



IMPIANTO AGRO-VOLTAICO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE SOLARE DENOMINATO "UNALI" DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI SASSARI (SS)

OPERA DI PUBBLICA UTILITA'
VALUTAZIONE IMPATTO AMBIENTALE ai sensi del D.Lgs 3 aprile 2006, n.152 ALL. II

CUSTOMER
Committente

BAIONA SUN²

ADDRESS
Indirizzo

20124 MILANO - VIA G.B. PIRELLI, 27
T. +390292875126

DESIGNERS TEAM
Gruppo di progettazione

SUPERVISION
Coordinamento

FAVERO ENGINEERING

VIA GIOVANNI BATTISTA PIRELLI, 27
20124 MILANO (MI)
T. +390292875126

Ing. FRANCESCO FAVERO

CONSULTANTS
Consulenti

AMBIENTALE: Dott.ssa MARZIA FIORONI - Alp-en
Via C.Battisti 44, 23100 Sondrio (SO) - +39 0342 050347 - mfiaroni@alp-en.it
GEOLOGIA, GEOTECNICA E IDRAULICA: Dott. Geologo FAUSTO PANI
Via Castelli 2, 09122 Cagliari (CA) - +39 070 272011 - fausto.pani@gmail.com
AGRONOMIA: Dott. Agronomo GIUSEPPE PUGGIONI
Via Don Minzoni 3, 07047 Thiesi (SS) - +39 348 6621842 - puggioni@gmail.com
ARCHEOLOGIA: Dott. Archeologo FABRIZIO DELUSSU
Via Depretis 7, 08022 Dorgali (NU) - + 39 3475012131 - archeologofabriziodelussu@gmail.com
ACUSTICA: Ing. CARLO FODDIS - Fad System srl
Via Rossini 81, 09044 Quartucciu (CA) - + 39 070 2348760 - cf@fadssystem.net
FAUNA: Dott. Naturalista Faunista MAURIZIO MEDDA
Via Tiepolo 16, 09121 Cagliari (CA) - +39 393 8236806 - meddamaurizio@libero.it
FLORA: Dott. Naturalista FABIO SCHIRRU
+39 347 4998552 - fabio.schirru@pecagrotecnici.it

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	APPROVED
00	Novembre 2023	PRIMA EMISSIONE	Ing. A. Gigliotti	Ing. A. Lunardi	Ing. F. Favero
01					
02					
03					
04					

DRAWING - Elaborato

TITLE
Titolo

RELAZIONE TECNICA GENERALE

DRAWING DETAILS - Dettagli di disegno

GENERAL SCALE
Scala generale

DETAIL SCALE
Scala particolari

-

-

ARCHIVE - Archivio

FILE

DTG_001

PLOT STYLE

FAVERO ENGINEERING.ctb

CODING - Codifica

PROJECT LEVEL
Fase progettuale

DEFINITIVO

CATEGORY
Categoria

DTG

PROGRESSIVE
Progressivo

0

0

1

REVISION
Revisione

00

INDICE

1	PREMESSA.....	5
2	DATI DEL PROPONENTE.....	5
3	VERIFICA ASSOGGETTABILITÀ A VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE.	6
3.1	Decreto Legislativo 199/2021	6
3.2	Decreto Legge 13/2023	9
4	SCENARIO DI RIFERIMENTO	10
4.1	Normativa di riferimento nazionale e regionale	10
4.2	Normativa Tecnica di riferimento	12
4.3	Normativa in materia di sicurezza:	14
5	INTRODUZIONE ALL'AGRO-VOLTAICO	16
5.1	Il fotovoltaico: una componente essenziale dell'agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile	16
5.2	L'agro-voltaico: l'integrazione tra agricoltura, paesaggio ed energia	18
5.3	Verifica dei requisiti per la definizione "agro-voltaico"	20
6	DISPONIBILITA' AREE E AUTORIZZAZIONI.....	22
6.1	Disponibilità aree impianto agro-voltaico.....	22
6.2	Disponibilità aree cavidotto di connessione	22
7	INQUADRAMENTO TERRITORIALE	23
7.1	Ubicazione dell'area di intervento	23
7.2	Il paesaggio agrario della Nurra.....	27
7.3	Inquadramento urbanistico – Regolamento Urbanistico del Comune di Sassari 29	
7.4	Analisi dei vincoli di carattere paesaggistico-ambientale.....	32
7.5	Inquadramento geologico generale.....	34
7.5.1	Modello geologico generale	34
7.5.2	Modello geologico locale	35
7.6	Distanze dalle infrastrutture esistenti	37

