza di rendere compatibile la produzione di energia con il rispetto dell'ambiente e la valorizzazione delle risorse naturali che offre il territorio in un'ottica più "green" e sostenibile del mondo della imprenditoria. Il progetto, si ritiene che risulti pertanto in linea con l'obiettivo nazionale ed internazionale di rendere Carbon free i processi di produzione dell'energia, tale cioè da azzerare le emissioni nette di CO₂ conseguenti all'utilizzo ai fini energetici dei combustibili fossili, oltre ad armonizzarsi con i principi di sostenibilità e circolarità contenuti nell'Agenda 2030 e i Sustainable Development Goals (SDG) che lo stesso progetto mira a raggiungere. In particolare, questo progetto risulta essere perfettamente in linea con la strategia energetica nazionale inserendosi nel percorso che vede l'Italia impegnata a raggiungere una potenza fotovoltaica installata complessiva pari a 30 GW entro il 2030, considerando sia impianti a terra che sugli edifici.

Grazie alla progettazione integrata, infatti, questo progetto mira a conseguire risultati in termini di performance energetiche, che contribuiscono al conseguimento dell'obiettivo sopra citato combinandosi sinergicamente con la valorizzazione in termini di produzione agricola del territorio, oggetto dell'intervento, all'interno di un processo più sostenibile della tradizionale produzione di energia da fonti rinnovabili in quanto mitiga l'impatto ambientale che questa genererebbe sul suolo in assenza del progetto agricolo e degli accorgimenti ingegneristici che ne conseguono.

La sinergia progettuale sopra menzionata consente di portare a valori pressoché trascurabili la percentuale di terreno sottratta all'attività agricola e, al contempo, permette all'attività agricola stessa di beneficiare della



disponibilità di terreni attrezzati e predisposti con servizi ed utilities a costo zero, all'interno di un ambiente protetto e continuamente monitorato. Quanto sopra rende il terreno interessato dall'intervento, come candidato ideale per l'insediamento di colture ad alto valore economico, in quanto oltre ad assicurare protezione contro probabili atti di vandalismo ed episodi di furto a cui sono solitamente soggette tali colture, offre una serie di strumenti e servizi all'avanguardia per la conduzione dell'attività, tutti alimentabili elettricamente dall'energia autoprodotta dall'impianto in modo da limitarne l'impatto sull'ambiente; si specifica inoltre che nella conduzione del terreno si ricorrerà all'utilizzo di mezzi elettrici al posto dei convenzionali mezzi alimentati da carburanti fossili inquinanti.

4. STATO DI FATTO

4.1 LOCALIZZAZIONE IMPIANTO

Il progetto in esame è ubicato nel territorio comunale di Mesagne, Provincia di Brindisi.

L'area di intervento risulta essere pari a circa 37 ettari complessivi, l'intera superficie è separata da strade interpoderali. Tali aree, nel vigente strumento urbanistico, sono destinate attualmente a zone di uso agricolo (zone E) come da Certificato di Destinazione Urbanistico.

L'impianto verrà connesso alla Stazione elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN denominata "Brindisi Sud" mediante condivisione dello stallo.

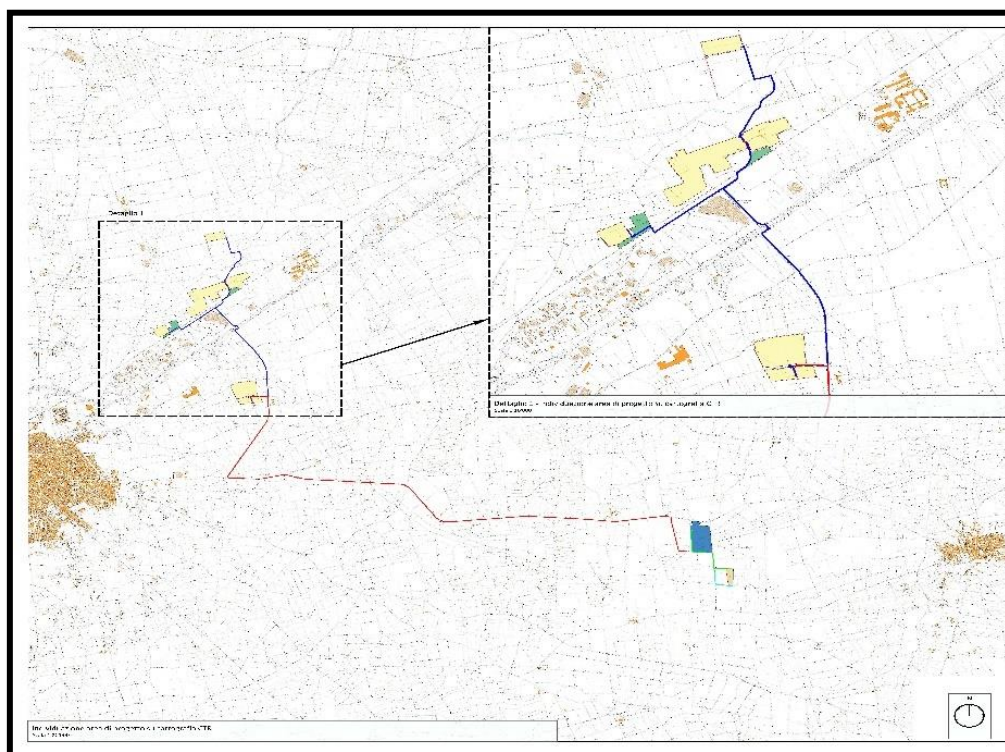


Immagine 4.1: inquadramento impianto FV 41 su CTR

4.2 INQUADRAMENTO CATASTALE

La tabella e le immagini descrivono brevemente l'inquadramento catastale dei singoli campi di impianto. Per una più chiara visione, si rimanda ai seguenti elaborati grafici:

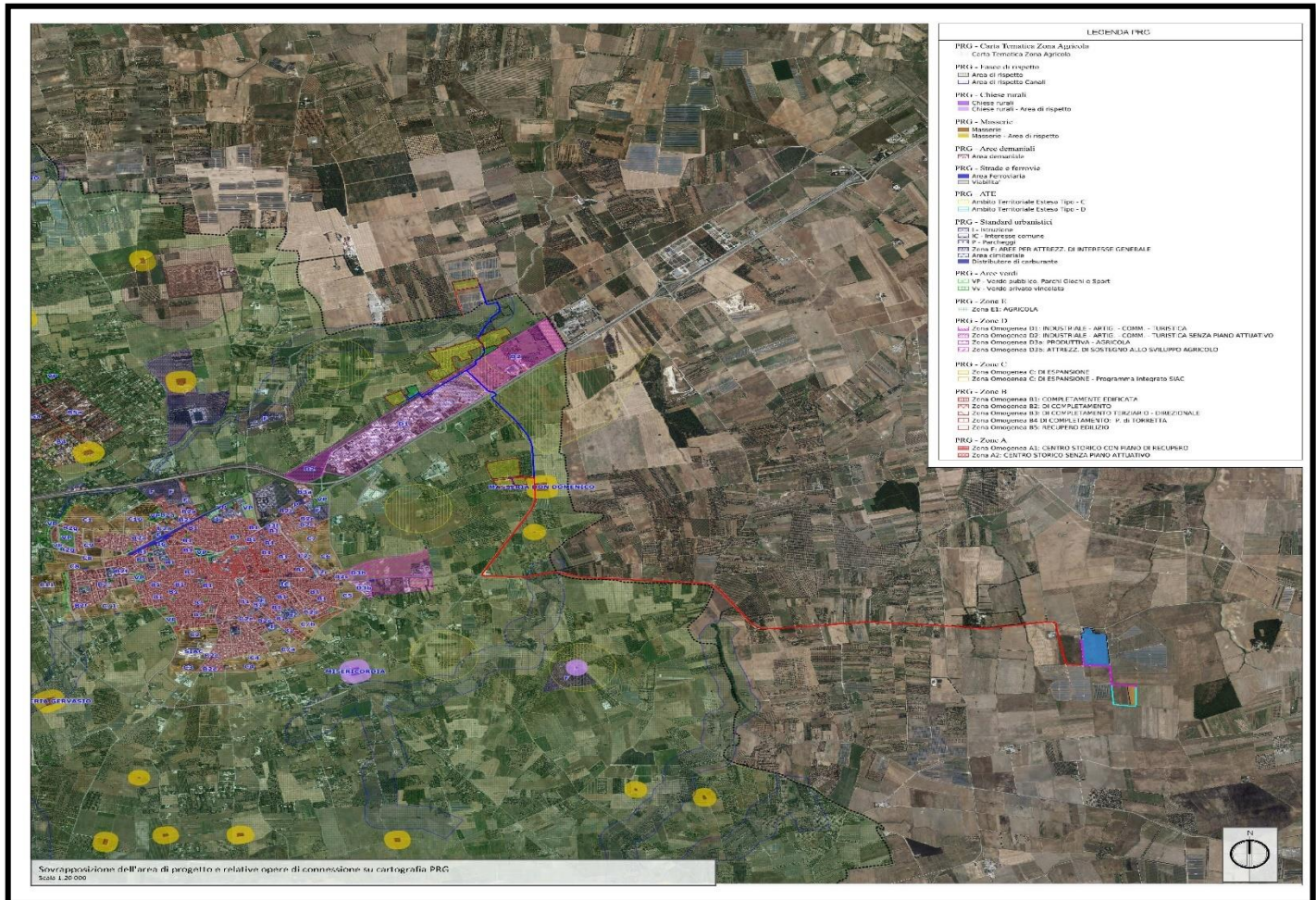
n.	Ditta Catastale	Fg.	Part.	Qualità	Superficie Catastale (mq)	TITOLARITA' DELL'AREA
CAMPO 1						
1	SCALERA GIANLUCA nato a MESAGNE (BR) il 25/11/1974	121	227	uliveto 2	15795	NELLA DISPONIBILITA DEL PROPONENTE
	RUGGIERO COSIMO nato a BRINDISI (BR) il 19/04/1956 // TRAVERSA MARIA nata a BRINDISI (BR) il 09/02/1958	121	228	uliveto vigneto seminativo	10 1322 14308	
CAMPO 2						
2	FUMAROLA MAURO MAURIZIO nato a GALATINA (LE) il 02/11/1980 // FUMAROLA MAURO VINCENZO nato a LECCE (LE) il 30/10/1954	22	22	ULIVETO FICHETO	19173 2763	NELLA DISPONIBILITA DEL PROPONENTE
			31	FABB DIRUTO	1110	
			39	uliveto	93	
			41	uliveto	590	
			43	seminativo uliveto	0402 6158	
			58	uliveto	8821	
			A	ente urbano	68	
	RAMMAZZO ANGELO nato a MESAGNE (BR) il 29/03/1969 RAMMAZZO GABRIELLA nata a MESAGNE (BR) il 07/07/1961	22	100	seminativo 2	5000	NELLA DISPONIBILITA DEL PROPONENTE
			101	seminativo 2	8600	
	CAMPO 3					
3	valente cosimo erede VALENTE GIUSEPPE nato a ERCHIE (BR) il 11/12/1935	22	38	seminativo uliveto	32 65693	NELLA DISPONIBILITA DEL PROPONENTE
			68	seminativo uliveto	43 51227	NELLA DISPONIBILITA DEL PROPONENTE
	Posa Stella	22	59	seminativo uliveto	1879 11585	NELLA DISPONIBILITA DEL PROPONENTE
CAMPO 4						
4	PAGLIARA COSIMO nato a MESAGNE (BR) il 13/09/1951	21	108	uliveto	4828	NELLA DISPONIBILITA DEL PROPONENTE
			127	uliveto	12780	
			140	uliveto	6040	
			141	uliveto	1600	
CAMPO 5						
5	CAMPANA COSIMA GIOVANNA nata a MESAGNE (BR) il 24/07/1948 CMPCMG48L64F152T Proprieta' 1/2 PASIMENI ANTONIO nato a MESAGNE (BR) il 08/08/1943 SMNTN43M08F152N Proprieta' 1/2	34	14	seminativo uliveto	270 743	NELLA DISPONIBILITA DEL PROPONENTE
			18	seminativo uliveto	139 37522	
			130	uliveto	3880	
	PASIMENI ANTONIO nato a MESAGNE (BR) il 08/08/1943 SMNTN43M08F152N		163	uliveto	34793	

IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV_41

CAMPO 6						
6	GALASSO FRANCESCO nato a MESAGNE (BR) il	34	41	uliveto	14560	NELLA DISPONIBILITA DEL PROPONENTE
CAMPO 6-7						
6-7	CAMPANA COSIMA GIOVANNA nata a MESAGNE (BR) il 24/07/1948 CMPCMG48L64F152T Usufrutto1/2 PASIMENI ANTONIO nato a MESAGNE (BR) il 08/08/1943 PSMNTN43M08F152N Usufrutto1/2 PASIMENI LUIGI nato a BRINDISI (BR) il 07/01/1982 PSMLGU82A07B180EN Nuda proprieta'	34	23	uliveto	15010	NELLA DISPONIBILITA DEL PROPONENTE
CAMPO 8						
8	CANTARONE MARIA nata a EGITTO (EE) il 16/10/1957	21	295	uliveto	9988	NELLA DISPONIBILITA DEL PROPONENTE
			296	c02	29	
CAMPO 9						
9	LOIACONO Candida nata a Brindisi il 18 maggio 1960 (LCN CDD 60E58 B180S)	22	42	seminativo vigneto	285 8044	NELLA DISPONIBILITA DEL PROPONENTE

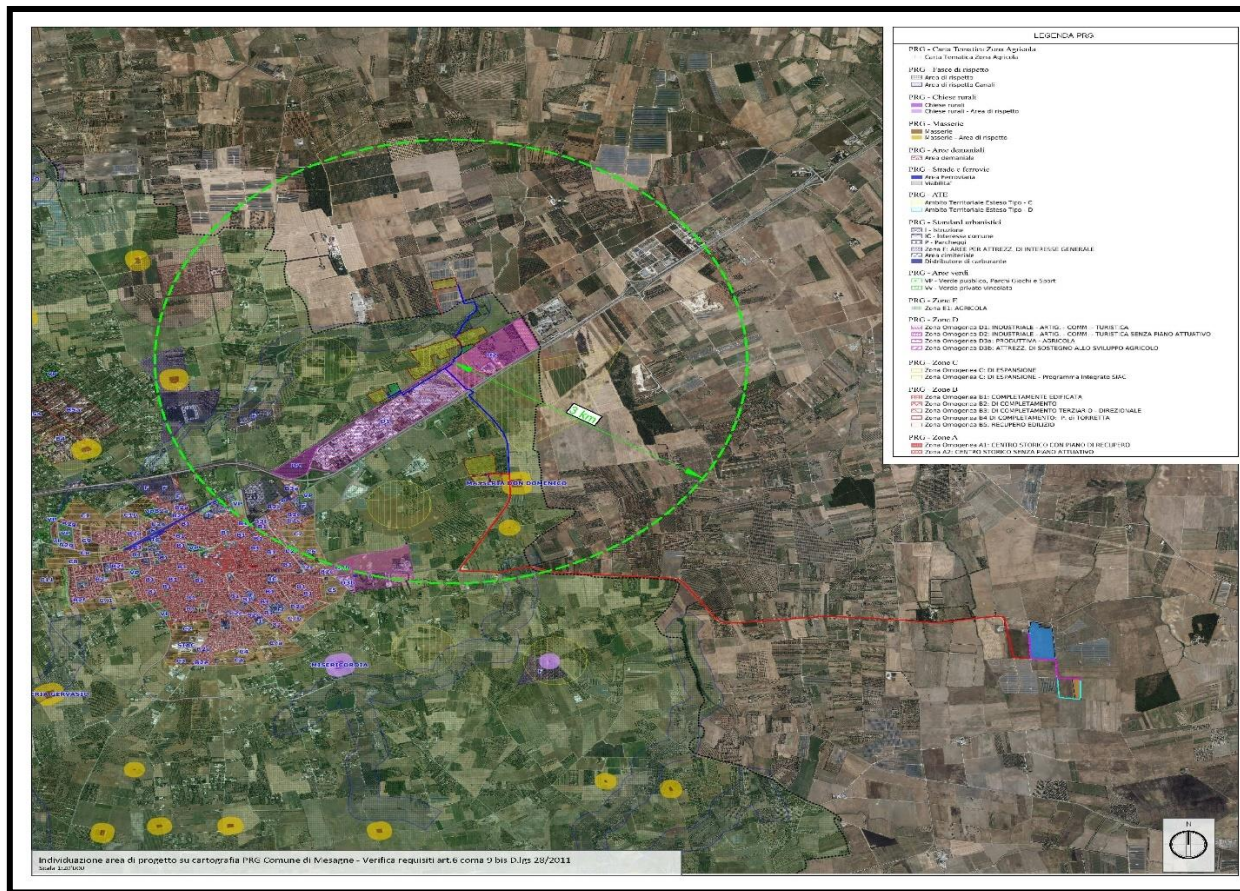
4.3 INQUADRAMENTO URBANISTICO

Le aree occupate dagli impianti ricadono all'interno dei territori comunali di Mesagne e Brindisi, entrambi in zona E Agricola come definita dal P.R.G. dei due Comuni.