7.6.1	Distanza dalla Strada Provinciale SP42.....	37
7.6.2	Distanza da linee elettriche aeree.....	38
8	CONFIGURAZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	39
8.1	Criteri di scelta del sito.....	39
8.2	Planimetria del campo agro-voltaico e potenza complessiva	41
8.3	Distribuzione principale dei cavi di energia	45
8.3.1	Connessione alla rete elettrica nazionale.....	45
8.4	Potenzialità energetica del sito ed analisi di producibilità dell'impianto	46
8.4.1	Premessa	46
8.4.2	I risultati del calcolo	47
8.4.3	Stima dell'irraggiamento globale ed incidente sul piano dei collettori	47
8.5	Principali ricadute positive	49
8.5.1	Premessa	49
8.5.2	Contributo alla riduzione di CO ₂	49
8.5.3	Emissioni evitate di inquinanti atmosferici.....	51
8.5.4	Risparmio di risorse energetiche non rinnovabili	52
9	DESCRIZIONE TECNICA DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO	53
9.1	Componenti principali e criteri generali di progettazione strutturale ed elettromeccanica	53
9.2	Gli inseguitori mono assiali	54
9.2.1	Caratteristiche principali	55
9.2.2	Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio.....	56
9.2.3	I pali di sostegno.....	57
9.3	Moduli fotovoltaici	57
9.4	Inverter di stringa.....	60
9.5	Cavi di distribuzione dell'energia.....	62
9.6	Cabine	63
9.6.1	Cabine di ricezione	63
9.6.2	Cabine Smistamento	65

9.6.3	Cabine trasformazione.....	67
9.6.4	Tabella riassuntiva cabine	69
9.7	Alimentazione ausiliari	69
9.8	Sistema di accumulo.....	70
9.8.1	Architettura del sistema	70
9.8.2	Opere civili accessorie.....	71
9.8.3	Collegamento AT	73
9.8.4	Cabina ausiliari (Q.AUX).....	73
9.9	Misura dell'energia.....	74
9.10	Connessione alla rete nazionale	75
9.11	Stazione di monitoraggio dati ambientali.....	76
9.12	Software per la visualizzazione, monitoraggio, telesorveglianza	80
9.13	Impianto di video sorveglianza.....	80
9.14	Descrizione dell'attività agricola	81
9.15	Impianto di irrigazione.....	82
10	OPERE ACCESSORIE.....	83
10.1	Sistemazione dell'area e viabilità	83
10.2	Recinzione e cancello	84
10.3	Scavi per posa cavidotti.....	86
10.4	Attraversamenti mediante trivellazione TOC.....	88
11	DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO	89
11.1	Indicazioni generali per l'esecuzione dei lavori	89
11.2	Trasporto materiali in cantiere.....	89
11.3	Principali lavorazioni previste.....	89
11.4	Impianto elettrico di cantiere	91
11.5	Precauzioni aggiuntive con impianti FV	92
11.6	Tempi di realizzazione	92
12	POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO A LIVELLO LOCALE	93