4.4 ARTICOLO 6 COMMA 9bis DEL D.LGS 3 MARZO 2011, n. 28

Verifica distanza impianto Agrivoltaico dalla zona D comune di Mesagne sulla tavola del PRG.



Il progetto viene presentato ai sensi dell’articolo 6 comma 9 bis del DECRETO LEGISLATIVO 3 marzo 2011, n. 28, che di seguito si riporta:

“Le medesime disposizioni di cui al comma 1 si applicano ai progetti di nuovi impianti fotovoltaici e alle relative opere connesse da realizzare nelle aree classificate idonee ai sensi dell'articolo 20 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, ivi comprese le aree di cui al comma 8 dello stesso articolo 20, di potenza fino a 12 MW, nonché' agli impianti agro-voltaici di cui all'articolo 65, comma 1-quater, del decreto- legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, che distino non piu' di 3 chilometri da aree a destinazione industriale, artigianale e commerciale. ((PERIODO SOPPRESSO DAL D.L. 24 FEBBRAIO 2023, N. 13, CONVERTITO CON MODIFICAZIONI DALLA L. 21 APRILE 2023, N. 41)). La procedura di cui al presente comma, con edificazione diretta degli impianti fotovoltaici e delle relative opere connesse e infrastrutture necessarie, si

applica anche qualora la pianificazione urbanistica richieda piani attuativi per l'edificazione".

4.5 INQUADRAMENTO VINCOLISTICO

Per la verifica dei vincoli paesaggistici e/o ambientali si è provveduto alla verifica di raffronto con la cartografia del:

- PPTR (Piano Paesaggistico Territoriale Regionale)
- Aree non idonee secondo il FER della DGR 2122
- Piano Stralcio per l'Assetto idrogeologica (P.A.I. e Carta Idrogeomorfologica)

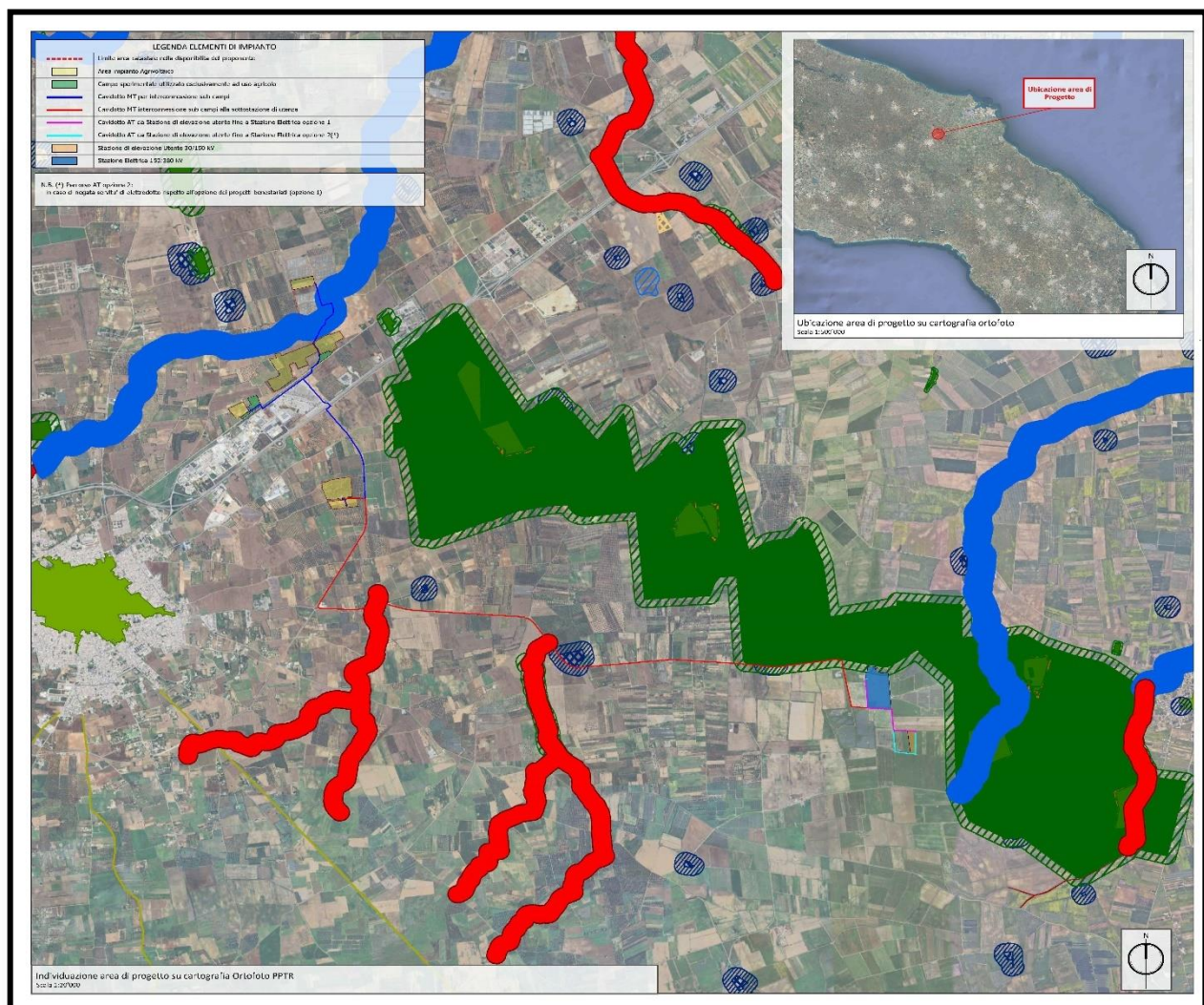


Immagine 4.5: Inquadramento su ortofoto con vincoli PPTR

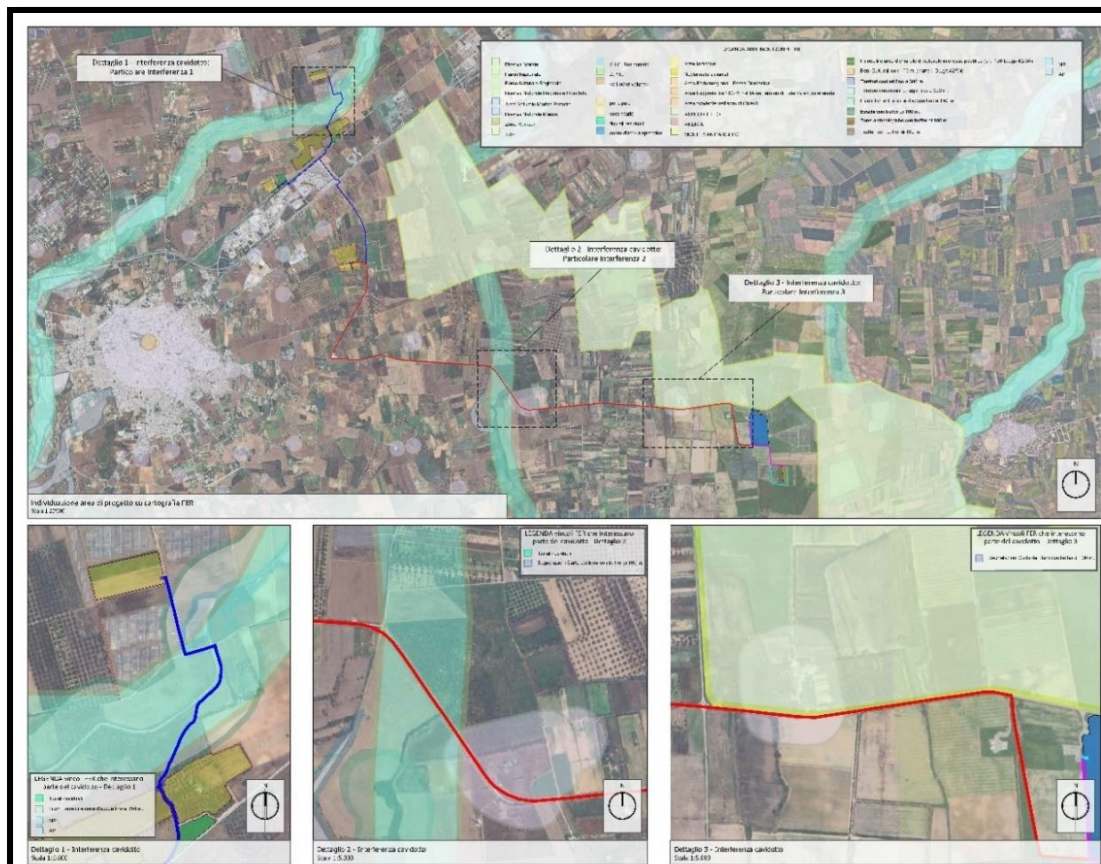


Immagine 4.5.1: Inquadratura su ortofoto con aree non idonee secondo il FER

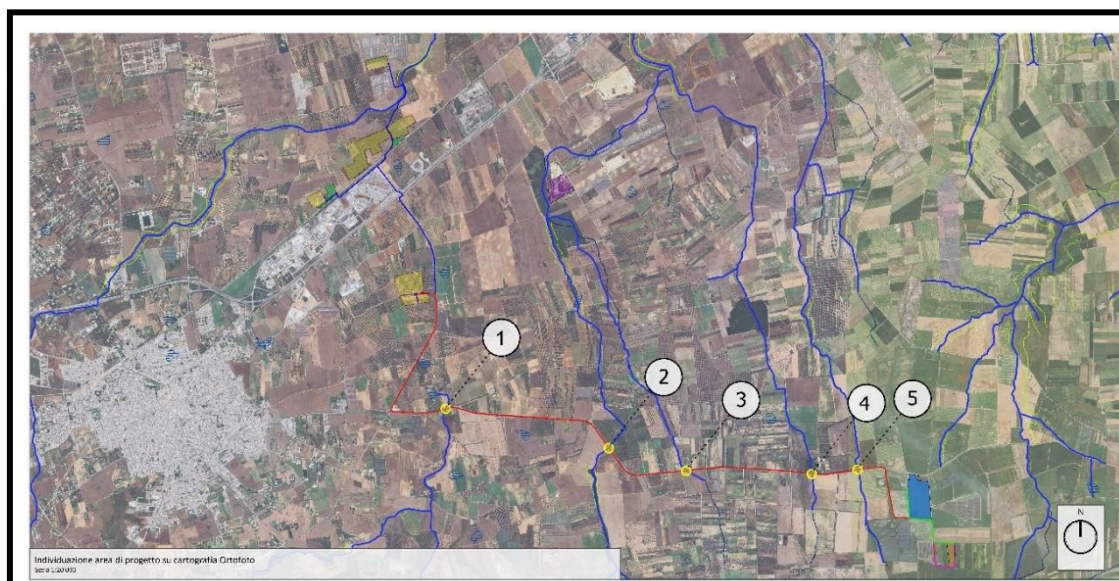


Immagine 4.5.2: Inquadratura su carta AdB - Idrogeomorfologica

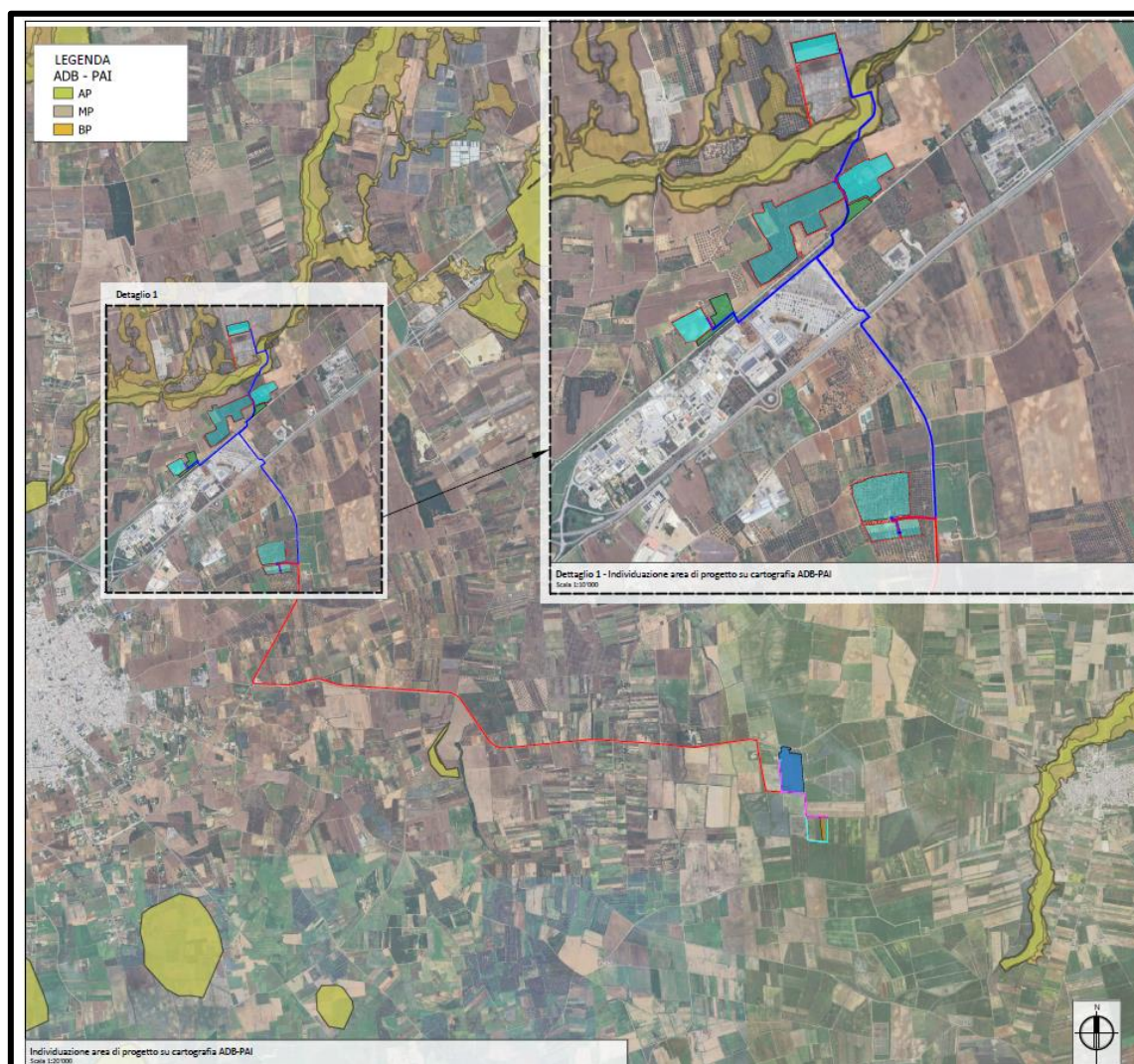


Immagine 4.5.3: Inquadramento su carta AdB - PAI Puglia

4.6 VERIFICA D.LGS 199 ART.20 COMMA 8 – AREE IDONEE

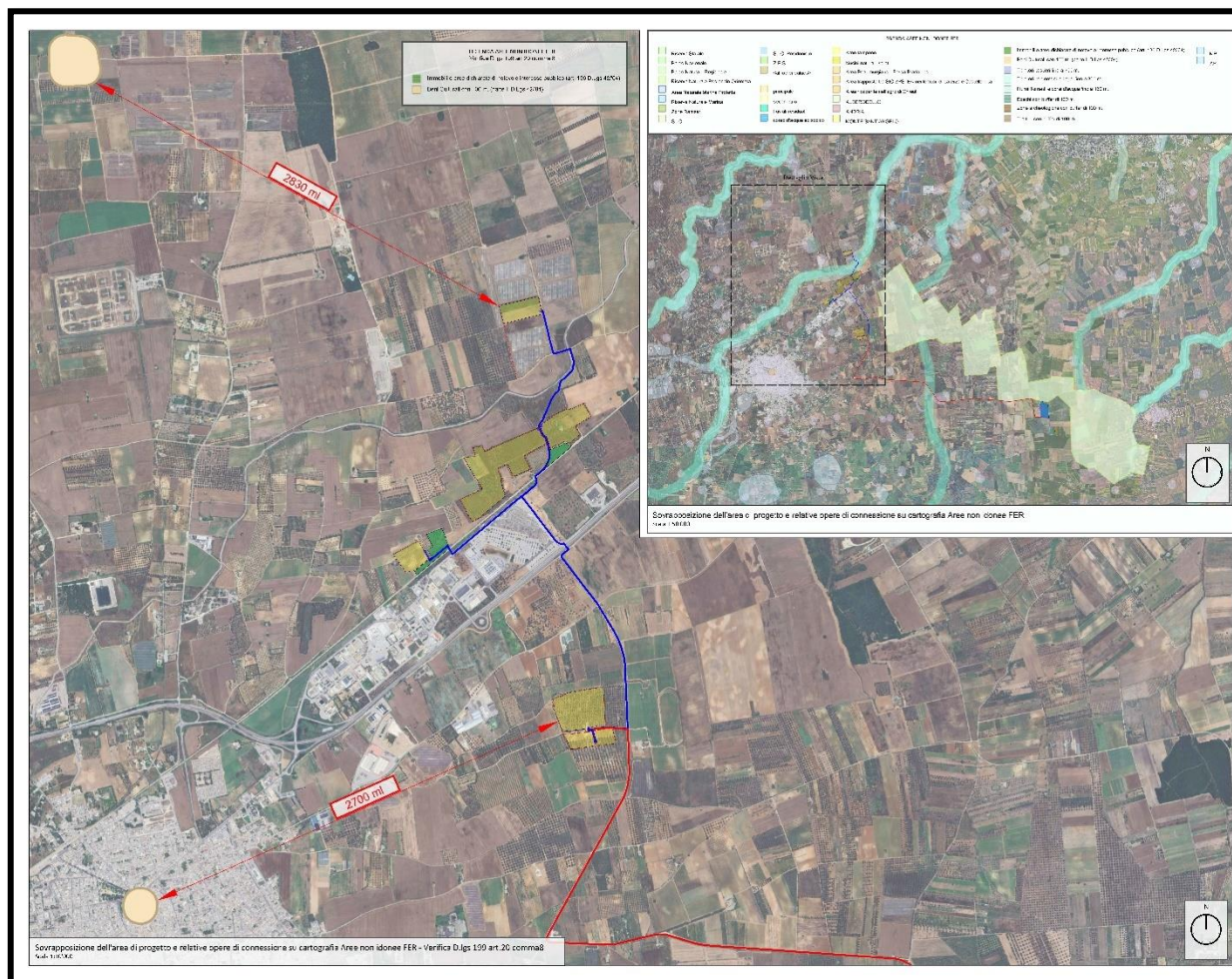


Immagine 4.6: Inquadramento su ortofoto beni culturali parte II D.Lgs 42/2004 art. 136 D.Lgs 42/2004

In conclusione, come si evince dalle cartografie sopra riportate, l'impianto non interferisce con i vincoli del PPTR, FER, AUTORITA DI BACINO DELL'APPENINO MERIDIONALE e risultano localizzata in area idonee come definito dal comma 8, art. 20 del Dlgs 199 del 2021. Le opere di connessione in media tensione presentano delle interferenze con reticolo idrografico, ma oltre ad essere interamente localizzato su strada pubblica esistente gli attraversamenti degli stessi verranno effettuati tramite TOC.

5. CAPITOLO CLASSIFICAZIONE OPERE UTENTE - TERNA

Con il presente progetto si vuole autorizzare l'impianto agrivoltaico FV 41 e le opere utente. Le opere utente sono:

- l'impianto solare di produzione dell'energia elettrica;
- Il cavidotto MT di interconnessione tra i cinque campi;
- Il cavidotto AT di collegamento alla stazione elettrica TERNA.

6. PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO

6.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE GENERATORE FOTOVOLTAICO

L'impianto solare di produzione dell'energia elettrica è composto come di seguito, essenzialmente da due elementi:

- il generatore fotovoltaico, costituito dall'insieme dei pannelli fotovoltaici opportunamente collegati in serie (stringhe) ed in parallelo per generare la potenza desiderata;
- un gruppo di condizionamento e controllo della potenza (o semplicemente convertitore c.c./a.c.) che trasferisce l'energia dal generatore fotovoltaico alla rete elettrica convertendola da corrente continua, derivata dalla luce solare, in corrente alternata, quindi compatibile con l'esercizio in rete.

In parallelo a quanto sopra, la società proponente MESAGNE EST SOLAR PARK ha previsto una produzione energetica attraverso un Sistema di Accumulo (anche definito BESS Battery Energy Storage System) con capacità di produzione pari a 15 MW. L'impianto di accumulo, attraverso un sistema di controllo e gestione dei flussi di potenza, provvederà ad integrarsi nell'unità produttiva principale bilanciando le carenze di produzione oppure allargando la fascia di immissione in rete nelle ore di basso irraggiamento senza peraltro alterarne il picco massimo stabilito (in sede di richiesta della potenza di immissione inoltrata al gestore) a 19.998 kW.

Il funzionamento dell'impianto fotovoltaico in parallelo alla rete elettrica (grid-connected) consente all'utente dell'impianto di poter cedere completamente l'energia autoprodotta durante le ore di irraggiamento solare. La quantità di energia prodotta dal sistema può essere così utilizzata da altri utenti della rete, per cui tutta l'energia pulita prodotta dal generatore fotovoltaico viene effettivamente usata e il generatore funziona sempre al massimo delle sue potenzialità e al massimo del suo rendimento.



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV_41

Il campo fotovoltaico sarà esposto alla radiazione solare in modo da massimizzare l'energia annua producibile, impiegando dei sistemi di inseguimento mono assiali, che permettono ai moduli di seguire l'andamento del sole nel suo percorso da Est a Ovest. Il sistema sarà posato nei limiti degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il campo stesso. Dal punto di vista elettrico, poi, il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra.

Le stringhe saranno costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici (in numero di 28 e 21) che si attesteranno direttamente sugli ingressi predefiniti, con MPPT indipendenti.

Attraverso la *Soluzione Tecnica minima generale* per la connessione (codice Pratica 202201536) elaborata da Terna S.p.A., in regime di concessione governativa responsabile della trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete di Alta e Altissima tensione (AT e AAT) sull'intero territorio nazionale, si prevede la connessione dell'energia prodotta dalla Centrale fotovoltaica (identificata con la denominazione di "Impianto FV41") alla Stazione elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN denominata "Brindisi Sud" mediante condivisione dello stallo.

L'unità produttiva è composta da poco più di 29.848 moduli fotovoltaici, quali elementi optoelettronici costituiti da celle fotovoltaiche in grado di convertire, sfruttando l'effetto fotovoltaico, l'energia solare intercettata in energia elettrica, di potenza pari a 670Wp. Al fine di ottimizzare gli spazi a disposizione ed efficientare l'energia intercettata i moduli sono alloggiati su inseguitori monoassiale. L'energia prodotta sarà convogliata su convertitori statici di potenza che provvedono al condizionamento (conversione c.c./c.a.), controllandone i parametri di esercizio (potenza, frequenza, ecc...), dell'energia così prodotta per la conseguente immissione in Rete. Per il vettoriamento verso il punto di immissione sarà necessario elevare la tensione in uscita dai convertitori statici attraverso macchine elettriche statiche (trasformatori di potenza) in grado di elevare la tensione di ingresso, generalmente di 1^{cat} (inferiore a 1.000 V in a.c.), ad un livello superiore; nel progetto in studio la tensione sarà elevata, per un ottimale vettoriamento verso il punto di immissione, a 30kV. Giunta in Stazione di Utenza, posta a circa 9.250 m, l'energia elettrica prodotta dal campo agrovoltaiico subirà un secondo innalzamento di livello, vale a dire a 150 kV (AT), al fine di essere immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in gestione di Terna S.p.A..

6.1.1 DIMENSIONAMENTO E PRODUTTIVITÀ DELL'IMPIANTO

Il sistema è stato dimensionato prendendo in considerazione di poter utilizzare al meglio la superficie disponibile per l'installazione dei tracker monoassiale ai quali saranno fissati i pannelli fotovoltaici, per ricavare la maggior potenza producibile al fine di immettere in rete quanto prodotto dal campo fotovoltaico. L'impianto verrà



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV_41

posizionato a terra, sui terreni siti nei Comuni di Mesagne e Brindisi. Il sistema proposto avrà una potenza di picco del campo fotovoltaico sarà di circa 18.714 kWp e una potenza in immissione alla rete (a.c.) di 19.998 kW.

6.1.2 PRINCIPALI CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI

Le caratteristiche del modulo scelto per il dimensionamento definitivo del sistema fotovoltaico sono riportate nel prospetto seguente:



TITAN
HIGH PERFORMANCE
BIFACIAL PERC MONOCRYSTALLINE MODULE

G5.6

RSM132-8-650BMDG-670BMDG

132 CELL Mono PERC Module	650-670Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	21.6% Maximum Efficiency



RISEN ENERGY CO., LTD.
Risen Energy is a leading, global Tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. This company, founded in 1988, and publicly listed in 2010, complete value generation for its diverse global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, underpins Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local presence and strong financial sustainability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we **RISE** on the rising value of green energy.

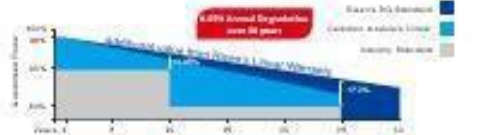
Tashan Industry Zone, Hefei,  P.R.C.
Tel: +86-574-59953238 Fax: +86-574-59953594
E-mail: risenenergy@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com



KEY SALIENT FEATURES

-  Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
-  Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side (up to 30%)
-  Industry leading lowest thermal co-efficient of power
-  Industry leading 12 years product warranty
-  Excellent low irradiance performance
-  Excellent PID resistance
-  Positive power tolerance of 0~+3%
-  Dual stage 100% EL inspection warranty defect-free product
-  Module in-p binning radically reduces string mismatch losses
-  Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
-  Comprehensive product and system certification
 - + IEC61215:2016; IEC61730-1/-2 certified
 - + ISO 9001:2015 Quality Management System
 - + ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - + ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY
25-year Product Warranty / 30 year Linear Power Warranty



* Please consult the local version of Linear Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd.

THE POWER OF RISING VALUE

6.1.3 STRUTTURE DI SOSTEGNO MODULI FOTOVOLTAICI

La struttura meccanica è realizzata in acciaio zincato a caldo ed è progettata per resistere a venti fino a 130 Km/h. Saranno da realizzare, al fine di ottimizzare la disposizione degli inseguitori nel campo, diverse tipologie di struttura in base al numero di pannelli fotovoltaici da alloggiare nel rispettivo tracker:

Composizione principale:

- 28 pannelli fotovoltaici da 670 Wp

Composizione secondaria:

- 14 pannelli fotovoltaici da 670 Wp.

Per garantire una elevata affidabilità e ridurre a zero i costi di manutenzione la struttura non prevede nessuna parte meccanica in rotazione soggetta ad usura. Il sistema di rotazione e sincronizzazione delle file è affidato ad un sistema meccanico con elementi che garantiscono la durata nel tempo senza problemi di manutenzioni straordinarie.

L'inseguimento del sole avviene tramite la centralina elettronica che regola la posizione dei moduli sulla base dell'irraggiamento solare captato tramite sensori solari collegati lateralmente alla fila centrale. Il movimento non è tempo dipendente ma è funzione dell'effettiva posizione del sole rilevata dai sensori solari.

L'elettronica, in contenitore con grado IP65, è gestita da un microprocessore che elabora i dati rilevati dai sensori solari, i quali rilevano la variazione dell'incidenza solare al variare della sua posizione. L'elettronica di controllo del movimento implementa un algoritmo di ottimizzazione del punto di massima produzione. Questo algoritmo ci permette di migliorare la produzione dell'impianto nelle condizioni critiche di cielo coperto e ombreggiamento del campo Fotovoltaici.

6.1.4 SISTEMA DI CONDIZIONAMENTO DELLA POTENZA

Gli inverter sono apparecchiature a controllo interamente digitale che effettuano la conversione dell'energia elettrica in corrente continua prodotta dai pannelli fotovoltaici quando sono colpiti dalla radiazione solare, in corrente alternata che viene immessa nella rete elettrica di distribuzione.

Gli inverter devono essere stati progettati e costruiti conformemente ai requisiti della "Direttiva Bassa Tensione" e della "Direttiva Compatibilità Elettromagnetica" e rispettano le prescrizioni relative all'allacciamento alla rete elettrica di impianti di autoproduzione.



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV_41

La macchina deve offrire delle funzioni di base standard quali:

- Ampio range di tensione d'alimentazione con possibilità di connettere un secondo campo con tensione
- Conversione DC/AC con controllo interamente digitale, realizzata con tecnica PWM e ponte a IGBT.

Trasformatore toroidale in uscita capace di garantire un totale isolamento tra rete e generatore fotovoltaico.