Indice delle figure

Figura 1 – Inquadramento secondo Decreto Legislativo 199/2021	8
Figura 1: Inquadramento su ortofoto	23
Figura 2: Viabilità ed infrastrutture nell'area di progetto	24
Figura 3: Inquadramento del progetto su mappa catastale	26
Figura 4 - Inquadramento su Piano Urbanistico Comunale di Sassari.....	30
Figura 5: Legenda Tavola 5.6.3 - Piano Urbanistico Comunale di Sassari.....	31
<i>Figura 94 - Schema dei rapporti stratigrafici generali</i>	35
<i>Figura 95 - Schema dei rapporti stratigrafici locali</i>	35
<i>Figura 96 - Geologia dell'area di dettaglio</i>	35
Figura 6 – Planimetria impianto agro-voltaico	42
Figura 7 - Montaggio tracker	43
Figura 9 - Produzione energetica.....	48
Figura 10 - Variazione dell'Energy payback per le diverse tecnologie di sistemi fotovoltaici (Fonte, U.S. Dep. of Energy).....	50
Figura 11 - Schema di funzionamento del sistema backtracking.....	55
Figura 12 - Modulo fotovoltaico Astronergy ASTRO 6 TWINS CHSM66M(DG)/F-BH 655 W.....	58
Figura 13 - Datasheet inverter	61
Figura 17: Architettura del sistema.....	71
Figura 18: disposizione moduli “cab” outdoor.....	71
Figura 14: Stazione principale e sensori meteo climatici	77
Figura 15: Esempio di un grafico riguardante il rischio di infezione delle principali fitopatologie	78
Figura 16: Esempio di un grafico per il calcolo del fabbisogno idrico.....	79
Figura 19 - Sezione tipo Viabilità interna.....	83
Figura 20 - Recinzione - Prospetto.....	84
Figura 21 - Prospetto cancello di ingresso	85
Figura 22 - Sezione tipologica di posa dei cavidotti all'esterno del campo agro-voltaico	86
Figura 23 - Sezione tipologica posa cavidotti all'interno del campo agro-voltaico.....	87
Figura 24 - Metodologia di posa tramite trivellazione TOC	88
Figura 25 - Segnaletica da utilizzare per i lavori sugli impianti FV	92

1 PREMESSA

Il presente documento costituisce la Relazione Generale del progetto di un impianto di produzione di energia da fonte solare, della potenza complessiva di 20 MW, integrato con un sistema di accumulo elettrochimico a batterie, con capacità pari a 100,5 MWh e potenza nominale di 18 MW, denominato "Unali", da realizzarsi nel comune di Sassari (SS).

Per la connessione dell'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), si fa riferimento al preventivo di connessione proposto da Terna S.p.A., accettato dalla società BAIONA SUN 2 S.R.L. con codice di rintracciabilità 202203882. Tale documento specifica che l'impianto sarà collegato in antenna a 36 kV alla futura Stazione Elettrica (SE) 36/150 kV denominata "Fiume Santo 2", in fase di realizzazione nelle vicinanze della Cava di Monte Alvaro.

L'intervento si identifica come agro-voltaico, classificato dalle Linee Guida del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) come di Tipo 1, il quale indica il coesistere, nella stessa area, dell'attività agricola e della produzione di energia elettrica da fotovoltaico.

2 DATI DEL PROPONENTE

Denominazione Sociale:	BAIONA SUN 2 S.r.l.
Sede legale:	Via Giovanni Battista Pirelli, 27 - 20124 Milano (MI)
Sede operativa:	Via Giovanni Battista Pirelli, 27 - 20124 Milano (MI)
P.IVA:	12857090968
Numero REA:	MI - 2688647
PEC:	baionasun2@pec.it
Legale Rappresentante:	Francesco Favero

3 VERIFICA ASSOGGETTABILITÀ A VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Si riportano di seguito le ragioni per cui il progetto in oggetto è **assoggettabile a valutazione di impatto ambientale**.

3.1 Decreto Legislativo 199/2021

L'impianto in progetto ha una potenza complessiva di 20 MW e risulta rientrare nelle Aree Idonee individuate dal Decreto Legislativo n.199 del 2021 all'Art.20 comma 8, per l'installazione di impianti di produzione di energia elettrica derivante da fonte rinnovabile. Di seguito si riportano le aree idonee così come riportate nel decreto.