- Filtri in ingresso ed in uscita per la soppressione dei disturbi emessi sia condotti che irradiati.
- Circuito tester per la verifica della resistenza di isolamento tra l'ingresso e la terra.
- Contenitore particolarmente robusto e adatto per montaggio in esterno grado di protezione IP66.
- Funzionamento in parallelo alla rete a cosfi unitario.
- Acquisizione fino a tre grandezze ambientali mediante ingressi analogici +/-10Vdc o 4-20mA.
- Morsettiera per collegamento fino a due stringhe del campo fotovoltaico principale MPPT.
- Collegamento dei campi fotovoltaici attraverso connettori MULTICONTACT (Opzionale).
- Controllo della corrente fornita in uscita tramite microprocessore a 32 bit che ne garantisce la forma sinusoidale con distorsione estremamente bassa.
- Tastiera di programmazione e controllo con display LCD retroilluminato per la visualizzazione dei dati principali forniti dall'inverter.
- Linee seriale RS485 (opzionale) per telecontrollo e programmazione.

Il sistema di condizionamento della potenza (inverter) si collega direttamente al campo fotovoltaico. Il dispositivo di conversione utilizza un ponte a IGBT ad alta frequenza di commutazione che trasforma la corrente continua in corrente alternata.

Un trasformatore toroidale ad alta efficienza assicura l'isolamento galvanico tra rete elettrica e campo fotovoltaico per un funzionamento in piena sicurezza.

Filtri EMC per la soppressione dei disturbi elettromagnetici, sensore di isolamento verso terra dei pannelli fotovoltaici, dispositivo che realizza il controllo del funzionamento in parallelo alla rete elettrica sono integrati nell'apparecchiatura. Non sono perciò richieste apparecchiature aggiuntive.

Il Tester di isolamento: dispositivo che continuamente verifica l'isolamento tra le polarità del campo fotovoltaico e la terra; la funzione è realizzata mediante la misura della resistenza di isolamento.

MPPT (inseguimento del punto di massima potenza): l'inverter, mediante una sofisticata procedura di calcolo eseguita dal microprocessore, determina il punto ottimale di lavoro del campo fotovoltaico che corrisponde alla massima potenza generabile dal campo fotovoltaico nelle condizioni di insolazione in cui si trova.



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV_41

Dispositivo di disinserzione dalla rete elettrica: effettua la disinserzione automatica dell'impianto di autoproduzione dalla rete elettrica quando cessano le condizioni per effettuare il parallelo. Il caso tipico è l'apertura della rete elettrica o per intervento di circuiti di protezione o per esigenze di manutenzione; grazie a questa funzione l'inverter si disconnette immediatamente dalla rete elettrica evitando il funzionamento ad isola indesiderata e condizioni di pericolo per chi si trova ad operare sulla rete elettrica. I livelli e i tempi di intervento delle protezioni sono tarati di fabbrica ai valori richiesti dalle normative. Le caratteristiche di questa protezione sono state certificate come da disposizione del gestore della rete elettrica.

29/08/24, 11:32

SUNNY CENTRAL 2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV



Optional now with
DC Coupled Storage Systems
for 1500V devices

Full power up to 35°C

Efficient

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Overdimensioning up to 225% is possible
- Full power at ambient temperatures of up to 35°C

Robust

- Intelligent air cooling system OptiCool for efficient cooling
- Suitable for outdoor use in all climatic ambient conditions worldwide

Flexible

- Conforms to all known grid requirements worldwide
- On demand
- Available as a single device or turnkey solution, including medium-voltage block

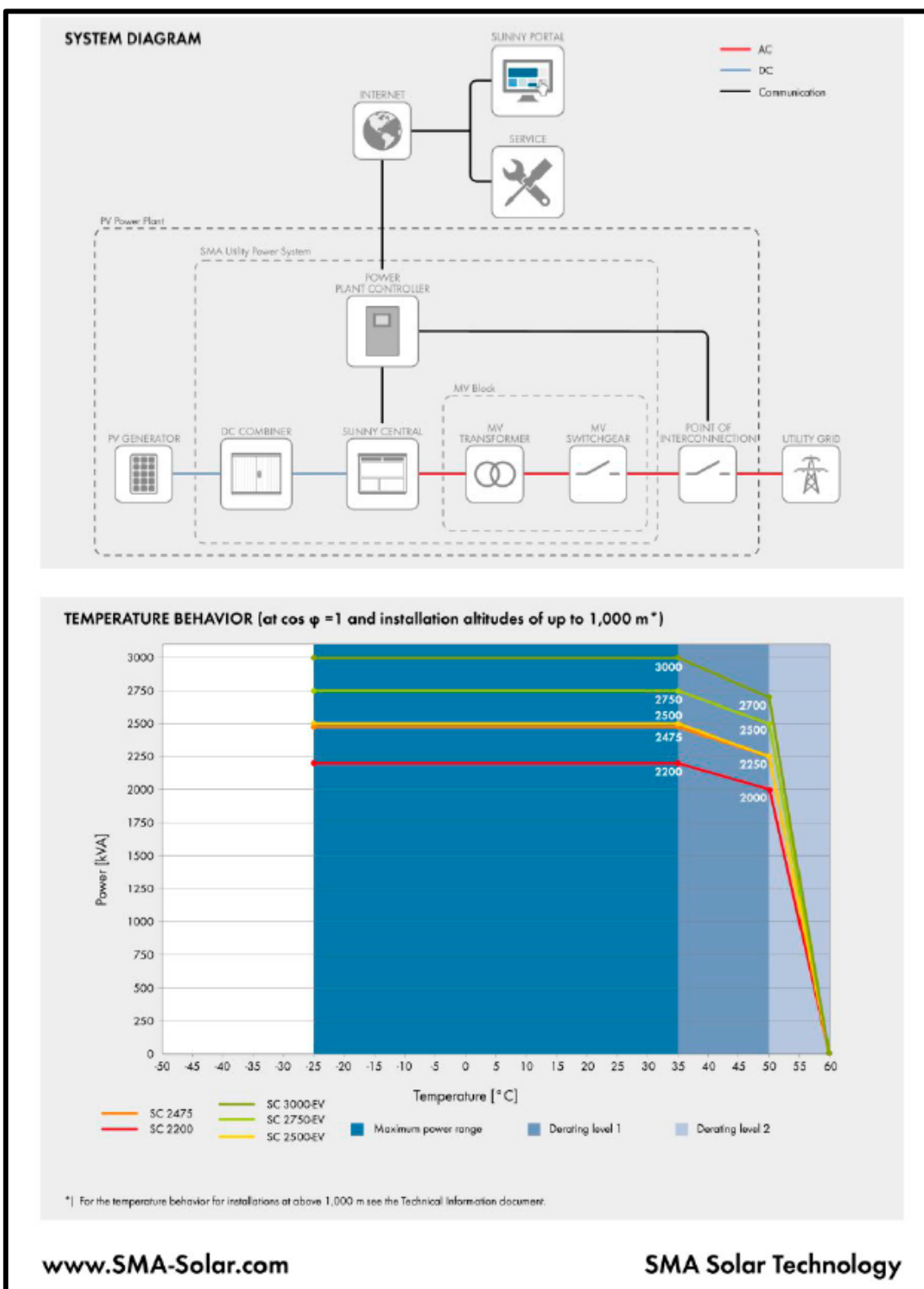
Easy to Use

- Improved DC connection area
- Connection area for customer equipment
- Integrated voltage support for internal and external loads

SUNNY CENTRAL 2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV

The new Sunny Central: more power per cubic meter

With an output of up to 3000 kVA and system voltages of 1100 V DC or 1500 V DC, the SMA central inverter allows for more efficient system design and a reduction in specific costs for PV power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. True 1500 V technology and the intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature as well as a long service life of 25 years.





SUNNY CENTRAL 800MV / 1000MV / 1250MV



Efficiente

- Senza trasformatore di bassa tensione: rendimento maggiore dell'impianto grazie al collegamento diretto con la rete di media tensione

Soluzione chiavi in mano

- Con un trasformatore di media tensione e cabina in calcestruzzo per l'installazione all'esterno

Opzioni

- Impianto di distribuzione MT per il montaggio flessibile di grandi parchi solari
- Stazione di trasformazione CA con misurazione

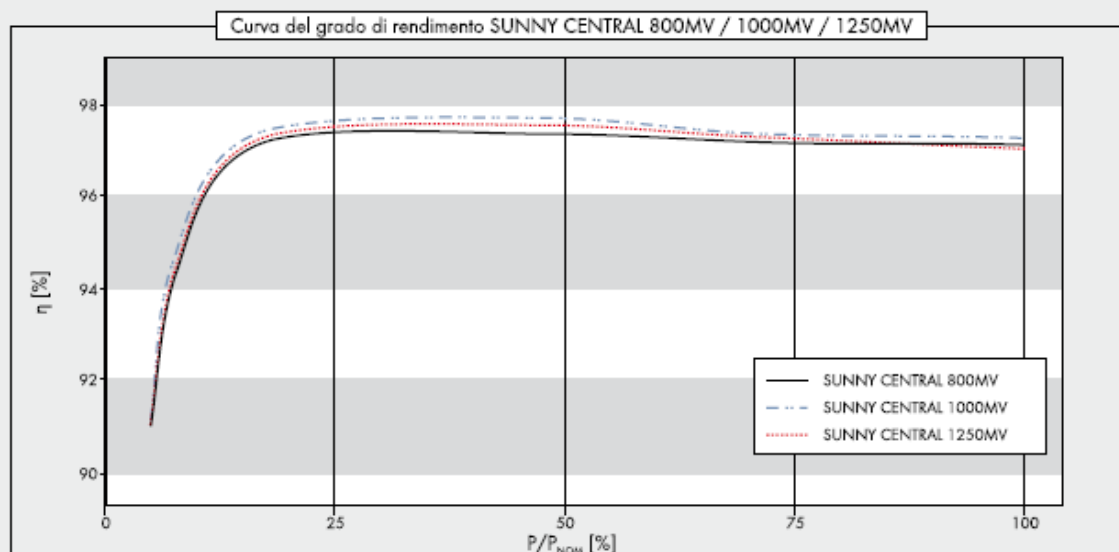
- Trasformatori di media tensione per varie tensioni di rete (diverse da 20 kV)

SUNNY CENTRAL per l'immissione diretta in media tensione 800MV / 1000MV / 1250MV

Sezione di potenza in media tensione

Per ottenere una potenza ancora maggiore: due potenti Sunny Central HE SMA fanno parte di una stazione in media tensione (MV) che alimenta direttamente un trasformatore di media tensione comune. In questo modo, ad esempio, partendo da due inverter Sunny Central 630HE si arriva ad una stazione Sunny Central da 1250MV. Il vantaggio: grazie all'eliminazione del trasformatore di bassa tensione, si raggiunge un rendimento maggiore e contemporaneamente i costi dell'inverter si riducono. Sunny Central MV offre inoltre le migliori prospettive per il futuro: soddisfa infatti tutti i requisiti delle direttive relative alla gestione della rete. Un investimento sicuro che darà i suoi frutti anche in futuro.

Dati tecnici	Sunny Central 800MV	Sunny Central 1000MV	Sunny Central 1250MV
Dati di ingresso			
Potenza nominale CC	816 kW	1018 kW	1284 kW
Spettro di tensione CC	900 kWp ¹⁾	1120 kWp ¹⁾	1410 kWp ¹⁾
Spettro di tensione MPP	450 V - 820 V ²⁾	450 V - 820 V ²⁾	500 V - 820 V ²⁾
Tensione CC max	1000 V	1000 V	1000 V
Corrente CC max	1986 A	2484 A	2844 A
Numero ingressi CC	(16 + 16) + 4 DCHV	(16 + 16) + 4 DCHV	(16 + 16) + 4 DCHV
Dati di uscita			
Potenziale nominale CA @ 45 °C	800 kVA	1000 kVA	1250 kVA
Potenza continua CA max. @ 25 °C	880 kVA	1100 kVA	1400 kVA
Tensione nominale CA	20000 V	20000 V	20000 V
Corrente nominale CA	23,2 A	28,8 A	36,1 A
Frequenza di rete CA 50 Hz	●	●	●
Frequenza di rete CA 60 Hz	●	●	●
Fattore di potenza (cos φ)	0,9 sovraccaricato ... 0,9 sottoeccitato		
Fattore massimo di distorsione	< 3 %	< 3 %	< 3 %
Potenza assorbita			
Autoconsumo in funzione	< 3000 W ⁴⁾	< 3000 W ⁴⁾	< 3000 W ⁴⁾
Consumo in stand-by	< 180 W + 1100 W	< 180 W + 1100 W	< 180 W + 1350 W
Tensione di alimentazione ausiliare esterna	3 x 230 V, 50/60 Hz	3 x 230 V, 50/60 Hz	3 x 230 V, 50/60 Hz
Prefusibile esterno per alimentazione ausiliaria	B 20 A, 3 pol	B 20 A, 3 pol	B 20 A, 3 pol
Dimensioni e peso			
Altezza	3170 mm	3170 mm	3170 mm
Larghezza ³⁾	11500 mm	11500 mm	11500 mm
Profondità	2440 mm	2440 mm	2440 mm
Peso	47230 kg	47230 kg	47720 kg
Grado di rendimento²⁾			
Grado di rendimento max	97,7 %	97,9 %	97,8 %
Rendimento europeo	97,3 %	97,5 %	97,4 %
Classe di protezione e condizioni ambientali			
Classe di protezione (secondo IEC 60529)	IP54	IP54	IP54
Spettro di temperature di funzionamento	-20 °C ... +45 °C	-20 °C ... +45 °C	-20 °C ... +45 °C
Umidità relativa dell'aria	15 % ... 95 %	15 % ... 95 %	15 % ... 95 %
Fabbisogno d'aria fresca	12400 m³/h	12400 m³/h	12400 m³/h
Altezza massima rispetto al livello del mare (NN)	1000 m	1000 m	1000 m



	Sunny Central 800MV	Sunny Central 1000MV	Sunny Central 1250MV
Dotazione			
Display (SCC)	●	●	●
Monitoraggio della dispersione verso terra	●	●	●
Riscaldamento	●	●	●
Interruttore di emergenza	●	●	●
Interruttore di potenza lato CA	Interruttore-sezionatore con fusibile	Interruttore-sezionatore con fusibile	Interruttore-sezionatore con fusibile
Interruttore di potenza lato CC	Interruttore-sezionatore motorizzato	Interruttore-sezionatore motorizzato	Interruttore-sezionatore motorizzato
Scaricatori di sovratensione CA / CC monitorati	●/●	●/●	●/●
Scaricatori di sovratensione monitorati per alimentazione ausiliaria	●	●	●
Interfacce SCC (Sunny Central Control)			
Comunicazione (NET PiggyBack, opzionale)	Analogico, ISDN, ethernet	Analogico, ISDN, ethernet	Analogico, ISDN, ethernet
Ingressi analogici	10 x A _{in} ²⁾	10 x A _{in} ²⁾	10 x A _{in} ²⁾
Protezione contro sovratensioni per ingressi analogici	○	○	○
Collegamento Sunny String Monitor (COM1)	RS485	RS485	RS485
Collegamento al PC (COM3)	RS232	RS232	RS232
Contatto libero (segnalazione esterna di guasto)	2	2	2
Certificazioni / Listing			
CEM	EN 61000-6-2 EN 61000-6-4		
Conformità CE	●	●	●
BDEW-MSRL / FGW / TR8 ⁴⁾	●	●	●
RD 1633 / 2000	●	●	●
Arrêté du 23 / 04 / 08	●	●	●
● Dotazione di serie ○ Opzionale — non disponibile			
Descrizione	SC 800MV-11-IT	SC 1000MV-11-IT	SC 1250MV-11-IT