- 1) *Comma 8, Lettera a: i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica, anche sostanziale, per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione, eventualmente abbinati a sistemi di accumulo, che non comportino una variazione dell'area occupata superiore al 20 per cento. Il limite percentuale di cui al primo periodo non si applica per gli impianti fotovoltaici, in relazione ai quali la variazione dell'area occupata è soggetta al limite di cui alla lettera c-ter), numero 1);*
- 2) *Comma 8, Lettera b: le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi del Titolo V, Parte quarta, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;*
- 3) *Comma 8, Lettera c: le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, o le porzioni di cave e miniere non suscettibili di ulteriore sfruttamento;*
- 4) *Comma 8, Lettera c-bis: i siti e gli impianti nelle disponibilità delle società del gruppo Ferrovie dello Stato italiane dei gestori di infrastrutture ferroviarie nonché delle società concessionarie autostradali;*
- 5) *Comma 8, Lettera c-ter, punto 1: i siti e gli impianti nella disponibilità delle società di gestione aeroportuale all'interno dei sedimi aeroportuali, ivi inclusi quelli all'interno del perimetro di pertinenza degli aeroporti delle isole minori, di cui all'allegato 1 al decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 114 del 18 maggio 2017, ferme restando le necessarie verifiche tecniche da parte dell'Ente nazionale per l'aviazione civile (ENAC);*

- 6) Comma 8, Lettera c-ter, punto 1: esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere;
- 7) Comma 8, Lettera c-ter, punto 2: esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42: le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi come definiti dall' articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 , nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500metri dal medesimo impianto o stabilimento;
- 8) Comma 8, Lettera c-ter, punto 3: esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42: le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri;
- 9) Comma 8, Lettera c-quater: fatto salvo quanto previsto alle lettere a), b), c), c-bis) e c-ter), le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, incluse le zone gravate da usi civici di cui all'articolo 142, comma 1, lettera h), del medesimo decreto, né ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo. Ai soli fini della presente lettera, la fascia di rispetto è determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela di tre chilometri per gli impianti eolici e di cinquecento per gli impianti fotovoltaici. Resta ferma, nei procedimenti autorizzatori, la competenza del Ministero della cultura a esprimersi in relazione ai soli progetti localizzati in aree sottoposte a tutela secondo quanto previsto all'articolo 12, comma 3-bis, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

L'impianto in progetto risulta essere localizzato in area idonea afferente alle seguenti categorie:

- Comma 8, Lettera c-quater in quanto è esterno alla fascia di rispetto di 500 m prevista per i beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n.42.