HE: High Efficiency, inverter senza separazione galvanica per connessione al trasformatore di media tensione (nel rispetto delle specifiche SMA per il trasformatore)

1) I dati si applicano a valori d'irraggiamento secondo STC

2) Grado di rendimento misurato senza autoalimentazione con $U_{CC} = 500 V$

3) Rispettivamente 2 x ingresso per il valore nominale esterno prescritto per la potenza attiva e reattiva, 1 x ingresso allarme esterno, 1 x sensore di irraggiamento, 1 x solarimetro

4) Autoconsumo durante il funzionamento nominale

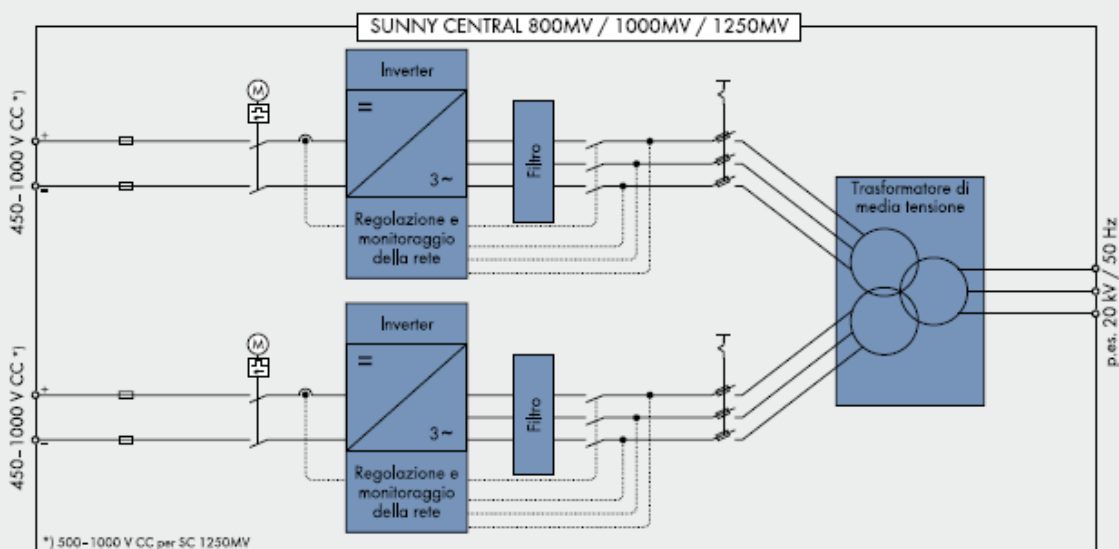
5) $U_{DC\ max}$ per $U_{AC\ nom} \pm 5\%$ e $\cos \varphi = 1$

6) Con supporto di rete dinamico limitato

7) Con $f_{max} = 60 Hz$: 510 V - 820 V

8) SC 800 / 1000 / 1250MV-IT sono costituite da due cabine separate

Si prega di osservare le istruzioni per il trasporto di Sunny Central e le relative istruzioni per l'installazione



29/08/24, 11:34



SMA DC-DC CONVERTER



Flexible

- Scalable with wide voltage range for PV and battery
- Retrofittable (storage solution can be integrated anytime)

4-quadrant operation

- Step-up/step-down converter with battery charge/discharge function
- Limits high short-circuit battery currents
- Compatible with 1,500 V batteries

Integrated solution

- Intelligent power flow control of the system via the Sunny Central
- Coordinated protection concept with Sunny Central

Efficient

- Enables new business models with stacked revenue streams
- High efficiency at different DC voltages as well as partial and full load
- Overnight charging/discharging

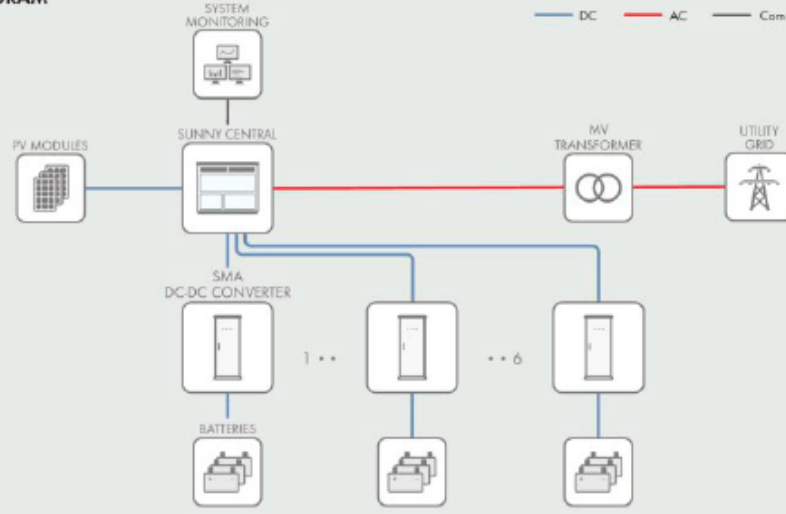
SMA DC-DC CONVERTER

Greater efficiency for large PV power plants

The new SMA DC-DC Converter allows designers to increase their PV power plant's yields by oversizing the DC array without compromising energy losses. This is accomplished with the new DC-coupling option and the generous DC:AC ratios of the Sunny Central EV inverter series. The inverter can intelligently control the flow of power for many different use cases, including clipped-loss capturing. The stored energy can be fed in at specific times, for example in the morning or evening, to achieve a better power price-point. Grid operators benefit from grid services, such as frequency control and time-based feed-in schedules. Up to six SMA DC-DC Converters can be connected and operated simultaneously by the Sunny Central inverter. This minimizes battery short-circuit currents for high energy applications and avoids the need for additional and expensive protection measures inside the battery container.

www.SMA-America.com

SYSTEM DIAGRAM



Technical Data

Electrical Data

Max. continuous power (at 30 °C)

Battery input voltage range

PV input voltage range

Max. continuous current (at 30 °C)

Supply voltage

Battery technology

Efficiency

Average efficiency

Protective devices

Batteryside disconnection point

PV-side disconnection point

Ground-fault monitoring and insulation monitoring

Overvoltage protection for auxiliary supply

General Data

Dimensions (W / H / D)

Weight

Operating temperature

Storage temperature

Noise emission (sound pressure level at a distance of 10 m)

Cooling method

Degree of protection of enclosure

Application in unprotected outdoor environments

Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)

Maximum operating altitude above MSL 1000 m / 2000 m / 3000 m

Fresh air consumption

Equipment

Cable Entry

Communication / protocols

System monitoring

Status lights

Warranty: 5 / 10 / 15 years

Certificates and approvals

● Standard features ○ Optional features — Not available

Type designation

SMA DC-DC CONVERTER

500 kW at 1000 VDC

600 kW at 1200 VDC to 1500 VDC

550 V to 1500 V

550 V to 1500 V

+/- 500 A

120 V, 1-ph, 60 Hz, 600 VA

230 V, 1-ph, 50 Hz, 600 VA

277 V, 1-ph, 60 Hz, 600 VA

compatible with all common battery technologies

98.2 %

Circuit breaker in the battery system

Fusing inside the Sunny Central

Use of monitoring in the Sunny Central

●

850.9 / 2044.7 / 1000.8 mm (33.5 / 80.5 / 39.4 inches)

590 kg/1300 lb

-25 °C to 55 °C / -13 °F to 131 °F

-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F

< 65 db(A)

Forced aircooling

IP54 / UL Type 3R

●

95%

● / ○ / □ (earlier temperature-dependent derating)

2720 m³/h (96000 ft³/h)

Bottom

Modbus TCP/IP

Real-time monitoring with automated alerts and data storage

On the front for operating mode, alert and error state

● / ○ / □

CE label, CISPR 11:2015+A1:2016, CSA 22.2 #107, EN 62109-1,

FCC Part 15 Class A, IEC 61000-6-2, IEC 62109-1, UL 1741, UL 62109-1,

DPS-500

Toll Free +1 888 4 SMA USA
www.SMA-America.com

SMA America, LLC

DC/DC CONVERTER 12 Printed on VSC paper 3448 and Sunny Central engineering handbook of SMA Solar Technology AG. All products and services described and all technical data are subject to change. For the reasons of consistency, dimensions, at any time without notice. SMA reserves the right to implement changes in the future without notice.

6.1.5 SEZIONE DI TRASFORMAZIONE IN ELEVAZIONE

Il trasformatore, quale dispositivo statico in elevazione/riduzione di tensione, provvede alla uniformazione dei parametri di esercizio (tensione/corrente) necessari per la immissione in rete; nella fattispecie, nel campo agrivoltaico provvedono alla elevazione della tensione fornita dagli inverter per trasformarla in media tensione a 30 kV ed essere gestita per un vettoriamento ottimizzato in termini di perdite energetiche; il Sistema di Accumulo viene gestito direttamente a valle degli inverter con diretto accoppiamento in continua. Ciascuna macchina elettrica, in asservimento del rispettivo “lotto” di produzione, sarà alloggiata all’interno di una cabina di trasformazione in accoppiamento con i quadri di protezione in Bassa e Media tensione.



Immagine 6.1 - Trasformatori in resina

Nel caso in cui non sarà possibile reperire trasformatori in resina saranno utilizzati trasformatori ad olio previo parere da parte dei Vigili del Fuoco.

NORME DI RIFERIMENTO

I componenti della fornitura dovranno essere conformi alle prescrizioni contenute nelle seguenti norme, per quanto non in contrasto con la presente specifica e in quanto applicabili:

Normative di riferimento	Titolo	Categoria di perdita della continuità d'esercizio	Durata meccanica	Durata elettrica	Interruzioni di correnti capacitive	Massima classificazione arco interno
			Classe	Classe	Classe	
IEC 62271	Definizioni generali					
IEC 62271	Interruttori		M2	E2	C2	
IEC 62271	Sezionatori con potere di chiusura		M1	E3		
IEC 62271	Sezionatori con potere di chiusura in combinazione con fusibili		M1	E3		
IEC 62271	Quadri MT in carpenteria metallica senza fusibili	LSC2BPM				I _{AC} a FLR 20 kA, 1s
IEC 62271	Quadri MT in carpenteria metallica con fusibili	LSC2APM				IAC A FLR 20 kA, 1s

CONDIZIONI AMBIENTALI

Il trasformatore dovrà essere posato all'interno di una cabina predisposta o montato in uno scomparto protetto con rete metallica con le seguenti condizioni ambientali:

temperatura massima	+ 35° C
temperatura minima	- 15° C
umidità relativa max.	80%

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tipo (avvolgimento MT e BT)	Isolati in resina
Tipo di raffreddamento	A circolazione naturale
Numero Fasi	3
Numero avvolgimenti	2
Tensione Primaria MT	30 kV
Frequenza Nominale	50 Hz
Variazione di tensione	+/- 20%
Tipo	Variazione fuori tensione
Tensione di gradino	2,5 % Vn
Numero prese	5
Simbolo e gruppo di collegamento	CEI Dyn11
Avvolgimenti MT	Triangolo
Avvolgimento BT	Stella
Tensione di c.c. a I nominale	6%

Il livello di scariche parziali, misurato secondo le norme CEI 42-3, non dovrà superare i 10pC: sono consigliati trasformatori esenti da scariche parziali fino al doppio della tensione nominale.

✦ Classe d'isolamento dell'avvolgimento MT = B

✦ Classe d'isolamento dell'avvolgimento BT = F

La sovratemperatura ammessa per ogni avvolgimento e nucleo magnetico sarà:

Nucleo Magnetico	100° C
Avvolgimento MT	80° C
Avvolgimento BT	100° C

6.1.6 QUADRI ELETTRICI PARALLELO E INTERFACCIA RETE

La posa in opera dei pannelli fotovoltaici prevede di utilizzare la superficie di sette lotti, separati da strada interpoderali dei comuni di Mesagne e Brindisi e da strade provinciali; nell'area in disponibilità verrà realizzato l'impianto fotovoltaico ricorrendo all'infissione nel terreno delle strutture metalliche di supporto ai moduli

bifacciali in silicio monocristallino, dotati di sistema ad inseguimento solare monoassiale; di seguito si riporta la descrizione degli elementi.

Il sistema fotovoltaico al fine di ottemperare a quanto elaborato nella Soluzione tecnica prevista per la connessione, si rende necessario provvedere alla esecuzione delle opere di rete e di utenza sopra descritte e di seguito elencate:

1. Realizzazione di Opere di Utenza attraverso la connessione di un nuovo elettrodotto (atto al vettoriamento dell'energia prodotta dalla centrale agrovoltica con sistema di accumulo) alla Rete di Trasmissione Nazionale RTN, in esercizio a 150 kV; vista la composizione del cluster dei lotti di produzione si provvederà, in prima istanza, a realizzare una serie di condutture in posa interrata che convogliano l'energia prodotta dai singoli lotti alla *"Cabina di Raccolta"* finale che si attesterà nel *"Lotto A"*, quale campo agrovoltico più prossimo al punto di immissione in RTN. Dalla Cabina di Raccolta del lotto A sarà pertanto realizzata una trincea, su banchine di strada percorrenza pubblica, nella quale alloggiare una conduttura in cavo isolato in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC (es. tipo ARG7H1RNR), con U_0/U : 18/30 kV U_{max} : 36 kV in formazione minima di singola terna [$3 \times 1 \times 630 \text{ mm}^2$] (alla quale corrisponde una portata massima, in posa *"in piano"*, di circa 743 A a 20°C), di lunghezza pari a circa 9.250 m; la formazione garantisce, a fondo linea, una caduta di tensione pari a circa 1.89%.
2. Realizzazione di Opere di Utenza attraverso la costruzione di una sezione di elevazione 30/150 kV da allocare in una Stazione di Utenza, in condivisione con altri produttori; attraverso la sequenza dello *"Stallo TR"* e rispettivo *"Quadro AT"*, costituito da apparecchiature elettromeccaniche isolate in aria (AIS), in esclusiva pertinenza del produttore *"MESAGNE EST SOLAR PARK S.r.l."* l'energia prodotta dal campo agrovoltico sarà portata al livello di tensione di 150 kV. La Stazione di Utenza sarà costituita da una serie di *"Stalli in AT"* convergenti su *"Sbarre di parallelo"* ad uso comune dalle quali sarà derivata, attraverso *"Stallo Linea"* una unica conduttura per il collegamento in *"antenna"* a 150 kV sulla Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) 380/150 kV *"Brindisi Sud"*; nella Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata in data 29/07/2023, codice pratica 202201536, viene precisato dal gestore di Rete che il medesimo *"Stallo 150 kV"* sarà assegnato in condivisione con altre iniziative.
3. La realizzazione di Opere di Rete, afferenti alla costruzione del nuovo Stallo arrivo produttore, sarà oggetto di progettazione del produttore indicato quale *"capofila"* attraverso il necessario *"Accordo di condivisione"* fra le iniziative interessate.