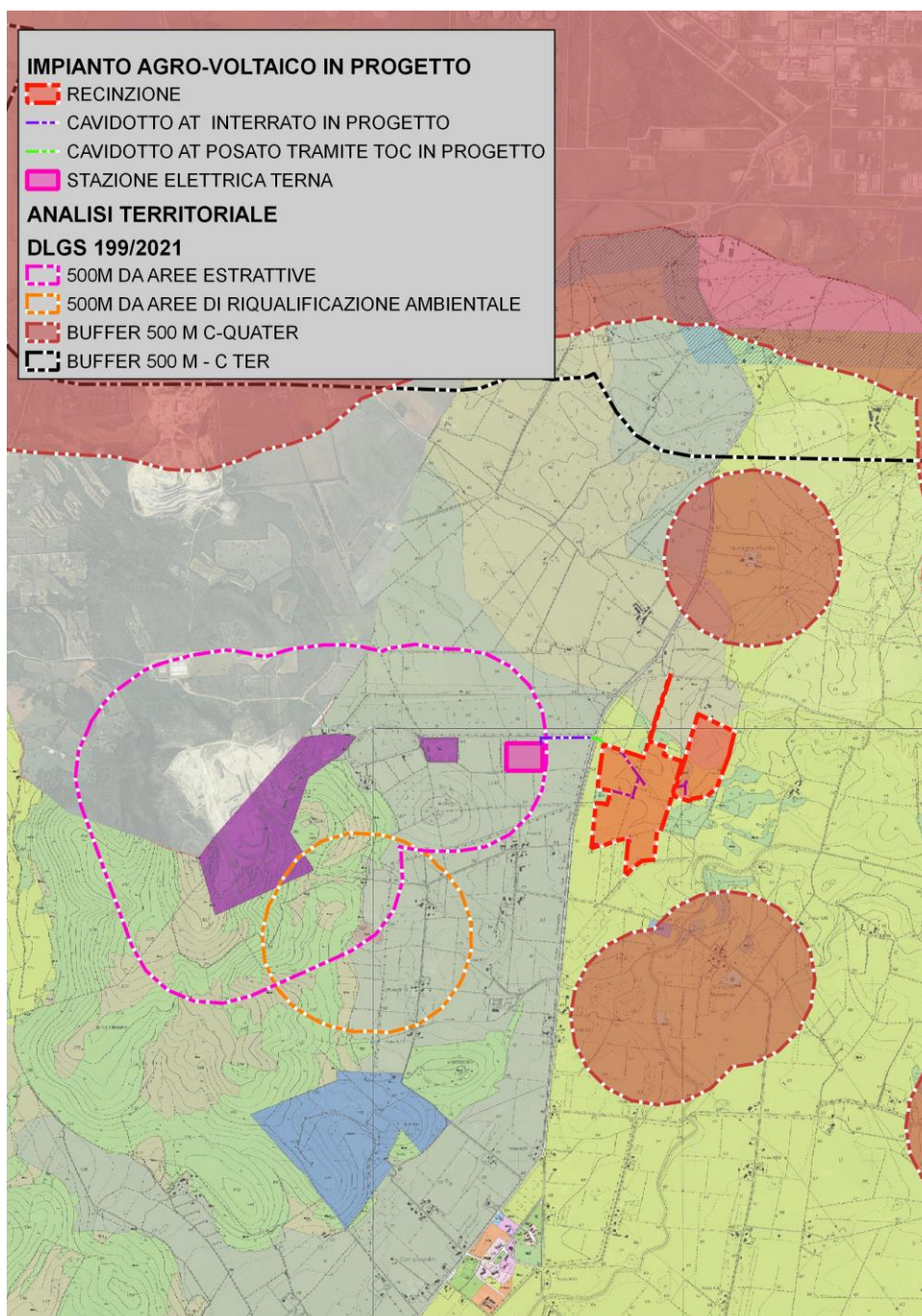


Figura 1 – Inquadramento secondo Decreto Legislativo 199/2021

Per ulteriori dettagli si consulti l'elaborato grafico "ELG_226_Inquadramento su aree idonee ai sensi del D.lgs 199/2021"

3.2 Decreto Legge 13/2023

Poiché l'impianto rientra nelle aree idonee ai sensi del D.lgs 199/2021, è necessario fare riferimento alle nuove soglie introdotte dal Decreto Legge n.13 del 24 febbraio 2023. Ai sensi di tale decreto, in particolare all'Art. 47 comma 11-bis, si specifica che:

“I limiti relativi agli impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica di cui al punto 2) dell'allegato II alla [parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152](#), e alla lettera b) del punto 2 dell'allegato IV alla medesima parte seconda, sono rispettivamente fissati a 20 MW e 10 MW, purché:

- a) l'impianto si trovi 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 del medesimo articolo 20;*
- b) l'impianto si trovi nelle aree di cui all'[articolo 22-bis del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199](#);*
- c) fuori dei casi di cui alle lettere a) e b), l'impianto non sia situato all'interno di aree comprese tra quelle specificamente elencate e individuate ai sensi della lettera f) dell'allegato 3 annesso al decreto del Ministro dello sviluppo economico 10 settembre 2010, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 219 del 18 settembre 2010.”*

Per gli impianti non compresi nelle ipotesi precedenti si applica la disciplina ordinaria ex allegato II e IV alla parte seconda del D.Lgs 152/2006.

L'impianto in progetto, essendo in area idonea secondo il Decreto Legislativo 199/2021, risulta avere una soglia per la Valutazione di Impatto Ambientale di competenza regionale di 10 MW e per la Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale di 20 MW, quindi, avendo una potenza di 20 MW, **il suddetto limite viene eguagliato e l'impianto è assoggettato alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale.**

4 SCENARIO DI RIFERIMENTO

4.1 Normativa di riferimento nazionale e regionale

In **ambito nazionale** i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sono:

- Legge 6 dicembre 1991 n. 394 s.m.i. “Legge quadro sulle aree protette”.
- DPR 8 settembre 1997, n. 357 s.m.i. “regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche”.
- D.lgs. 112/98. Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59.
- D.lgs. 16 marzo 1999 n. 79. Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell’energia elettrica, allo scopo di migliorarne l’efficienza.
- D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387. Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità. Prevede fra l’altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- D.lgs 152/2006 e s.m.i. Norme in materia ambientale.
- D.lgs. 115/2008. Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all’efficienza degli usi finali dell’energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE.
- D.lgs. 102/2014. Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull’efficienza energetica
- D.M. 10 settembre 2010 Ministero dello Sviluppo Economico. Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Definisce le regole per la trasparenza amministrativa dell’iter di autorizzazione nell’accesso al mercato dell’energia; regola l’autorizzazione delle infrastrutture connesse e, in particolare, delle reti elettriche; determina i criteri e le modalità di inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio.
- D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28 e s.m.i. Definisce strumenti, meccanismi, incentivi e quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, in attuazione della

direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010 n. 96.

- D.M. 30 marzo 2015 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.
- D.lgs. 8 novembre 2021 n. 199 Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

In **ambito regionale** i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sono:

- DGR Sardegna 23 gennaio 2018, n. 3/25 - Linee guida per l'Autorizzazione unica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- LR Sardegna 3 luglio 2017, n. 11 - Disposizioni urgenti in materia urbanistica ed edilizia - Stralcio - Modifiche alla LR 8/2015, alla LR 28/1998, alla LR 9/2006;
- LR Sardegna 4 maggio 2017, n. 9 - Autorizzazione paesaggistica - Interventi esclusi e interventi sottoposti a regime semplificato - Adeguamento delle norme regionali al DPR 13 febbraio 2017, n. 31 - Modifiche alla LR 28/1998;
- LR Sardegna 20 ottobre 2016, n. 24 - Semplificazione dei procedimenti amministrativi - Stralcio - Procedimenti in materia ambientale ed edilizia - Autorizzazione unica ambientale, impianti a fonti rinnovabili;
- DGR Sardegna 2 agosto 2016, n. 45/40 - Approvazione del Piano energetico ambientale regionale 2015-2030 (PEARS);
- DGR Sardegna 27 novembre 2020, n. 59-90 – Individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili.

4.2 Normativa Tecnica di riferimento

Le norme tecniche di riferimento sono:

Per gli impianti elettrici di alta tensione:

- CEI 11-1 Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica. Norma Generale. Fasc. 1003
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo. Fasc. 1890

Per i trasformatori:

- CEI 14-4 Trasformatori di potenza Fasc. 609 CEI 14-4V1 Variante n. 1 Fasc. 696S
- CEI 14-4 V2 Variante n. 2 Fasc. 1057V CEI 14-4 V3 Variante n. 3 Fasc. 1144V CEI 14-4 V4 Variante n. 4 Fasc. 1294V
- CEI 14-8 Trasformatori di potenza a secco Fasc. 1768
- CEI 14-12 Trasformatori trifase di distribuzione di tipo a secco a 50 Hz, da 100 kVA a 2500 kVA con una tensione massima per il componente non superiore a 36kV. Parte 1: Prescrizioni generali e prescrizioni per trasformatori con una tensione massima per il componente non superiore a 24kV Fasc. 4149C.

Per attrezzaggi elettromagnetici:

- CEI 17-1 Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000V Fasc. 1375 CEI 17-1 V1 Variante n. 1 Fasc. 1807V
- CEI 17-4 Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata a tensione superiore a 1000V Fasc. 1343
- CEI 17-4 EC Errata corrige Fasc. 1832V CEI 17-4 V1 Variante n. 1 Fasc. 2345V CEI 17-4 V2 Variante n. 2 Fasc. 2656V
- CEI 17-6 Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 a 52kV Fasc. 2056
- CEI 17-13/1 Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (quadri BT) – parte I: Apparecchiature di serie soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature non di serie parzialmente soggette a prove di tipo (ANS) Fasc. 2463E

- CEI 17-13/2 Apparecchiatura assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (quadri BT) – parte II: Prescrizioni particolari per i condotti sbarre Fasc. 2190
- CEI 17-43 Metodo per la determinazione della sovratemperatura mediante estrapolazione per le apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) ANS Fasc. 1873
- CEI 17-52 Metodo per la determinazione della tenuta al corto circuito delle apparecchiature non di serie (ANS) Fasc. 2252