Premesso quanto sopra, si precisa dunque che il presente elaborato afferirà alla rappresentazione delle Opere



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV_41

di Utenza, di pertinenza della società proponente “MESAGNE EST SOLAR PARK S.r.l.”, dalla rappresentazione delle opere tecniche di vettoriamento di energia prodotta dai singoli lotti (cluster) e rispettivi campi agrovoltaici che costituiscono l’ “**Impianto FV41**” fino alla sezione di pertinenza della Stazione di Utenza per la trasformazione 30/150 kV e successivo collegamento in antenna su “Stallo 150 kV” assegnato da Terna S.p.A..

L’energia elettrica prodotta, in regime di cessione totale, sarà connessa alla Rete di Trasmissione Nazionale secondo Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata da Terna S.p.A. (STMG Codice Pratica 202201536) tramite connessione in antenna a 150 kV sulla Stazione Elettrica denominata “Brindisi Sud”.

La progettazione delle opere di utenza e di rete che saranno descritte nel presente documento farà riferimento alle indicazioni contenute nelle Specifiche Tecniche e Linee Guida enunciate nel documento principale che rappresenta lo standard tecnico di riferimento delle opere di ingegneria delle stazioni e linee elettriche, il Progetto Unificato Terna.

Scopo del documento risulta pertanto la descrizione delle caratteristiche tecniche dell’opera nonché delle relative modalità realizzative da presentare alle competenti Amministrazioni ai fini del rilascio dell’autorizzazione, prevista dalla vigente normativa (procedimento unico previsto dall’art. 12 del D.lgs.

387/03), completa e definitiva per la costruzione ed esercizio degli impianti.

La presente relazione descrive le caratteristiche e i criteri di progettazione di un nuovo impianto di utenza e definisce:

- requisiti generali dell’impianto
- considerazioni tecniche generali in relazione al quadro delle esigenze da soddisfare.
- i criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche progettate.
- specifiche tecniche delle parti componenti l’impianto di connessione.



Immagine 6.2 - Cabina ausiliare/raccolta

I prefabbricati delle cabine di trasformazione dei rispettivi sottocampi saranno posizionati in posizione tale da ottimizzare quanto possibile le connessioni delle unità di conversione DC/AC ai trasformatori di prima elevazione a 30 kV con il conseguente interfacciamento alla “Cabina di Raccolta” dell’Impianto FV41; i percorsi di connessione e vettoriamento finale sono riportati nella tavola raffigurante il layout definitivo, elaborato tecnico allegato alla presente Relazione Generale.

Le linee elettriche in corrente continua derivate dal campo fotovoltaico verranno attestate direttamente agli ingressi (in numero variabile da 18 a 24, in relazione al tipo di convertitore utilizzato nel rispettivo “lotto di produzione”) di ogni singola macchina inverter, contenenti ognuno le protezioni da sovratensione con portata nominale variabile a seconda della potenza in gioco: $850 \div 1425 V_{DC}$, massima tensione di ingresso $1.500 V_{DC}$ e $450 \div 850 V_{DC}$, e massima tensione di ingresso $1.000 V_{DC}$.

Ogni singolo ingresso, caratterizzato da un range di tensione MPP, gestirà una serie di stringhe accoppiate in campo attraverso i “quadri di stringa”; stante il diverso condizionamento di potenza degli inverter ed il differente livello di MPPT degli ingressi, le stringhe saranno formate da una serie di 28 e 14 moduli.

I dispositivi di verifica della tensione prodotta come richiesto dalla Norma CEI 82-25, dalla Norma CEI 0-16 e dalla delibera AEEG 84/2012 - Allegato A70, verrà predisposto ed installato all'interno della cella generale di ricezione della linea di Media Tensione, la quale andrà ad interagire con le protezioni secondarie poste all'interno dei quadri di Media e Bassa Tensione dell'unità produttiva.

I dispositivi provvederanno al riconoscimento di eventuali anomalie sulla rete che avverrà considerando come anormali le condizioni che fuoriescono dai limiti di tensione e frequenza di seguito indicati:

Massima tensione	59.S1	1,10 Vn	3 s
Massima tensione	59.S2	1,15 Vn	0,2 s
Minima tensione	27.S1	0,85 Vn	0,4 s
Minima tensione	27.S2	0,40 Vn	0,2 s
Massima frequenza	81 >.S1	50,5 Hz	0,1 s
Massima frequenza	81 >.S2	51,5 Hz	0,1 s ÷ 5,0 s
Minima frequenza	81 <.S1	49,5 Hz	0,1 s
Minima frequenza	81 <.S2	47,5 Hz	0,1 s ÷ 5,0 s

Le protezioni offerte dai dispositivi di interfaccia impediscono, tra l'altro che gli inverter continuino a funzionare, con particolari configurazioni di carico, anche nel caso di blackout esterno.

La protezione provvederà all'apertura dell'interruttore magnetotermico generale posto in ingresso sulla cella di media tensione di arrivo della linea primaria di Media Tensione.

Per la realizzazione della misura fiscale dell'energia prodotta dall'officina elettrica, la proprietà provvederà alla posa in opera di due contatori certificati MID, in grado di misurare l'energia prodotta dall'impianto agrovoltico e l'energia complessiva assorbita dal sistema comprensivi i circuiti ausiliari.

Le alimentazioni dei circuiti ausiliari a servizio delle utenze all'interno dei rispettivi sottocampi, così come l'illuminazione interna dei locali tecnici (cabine di trasformazione locali), prese di forza motrice di servizio, sistema telesorveglianza, sistema di controllo remoto ecc.. saranno alimentati a mezzo di un trasformatore MT/BT alloggiato nella "Cabina Ausiliari" con potenza di 100 kVA circa oppure, in alternativa si provvederà a richiedere al gestore di rete una fornitura in BT di potenza adeguata alla reale necessità.

A valle del trasformatore per servizi ausiliari/contatore BT verrà posato un quadro elettrico, atto a proteggere le linee elettriche che alimenteranno le utenze poste in campo. Dalla carpenteria del quadro di alimentazione degli

ausiliari verranno derivate le linee elettriche di alimentazione dei quadri elettrici di servizio presenti all'interno di ogni vano di trasformazione BT/MT.

6.1.7 VIE CAVO PER LA DISTRIBUZIONE LINEE ELETTRICHE

Le connessioni tra i singoli pannelli fotovoltaici verranno realizzate a mezzo di conduttori in cavo, tipo H1Z2Z2-K 1/1 kVAC - 1.5/1.5 kVDC o similare, con sezione da 4 a 6 mm², muniti di appositi connettori maschio – femmina che verranno attestati alle morsettiere delle macchine inverter per la conversione corrente continua - corrente alternata. I conduttori di connessione dei moduli fotovoltaici verranno in parte fatti transitare lungo le strutture degli inseguitori mono assiali ed in parte verranno interrati nel terreno vegetale sino al punto di connessione con le macchine di conversione statica dell'energia.



Le connessioni tra le macchine di conversione statica e la cabina di trasformazione per elevazione della tensione verranno realizzate mediante l'impiego di condutture, prevalentemente in posa interrata, costituite da tubazioni in PVC di tipo pesante 450N in cui alloggiare cavi in classe seconda di isolamento in corda rigida compatta di alluminio, tipo ARG16R16 Eca 0,6/1 kV (classe II di isolamento) in isolamento G16 e guaina esterna in PVC, da posarsi direttamente nel terreno vegetale dell'impianto fotovoltaico, come da particolari allegati alla presente.



Le linee di Media Tensione, per connessione delle varie cabine di trasformazione dei diversi lotti di produzione (Sottocampi) verso la Cabina di Raccolta allocata all'interno del "lotto A", saranno realizzate con l'impiego di cavo precordato ad elica visibile tipo ARG7H1RNRX (o similare) 18/30kV isolato in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC e conduttore in alluminio con sezione nominale da 50 fino a 240 mm².

ARG7H1RNRX / Descrizione

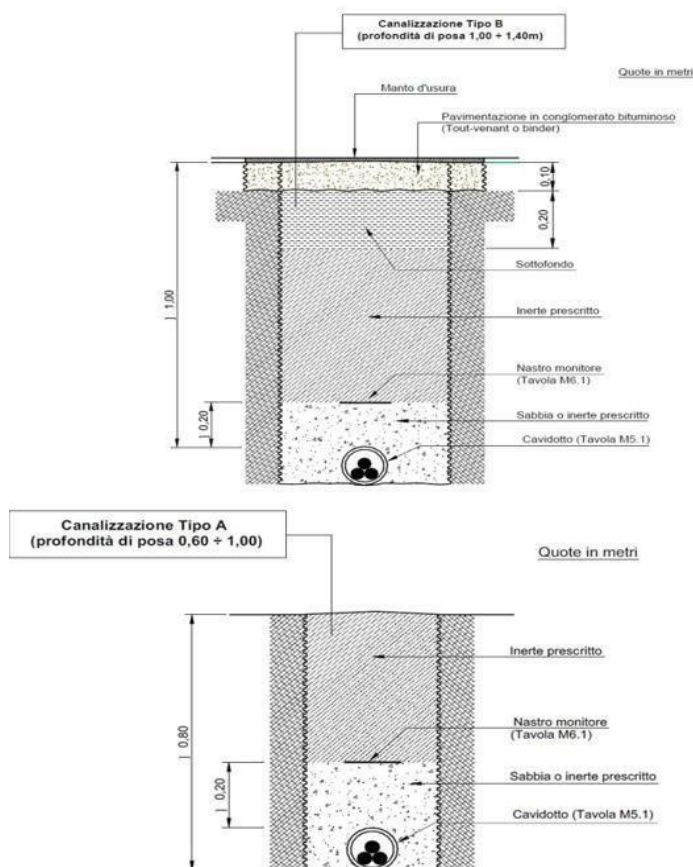
- Cavi tripolari precordati, isolati in qualità G7, sotto guaina di PVC
- Conduttore: alluminio, formazione classe 2
- Strato semiconduttore interno: (
- Isolamento: gomma HEPR, qua
- Strato semiconduttore: estruso,
- Schermo: fili di rame rosso con controschermo
- Guainetta: PVC
- Armatura: due nastri di alluminio, avvolti a coprigiunto
- Guaina: miscela a base di PVC, qualità Rz
- Colore: rosso



Il ricorso a conduttori tripolari precordati assicurerà un livello di campo magnetico molto ridotto (*Decreto Min Ambiente 29-05-08 - Metodologia calcolo fasce di rispetto elettrodotti ed Approvazione procedure di misura e valutazione induzione magnetica*).

I conduttori del campo fotovoltaico verranno interrati nel terreno vegetale e ricoperti dello stesso, mantenendo le distanze minime di sicurezza dai cavi utilizzati per le linee di Bassa Tensione, mentre la condotta esterna

verrà interrata, prevalentemente, su strada pubblica. Ai fini di garantire una corretta posa in opera dei materiali,



le custodie delle apparecchiature elettriche, installate all'interno del locale tecnologico dovranno essere caratterizzate da un grado di protezione uguale a quello degli impianti esistenti non inferiore ad IP40.

Il vettoriamento finale, in partenza dalla "Cabina di Raccolta" posizionata nel lotto A, sarà invece realizzato attraverso una trincea, su banchine di strada percorrenza pubblica, nella quale alloggiare una condotta in cavo isolato in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC del tipo ARG7H1RNR (o similare), con U_0/U : 18/30 kV U_{max} : 36 kV in formazione minima di singola terna [3x1x630 mm²] (alla quale corrisponde una portata massima, in posa "in piano", di circa 743 A a 20°C).

Il percorso avrà lunghezza pari a circa 9.250 m, pertanto la formazione della singola terna da 630 mm² potrà garantire, a fondo linea, una caduta di tensione pari a circa 1.89%.

ARG7H1RNR / Descrizione

- Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.
- Conduttore: alluminio, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore interno: estruso
- Isolamento: gomma HEPR, qualità G7 senza piombo
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo
- Schermo: fili di rame rosso con nastro di rame in controspirale
- Guainetta: PVC
- Armatura: due nastri di alluminio, avvolti a coprigiunto
- Guaina: miscela a base di PVC, qualità Rz
- Colore: rosso

Costruzione, regolati elettrici,
fasci e meccanici: CE 20-13
IEC 60602
EN 60228
Non propagazione della fiamma: EN 60332-1-2
Non propagazione dell'incendio: CE 20-22 III



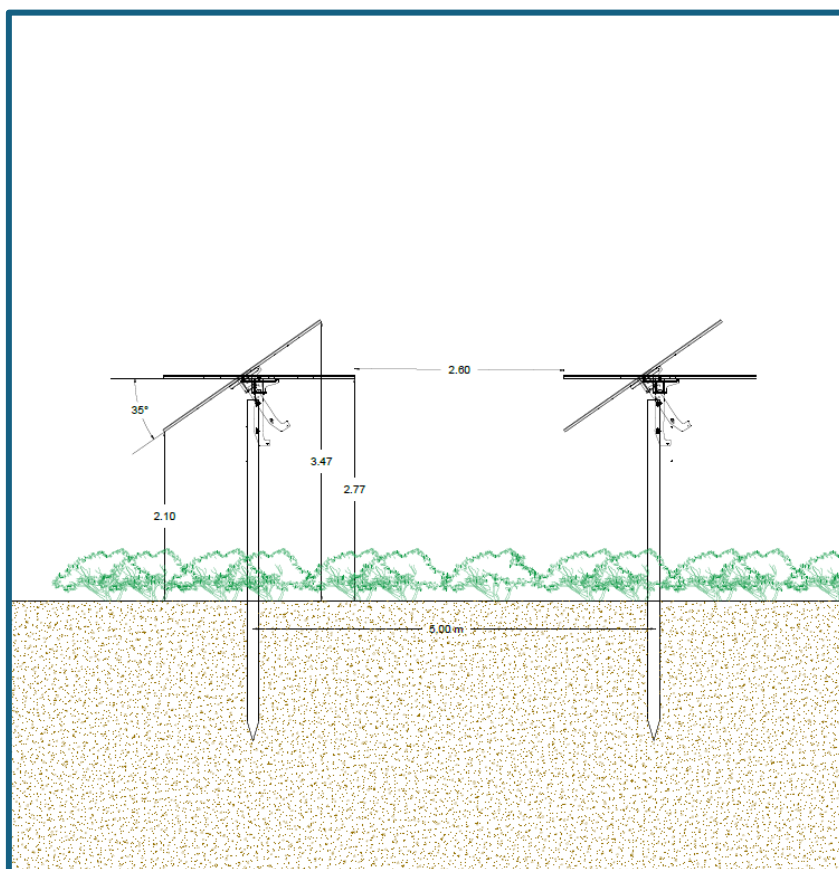
6.1.8 IMPIANTO A TERRA

Il sistema di generazione della tensione alternata derivata dal sistema fotovoltaico verrà connessa alla rete di messa a terra generale da realizzarsi nei pressi del locale di trasformazione presso le aree delle cabine di trasformazione e connessione inverter. Il conduttore di terra verrà posato anche lungo tutti i tracciati impiegati per la distribuzione delle linee elettriche di connessione delle macchine inverter. L'impianto prevede la posa di elementi dispersori verticali di tipo "intenzionale", quali profilati in ferro zincato a caldo, lunghezza 1.5 metri, dimensioni 50x50x5 mm, e di tipo "di fatto", quali elementi metallici in infissione facenti parte delle strutture di supporto ai moduli fotovoltaici; gli elementi dispersori verranno connessi tra di loro a mezzo di un conduttore in treccia nuda di sezione pari a 35 mm² posta in intimo contatto con il terreno. L'impianto di terra del campo fotovoltaico sarà interfacciato, inoltre, a ciascun impianto di terra delle rispettive cabine di trasformazione locale (di Sottocampo Fotovoltaico), di trasformazione del Sistema di Accumulo nonché della Cabina di Raccolta; l'impianto di terra di ciascun blocco monolitico sarà realizzato attraverso un anello di terra in treccia di rame nuda, posta in intimo contatto con il terreno, di sezione paria 35 mm² che collega i 4 elementi dispersori verticali (dispersori intenzionali) che saranno infissi nel terreno in corrispondenza dei vertici del prefabbricato.