Per i cavi di energia:

- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30kV Fasc. 1843
- CEI 20-13 V1 Variante n. 1 Fasc. 2357V CEI 20-13 V2 Variante n. 2 Fasc. 2434V
- CEI 20-22II Prova d'incendio su cavi elettrici. Parte 2: Prova di non propagazione dell'incendio Fasc. 2662
- CEI 20-22III Prova d'incendio su cavi elettrici. Parte 3: Prove su fili o cavi disposti a fascio Fasc. 2663
- CEI 20-35 Prove sui cavi elettrici sottoposti a fuoco. Parte 1: Prova di non propagazione della fiamma sul singolo cavo verticale. Fasc. 688
- CEI 20-35V1 Variante n. 1 Fasc. 2051V
- CEI 20-37/1 Cavi elettrici – Prove sui gas emessi durante la combustione Fasc. 739 CEI 20-37/2 Prove sui gas emessi durante la combustione dei cavi – Determinazione dell'indice di acidità (corrosività) dei gas mediante la misurazione del pH e della conduttività Fasc. 2127
- CEI 20-37/3 Misura della densità del fumo emesso dai cavi elettrici sottoposti e combustione in condizioni definite. Parte 1: Apparecchiature di prova Fasc. 2191
- CEI 20-38 Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi. Parte 1: Tensioni nominali U_0/U non superiore a 0.6/1kV Fasc. 2312
- CEI UNEL35024/1 Portata dei cavi in regime permanente Fasc. 3516 Per impianti elettrici utilizzatori:
- CEI 64-8/1 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua Fasc. 4131

4.3 Normativa in materia di sicurezza:

- D.P.R. n. 547 del 27/04/1955 Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro
- D.P.R. n. 164 del 07/01/1956 Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro nelle costruzioni
- D.P.R. n. 302 del 19/03/1956 Norme integrative per la prevenzione degli infortuni sul lavoro
- D.P.R. n. 303 del 19/03/1956 Norme generali per l'igiene sul lavoro
- Legge n. 186 del 01/03/1968 Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici
- Legge n. 791 del 18/10/1977 Attuazione della direttiva del Consiglio Comunità Europea (72/23 C.E.E.) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione
- Legge n. 46 del 05/03/1990 Norme per la sicurezza degli impianti elettrici
- D.P.R. n. 447 del 06/12/1991 Regolamento di attuazione della Legge 5 marzo 1990, n. 46
- D.L. n.626 19/09/1994 e s.m. Attuazioni delle Direttive Comunitarie riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro
- D.L. n. 494 14/08/1996 e s.m. Attuazione della direttiva 92/57/CEE concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei o mobili

Infine, per la parte inerente la rete verrà acquisita e gestita da Terna S.p.A., occorre far riferimento alle sue specifiche di riferimento, in particolare andranno considerate (si elencano solo le principali):

- DC4385 - Cavi AT tripolari ad elica visibile per posa interrata
- DY406 - Specifica Enel apparecchiature prefabbricate 24 kV in aria scomparto IM.
- DY401 - Specifica Enel apparecchiature prefabbricate 24 kV - scomparto RC.
- DY404 - Specifica Enel apparecchiature prefabbricate 24kV - scomparto U.
- DG2092 - Specifica di costruzione Cabine secondarie AT/BT fuori standard per la connessione alla rete Enel;
- DY770 - Sezione AT in container per cabina primaria

Sono altresì da tenere in considerazione le indicazioni del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale:

- Guida Tecnica Allegati Terna S.p.A. A.70 e A 72.
- Delibera AEEG 08/03/2012 n. 84/12: "Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale".

Per ulteriori dettagli si consulti la documentazione tecnica "DTG_021_Relazione tecnica impianto elettrico".

5 INTRODUZIONE ALL'AGRO-VOLTAICO

5.1 Il fotovoltaico: una componente essenziale dell'agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile

L'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile è un programma d'azione per le persone, il pianeta e la prosperità sottoscritto nel settembre 2015 dai governi dei 193 Paesi membri dell'ONU. Fra gli obiettivi dell'Agenda vi è quello di perseguire lo sviluppo sostenibile e di assicurare la salvaguardia duratura del pianeta e delle sue risorse naturali. All'interno dell'Agenda, uno degli impegni presi per il conseguimento degli obiettivi, specificatamente l'Obiettivo 7 "*Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni*", è lo sviluppo della produzione di energia da fonte rinnovabile. L'energia da fonte solare è una delle fonti rinnovabili più promettenti.