6.1.9 LAYOUT IMPIANTO FV_41

Di seguito si riporta uno stralcio del layout





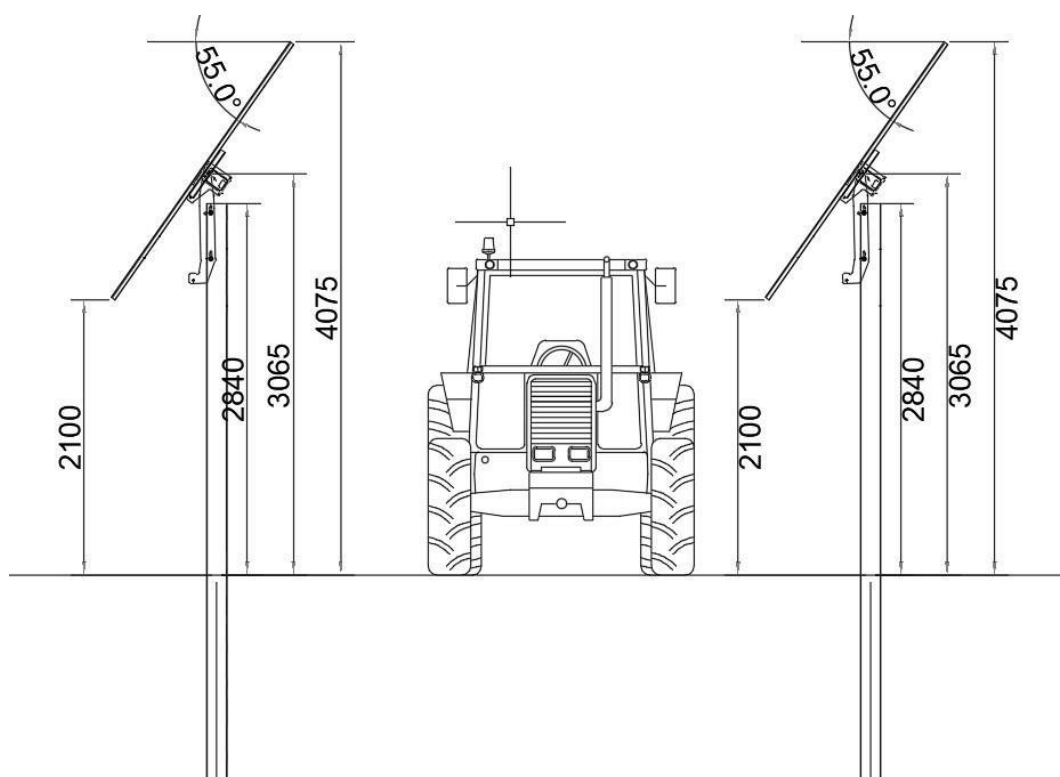
6.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE ELEMENTI FUNZIONALI ALL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

6.2.1 IMPIANTO A TERRA

Il Tracker è una tipologia di struttura in acciaio zincato a caldo, composto da pali infissi nel terreno e da un motore posizionato alla testa del palo centrale, su tale struttura verranno fissati i moduli fotovoltaici. La progettazione della struttura ed il motore garantiscono una rotazione dei moduli rispetto all'asse Nord– Sud di $+55^{\circ}/-55^{\circ}$ permettendo agli stessi un movimento giornaliero da Est a Ovest.

Il progetto prevede due tipologie di tracker una con 28 moduli e una con 14 moduli, queste strutture sono state posizionate in modo parallelo lungo l'asse Nord – Sud ad una distanza tra i pali di circa 5,00 metri lungo l'asse meridionale, mentre, la distanza tra i pali è di 0,50 metri lungo l'asse parallelo. Questa tipologia di struttura rispetterà un'altezza minima da terra di 2,10 metri.

Queste strutture sono state così progettate per essere considerate dei manufatti strumentali all'attività agricola.



I tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente nel terreno. La profondità standard di infissione è di 1,7 metri, tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed i calcoli strutturali tale valore potrebbe subire anche modifiche non trascurabili.

6.2.2 RECINZIONE

È prevista la realizzazione di una recinzione perimetrale a delimitazione dell'area di installazione dell'impianto, la recinzione sarà formata da rete metallica a pali fissati nel terreno con plinti.

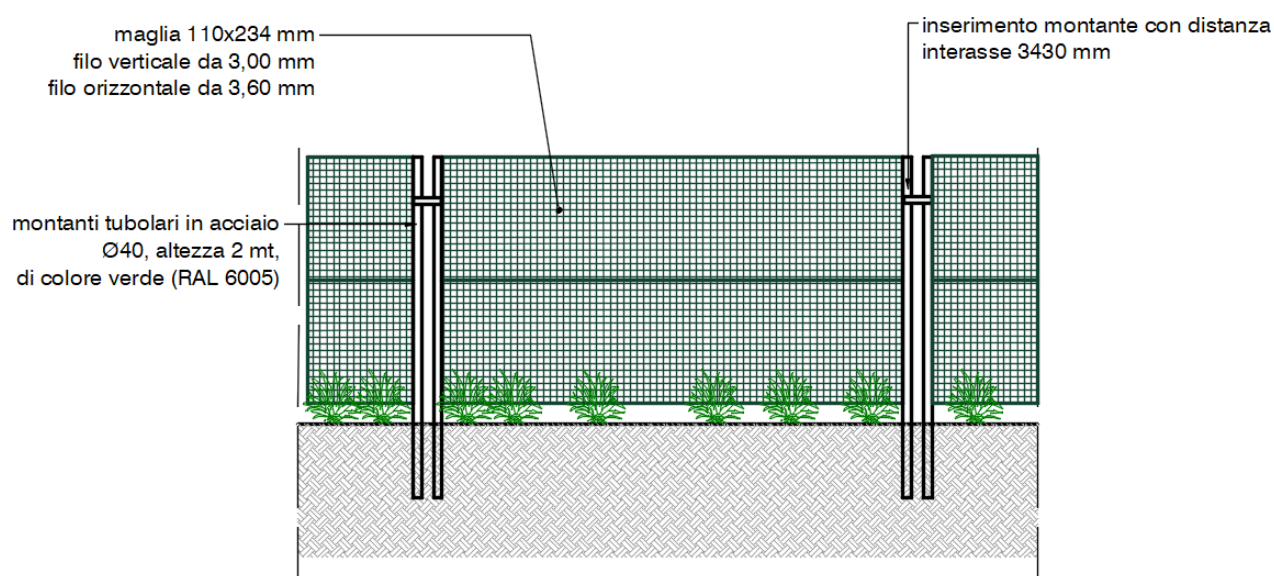


Immagine 6.5: Recinzione

Si prevede che la recinzione sia opportunamente sollevata da terra di circa 30 cm per non ostacolare il passaggio della fauna selvatica.

È stato previsto di mantenere una distanza di 6 m dalla recinzione medesima quale fascia antincendio e ubicazione delle strade perimetrali interne, dove non sarà possibile disporre i moduli fotovoltaici.

Ad integrazione della recinzione di nuova costruzione, è prevista l'installazione di cinque cancelli carrabili.

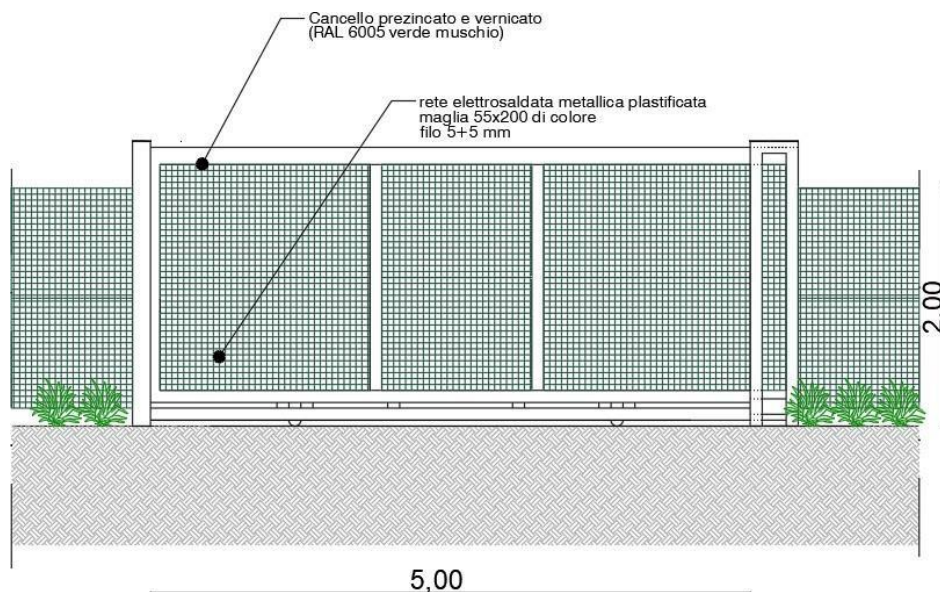


Immagine 6.6: Recinzione

6.2.3 SISTEMA ANTINCENDIO

Con riferimento alla progettazione antincendio, le opere progettate sono conformi a quanto previsto da:

D.P.R. n. 151 del 1° agosto 2011 “Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell’articolo 49 comma 4-quater, decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122” lettera 1324 del 7 febbraio 2012 - Guida per l’installazione degli impianti fotovoltaici; lettera di chiarimenti diramata in data 4 maggio 2012 dalla Direzione centrale per la prevenzione e la sicurezza tecnica del corpo dei Vigili del Fuoco.

Inoltre, è stato valutato il pericolo di elettrocuzione cui può essere esposto l’operatore dei Vigili del Fuoco per la presenza di elementi circuitali in tensione all’interno dell’area impianto. Si evidenzia che sia in fase di cantiere che in fase di O&M dell’impianto si dovranno rispettare anche tutti i requisiti richiesti ai sensi del D. Lgs 81/2008 e s.m.i.

Al fine di ridurre al minimo il rischio di propagazione di un incendio dai generatori fotovoltaici agli ambienti sottostanti, gli impianti saranno installati su strutture incombustibili (Classe 0 secondo il DM 26/06/1984 oppure Classe A1 secondo il DM 10/03/2005).

Sono previsti sistemi ad estintore in ogni cabina presente e alcuni estintori aggiuntivi per eventuali focolai esterni alle cabine (sterpaglia, erba secca, ecc.).

Saranno installati sistemi di rilevazione fumo e fiamma e in fase di ingegneria di dettaglio si farà un'analisi di rischio per verificare l'eventuale necessità di installare sistemi antincendio automatici all'interno delle cabine.

L'area in cui è ubicato il generatore fotovoltaico ed i suoi accessori non sarà accessibile se non agli addetti alle manutenzioni che dovranno essere adeguatamente formati/informati sui rischi e sulle specifiche procedure operative da seguire per effettuare ogni manovra in sicurezza, e forniti degli adeguati DPI.

I dispositivi di sezionamento di emergenza dovranno essere individuati con la segnaletica di sicurezza di cui al titolo V del D. Lgs.81/08 e s.m.i.

6.2.4 PALI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA

Il sistema di illuminazione del parco Agrivoltaico è legato a motivi di sicurezza e protezione da atti vandalici e furti, oltre a garantire una corretta visibilità per interventi di manutenzione urgenti e quindi la sicurezza degli operatori addetti alla manutenzione. I sostegni dei corpi illuminanti, di altezza di circa 6mt, sono posti lungo il confine dell'impianto. Non sono previsti sistemi di illuminazione a luce fissa ma solo interventi di illuminazione di sicurezza accesi esclusivamente in condizioni di rischio o di emergenza, per tale ragione l'impianto in oggetto rientra tra i non soggetti alla disciplina dell'inquinamento luminoso.

6.3 CALCOLI DI PROGETTO

- Calcoli elettrici

L'impianto elettrico di media tensione è stato previsto con distribuzione radiale. L'impianto di bassa tensione sarà realizzato in corrente alternata e continua.

I calcoli relativi ai dimensionamenti degli impianti sono contenuti nell'elaborato "Tabulati di calcolo preliminare DC Stringhe e Trasformatori - Inverter".

- Calcoli strutturali

Le opere strutturali previste dal progetto sono relative a:

- Telai metallici dei moduli fotovoltaici;
- Pali di fondazione e strutture verticali di sostegno;
- Cabine/locali tecnici e relative fondazioni.

Per quanto riguarda le opere da realizzare si prevede l'impiego di strutture prefabbricate di cui si è definita la parte tecnica ed architettonico-funzionale in base alle condizioni ambientali e di impiego, rimandando i calcoli strutturali alla fase esecutiva di dettaglio.

Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

L'abbattersi di scariche elettriche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, l'inverter e i moduli fotovoltaici.

6.4 FASE DI COSTRUZIONE

La sequenza della realizzazione delle operazioni sarà la seguente:

- Progettazione esecutiva di dettaglio
- Costruzione
 - opere civili
 - accessibilità all'area ed approntamento cantiere
 - preparazione terreno mediante rimozione vegetazione e livellamento
 - realizzazione viabilità di campo
 - realizzazione recinzioni e cancelli ove previsto
 - preparazione fondazioni cabine
 - posa pali
 - posa strutture metalliche
 - scavi per posa cavi
 - realizzazione/posa locali tecnici: Power Stations, cabina principale MT
 - realizzazione canalette di drenaggio
 - opere impiantistiche
 - messa in opera e cablaggi moduli FV
 - installazione inverter e trasformatori
 - posa cavi e quadristica BT
 - posa cavi e quadristica MT
 - allestimento cabine
 - Opere a verde
 - Prove e Collaudi.

Per quanto riguarda le modalità operative di costruzione si farà riferimento alle scelte progettuali esecutive.

6.5 SCAVI E MOVIMENTO TERRA

Le attività di movimento terra si limiteranno comunque a:

- Regularizzazione: interesseranno lo strato più superficiale di terreno;
- Realizzazione di viabilità interna;
- Formazione piano di posa di platee di fondazione cabine. In base alla situazione geotecnica di dettaglio, nelle aree individuate per l'installazione dei manufatti sarà da prevedere o una compattazione del terreno in sito, o posa e compattazione di materiale e realizzazione di platea di sostegno in calcestruzzo. La movimentazione della terra interesserà solo lo strato più superficiale del terreno in base alle indicazioni presenti nella relazione geologica e geotecnica allegata alla presente;
- Scavi per posizionamento linee MT. Si prevedono lavori di scavo a sezione ristretta prevalentemente per i cavidotti MT. Il layout dell'impianto e la disposizione delle sue componenti sono stati progettati in modo da minimizzare i percorsi dei cavidotti, così da minimizzare le cadute di tensione; posti su letto di sabbia, all'interno di uno scavo a sezione ristretta profondo circa 1 metro. Ulteriori tipologie di posa sono previste laddove sono presenti caratterizzazioni sensibili del terreno o delle possibilità tecniche di posa. Si prevede una profondità massima di scavo di 1,2 m.
- Scavi per posa cavidotti interrati in BT/CC, dati e sicurezza: si prevedono lavori di scavo a sezione ristretta prevalentemente per i cavidotti principali BT/CC. Il trasporto di energia BT/CC e dati avviene principalmente mediante cavo in tubazione corrugata interrata o con cavi idonei per interrimento diretto, posta all'interno di uno scavo a sezione ristretta profondo circa 0,30-0,60 m, postosi su un letto di sabbia. Nel caso di substrati rocciosi si prevedono lavori di posizionamento in appoggio diretto sul terreno di opportuni manufatti in calcestruzzo certificati ed adatti canali alla posa dei cavi in media Tensione. Ulteriori tipologie di posa sono previste laddove sono presenti caratterizzazioni sensibili del terreno o delle possibilità tecniche di posa si potranno prevedere pose fuori terra in manufatti dedicati. La movimentazione terra interesserà solo lo strato più superficiale del terreno.

6.6 OPERE DI MITIGAZIONE

La tipologia dell'intervento tecnologico non prevede sbancamenti e movimenti di terra tali da pregiudicare l'assetto geomorfologico e idrogeologico generale. Il progetto prevede la convivenza dell'impianto fotovoltaico con un ambiente semi naturale al fine di mantenere la funzionalità del suolo in termini di fertilità, accumulo carbonio organico, permeabilità e regimazione delle acque piovane, salvaguardia della biodiversità.

Sono in ogni caso previste opere di mitigazione a verde che prevedono la piantumazione di alberi di ulivo lungo la recinzione ma al tempo stesso funzionale alla mitigazione dell'impatto visivo evitando fenomeni di ombreggiamento nel campo fotovoltaico.

6.7 PROGETTO AGRICOLO

Il progetto agricolo integrato al progetto fotovoltaico è riportato nell'elaborato Rif. "Relazione Agronomica".

7. VERIFICHE E COLLAUDI

L'intera opera ed i componenti di impianto saranno sottoposti a prove, verifiche e collaudi sull'opera ai sensi di quanto previsto dalla normativa vigente ed a richiesta del Cliente, in aggiunta alle azioni di sorveglianza ed ispezione che la Direzione Lavori ed il Coordinatore per la Sicurezza svolgeranno all'interno dei rispettivi mandati regolati dalle leggi dello stato ancorché dal contratto fra le Parti.

Le prove ed i collaudi hanno efficacia contrattuale se svolti in contraddittorio Appaltatore e Committente (attraverso suoi delegati).

In particolare, saranno previste:

- Prove e collaudi sui componenti sopra descritti prima e durante l'installazione al fine di verificarne la rispondenza dei requisiti richiesti, inclusa la gestione delle denunce delle opere strutturali prevista ai sensi della legislazione vigente;
- Collaudi ad installazione completata, quali ad esempio:
 - su tutte le opere: ispezione al fine di verbalizzare la:
 - rispondenza dell'impianto al progetto approvato e rivisto "as built" dell'appaltatore
 - la realizzazione dell'opera secondo le disposizioni contrattuali
 - stato dell'area di installazione (terreno, recinzione, cabine, accessi, sistema di videosorveglianza)
 - generatore fotovoltaico:
 - ispezione integrità superficie captante
 - verifica pulizia della superficie captante
 - verifica posa dei cavi intramodulo
 - fondazioni e strutture di sostegno:
 - ispezione integrità strutturale e montaggio

- denuncia delle opere
- quadri di parallelo
 - prova a sfilamento dei cavi
 - verifica integrità degli scaricatori
 - misure di resistenza di isolamento di tutti i circuiti
 - verifica della corretta targhettatura delle apparecchiature interne ed esterne
 - verifica della messa a terra di masse e scaricatori
- quadri di sezione e sottocampo
 - prova a sfilamento dei cavi
 - battitura delle tensioni
 - misure di resistenza di isolamento di tutti i circuiti
 - verifica della corretta marcatura delle morsettiere e terminale dei cavi
 - verifica della corretta targhettatura delle apparecchiature interne ed esterne
 - verifica della messa a terra di masse e scaricatori
- inverter
 - prova a sfilamento cavi
 - battitura delle tensioni in ingresso
- sistema di acquisizione dati
 - presenza componenti del sistema
- sistemi accessori: verifiche funzionali (videosorveglianza, ventilazione cabine, ecc..)
- documentazione di progetto: verifica della presenza di tutte le certificazioni e collaudi sui componenti necessari all'accettazione dell'opera
- collaudo GRID
 - prove funzionali generali di avviamento e fermata inverter, scatto e ripristino protezioni di interfaccia alla rete, efficienza organi di manovra
 - verifica tecnico-funzionale dell'impianto
 - Run Test, finalizzato a verificare la funzionalità d'esercizio dell'impianto nel tempo. Nel corso del Test Run l'Appaltatore è tenuto alla sorveglianza dell'esercizio ma non sono consentite prove sull'impianto che non possano essere registrate dal sistema di acquisizione dei dati
 - verifica del sistema di acquisizione dati

8. PIANO DI MANUTENZIONE

La fase di manutenzione dell'impianto prevederà sostanzialmente le operazioni descritte nei paragrafi seguenti. Parallelamente alla manutenzione degli elementi tecnologici, qui dettagliati, dovrà essere eseguita una manutenzione periodica delle opere civili (strade, piazzali, locali tecnici), delle opere idrauliche (canalette, tombinature, etc.) nonché la cura delle opere a verde di mitigazione.

MODULI FOTOVOLTAICI

La manutenzione preventiva sui singoli moduli non richiede la messa fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- ispezione visiva, tesa all'identificazione dei danneggiamenti ai vetri (o supporti plastici) anteriori, deterioramento del materiale usato per l'isolamento interno dei moduli, microscariche per perdita di isolamento ed eccessiva sporcizia del vetro (o supporto plastico);
- controllo cassetta di terminazione, mirata a identificare eventuali deformazioni della cassetta di terminazione, la formazione di umidità all'interno, lo stato dei contatti elettrici della polarità positive e negative, lo stato dei diodi di by-pass, il corretto serraggio dei morsetti di intestazione dei cavi di collegamento delle stringhe e l'integrità della siliconatura dei passacavi;
- per il mantenimento in efficienza dell'impianto si prevede inoltre la pulizia periodica dei moduli.

STRINGHE FOTOVOLTAICHE

La manutenzione preventiva sulle stringhe, deve essere effettuata dal quadro elettrico in continua, non richiede la messa fuori servizio di parte o tutto l'impianto e consiste nel controllo delle grandezze elettriche: con l'ausilio di un normale multimetro, controllare l'uniformità delle tensioni a vuoto e delle correnti di funzionamento per ciascuna delle stringhe che fanno parte dell'impianto; nel caso in cui tutte le stringhe dovessero essere nelle stesse condizioni di esposizione, risulteranno accettabili scostamenti fino al 10%.

QUADRI ELETTRICI

La manutenzione preventiva sui quadri elettrici non comporta operazioni di fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- Ispezione visiva tesa alla identificazione di danneggiamenti dell'armadio e dei componenti contenuti ed alla corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti sul fronte quadro;

- Controllo protezioni elettriche: per verificare l'integrità dei diodi di blocco e l'efficienza degli scaricatori di sovratensione;
- Controllo organi di manovra: per verificare l'efficienza degli organi di manovra;
- Controllo cablaggi elettrici: per verificare, con prova di sfilamento, i cablaggi interni dell'armadio (solo in questa fase è opportuno il momentaneo fuori servizio) ed il serraggio dei morsetti;
- Controllo elettrico: per controllare la funzionalità e l'alimentazione del relè di isolamento installato, se il generatore è flottante, e l'efficienza delle protezioni di interfaccia;
- UPS: periodicamente verranno mantenute le batterie dei sistemi di accumulo in relazione alle specifiche indicazioni poste dei costruttori.
- Gruppo Elettrogeno, al fine di assicurare il corretto funzionamento del gruppo elettrogeno di soccorso, periodicamente verranno effettuate le sostituzioni dei liquidi di lubrificazione e raffreddamento nonché la manutenzione delle batterie elettrolitiche: inoltre saranno effettuate prove di avviamento periodiche.

CONVERTITORI

Le operazioni di manutenzione preventiva saranno limitate ad una ispezione visiva mirata ad identificare danneggiamenti meccanici dell'armadio/cabina di contenimento, infiltrazione di acqua, formazione di condensa, eventuale deterioramento dei componenti contenuti e controllo della corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti. Tutte le operazioni saranno in genere eseguite con impianto fuori servizio.

COLLEGAMENTI ELETTRICI

La manutenzione preventiva sui cavi elettrici di cablaggio consiste, per i soli cavi a vista, in un'ispezione visiva tesa all'identificazione di danneggiamenti, bruciature, abrasioni, deterioramento isolante, variazioni di colorazioni del materiale usato per l'isolamento e fissaggio saldo nei punti di ancoraggio (per esempio, la struttura di sostegno dei moduli).

9. DISMISSIONE IMPIANTO

L'impianto sarà interamente smantellato al termine della sua vita utile, l'area sarà restituita come si presenta allo stato di fatto attuale.

A conclusione della fase di esercizio dell'impianto, seguirà quindi la fase di "decommissioning", dove le varie parti dell'impianto verranno separate in base alla caratteristica del rifiuto/materia prima seconda, in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi.

I restanti rifiuti che non potranno essere né riciclati né riutilizzati, stimati in un quantitativo dell'ordine dell'1%, verranno inviati alle discariche autorizzate.

Per dismissione e ripristino si intendono tutte le azioni volte alla rimozione e demolizione delle strutture tecnologiche a fine produzione, il recupero e lo smaltimento dei materiali di risulta e le operazioni necessarie a ricostituire la superficie alle medesime condizioni esistenti prima dell'intervento di installazione dell'impianto.

In particolare, le operazioni di rimozione e demolizione delle strutture nonché recupero e smaltimento dei materiali di risulta verranno eseguite applicando le migliori e più evolute metodiche di lavoro e tecnologie a disposizione, in osservazione delle norme vigenti in materia di smaltimento rifiuti.

10. RIFERIMENTI NORMATIVI

La legislazione e normativa nazionale cui si fa riferimento nel progetto è rappresentata da:

NORMATIVA GENERALE

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

Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

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

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



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

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

Decreto-legge n. 73 del 18-06-2007: testo coordinato del Decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73. Decreto Legislativo del 30-05-2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

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

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

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

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

SICUREZZA

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

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

NORME TECNICHE

NORMATIVA FOTOVOLTAICA

CEI 82-25 Edizione 09-2010: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI 82-25; V1 Edizione 10-2011: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.



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

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

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

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

CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo. CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

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

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

CEI EN 62108 (82-30): moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo. CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS)

- Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

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

CEI EN 50521 (CEI 82-31): connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove. CEI EN 50524 (CEI 82-34): fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici.

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

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

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

UNI 8477: energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia



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

ALTRA NORMATIVA SUGLI IMPIANTI ELETTRICI

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

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

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

CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria. CEI EN 50438 (CT 311-1): Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.

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

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

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

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

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

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

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

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

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



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV_41

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

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

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

CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato. CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V. CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

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

DELIBERE AEEG

CONNESSIONE

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

Delibera ARG-elt n.119-08: disposizioni inerenti all'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.

RITIRO DEDICATO

Delibera ARG-elt n. 280-07: modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387-03, e del comma 41

della legge 23 agosto 2004, n. 239-04.

SERVIZIO DI MISURA

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

TARIFFE



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV_41

Delibera ARG-elt n. 111-06: condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Delibera ARG-elt n.156-07: approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del Decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73/07.

TIV - Allegato A Delibera n. 156-07 (valido fino al 31-12-2011). TIV - Allegato A Delibera n. 156-07 (valido fino dal 01-01-2012).

Delibera ARG-elt n. 348-07: testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. TIT - Allegato A Delibera n. 348-07 (2008-2011).

TIC - ALLEGATO B DELIBERA N. 348-07 (2008-2011)

Deliberazione ARG-elt 199-11: disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012- 2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

TIT - Allegato A Delibera n. 199-11 (2012-2015). TIME - Allegato B Delibera n. 199-11 (2012-2015). TIC - Allegato C Delibera n. 199-11 (2012-2015).

Deliberazione ARG-elt n. 149-11: attuazione dell'articolo 20 del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 5 maggio 2011, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.

Deliberazione ARG-elt n. 228-10: Aggiornamento per l'anno 2011 delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. Aggiornamento della componente UC6.

TIS - Allegato A Delibera ARG-elt n. 107-09 (aggiornato): Testo integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (Settlement).



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV_41

Deliberazione ARG-elt 231-10: Aggiornamento per l'anno 2011 dei corrispettivi di dispacciamento di cui agli articoli 45, 46, 48 e 73 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06. Modificazioni per l'anno 2011 delle disposizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06 e dell'Allegato A alla deliberazione 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (Testo Integrato Settlement, TIS).

Deliberazione ARG-elt 232-10: Aggiornamento per il trimestre gennaio – marzo 2011 delle condizioni economiche del servizio di vendita di maggior tutela, determinazione del corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento di Acquirente unico S.p.A. per l'attività di acquisto e vendita di energia elettrica per i clienti in maggior tutela a titolo di acconto per l'anno 2011 e modifiche al TIV.

Deliberazione ARG-com 236-10: Aggiornamento per il trimestre gennaio - marzo 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Delibera ARG-elt n. 247-10: determinazione dell'Autorità in merito alle richieste di ammissione al regime di reintegrazione dei costi presentate dagli utenti del dispacciamento ai sensi dell'articolo 63, comma 63.11, dell'Allegato A alla deliberazione n.11/06 per l'anno 2011 e seguenti, nonché modificazioni e integrazioni alla deliberazione medesima.

Deliberazione ARG-com 34-11: aggiornamento per il trimestre aprile - giugno 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti.

Deliberazione ARG-elt 83-11: aggiornamento per il trimestre luglio - settembre 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti e modifiche al TIV. Deliberazione ARG-com 87-11: aggiornamento per il trimestre 1° luglio - 30 settembre 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti. Avvio di procedimento per l'attuazione di disposizioni di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

Deliberazione ARG-com 130-11: aggiornamento per il trimestre 1° ottobre - 31 dicembre 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti. Modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2007, n. 348/07, dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 e dell'Allegato A alla

deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 1° dicembre 2009, ARG/gas 184/09.

TICA



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV_41

Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA: testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).

Delibera ARG-elt n. 130-09: Modifiche delle modalità e delle condizioni per le comunicazioni di mancato avvio dei lavori di realizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica di cui alla deliberazione ARG-elt 99-08 (TICA).

Deliberazione ARG-elt 187-11: modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08, in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA), per la revisione degli strumenti al fine di superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche.

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

Deliberazione ARG-elt 125/10: Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA).

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

Delibera ARG-elt n. 225-10: integrazione dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10, ai fini dell'attivazione degli indennizzi previsti dal decreto ministeriale 6 agosto 2010 in materia di impianti fotovoltaici.

TISP

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



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV_41

Delibera ARG-elt n. 260-06: modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.

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

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

TEP

Delibera EEN 3/08: aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

TIQE

Deliberazione - ARG-elt 198-11: testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.