L'Italia è tra le nazioni più impegnate nello sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'energia da fonte solare e, in quanto membro dell'Unione Europea, persegue la strategia che auspica per l'Europa un ruolo guida a livello internazionale nell'azione per il clima.

La visione della Commissione Europea, prevede l'azzeramento delle emissioni nette di gas-serra entro il 2050. Alla luce di eventi geopolitici recenti, nel maggio 2022 la Commissione ha emesso il piano REPowerEU, per rendere l'Europa indipendente dalle importazioni di combustibili fossili extra UE entro il 2030. Nonostante si tratti primariamente di un programma ancora incentrato principalmente sui combustibili fossili, ampio spazio è dedicato alle fonti energetiche rinnovabili, con esplicito focus sulla diffusione più rapida delle stesse. In questo contesto, la progettazione e lo sviluppo di impianti fotovoltaici o agro-voltaici rappresenta un beneficio per la comunità in senso largo, concorrendo nel raggiungimento degli obiettivi promossi dalla Agenda 2030, dal piano RePowerEU e da altri trattati ed iniziative di carattere sovranazionale.

Il beneficio più importante, è la mancata emissione di gas serra con fonti energetiche fossili equivalenti. Come descritto nel paragrafo 8.5.2, infatti, l'impianto complessivamente evita l'immissione in atmosfera di circa 453.041 t CO₂

Questa quantità di CO₂, per essere mitigata con altri mezzi, come la piantumazione di alberi, richiederebbe 120.010 individui pari ad un arboreto di circa 192.02 ha. Un'area molto più estesa dell'impianto in progetto (33 ha).

Il calcolo è stato effettuato prendendo come esempio una popolazione pura di pioppi neri (*Populus nigra*), specie arborea diffusa in gran parte del territorio nazionale e a rapido

accrescimento, avente 25 anni di età e con un tasso di assorbimento di CO₂ annuo stimato di 151 kg (ISPRA). Sulla base di queste considerazioni, si può stabilire che:

L'impianto agro-voltaico, per le ragioni precedentemente elencate, assicura una mitigazione delle emissioni di CO₂ più efficiente.

Per quanto riguarda gli inquinanti atmosferici, riprendendo il paragrafo 8.5.3, ovvero polveri sottili (PM₁₀), biossido di zolfo (SO₂) e composti azotati (NO_x) si consideri, tenendo sempre come esempio il pioppo, la seguente tabella:

PARAMETRO	EMISSIONI EVITATE IMPIANTO (t/anno)	EMISSIONI EVITATE TOTALI (t)	ASSORBIMENTO INQUINANTI PIOPPO (t/anno)	ASSORBIMENTO IN 25 ANNI (t)	N. PIOPPI	SUP. RICHIESTA (ha)
PM ₁₀	2,087	54,262	0,0001	0,0625	868,19	1,39
SO ₂	44,94	1168,44	0,0003	0,1875	6231,68	9,97
NO _x	56,58	1471,08	0,0001	0,0625	23537,28	37,66

Una pianta, assume in contemporanea tutti questi composti inquinanti, ed è quindi corretto prendere come superficie minima necessaria a garantire l'assorbimento di tutte le specie inquinanti considerate, la superficie più estesa 37,66 ha. Anche in questo caso, l'impianto in progetto, con i suoi 33 ha, risulta più efficiente.

L'impianto agro-voltaico, per le ragioni precedentemente elencate, assicura un controllo dei composti chimici inquinanti più efficiente.

5.2 L'agro-voltaico: l'integrazione tra agricoltura, paesaggio ed energia

Il progetto di un impianto agro-voltaico possiede un innato carattere di sostenibilità che va oltre la produzione di energia da fonte rinnovabile. Esistono infatti, una serie di ricadute sul suolo e sul paesaggio, rappresentate dall'integrazione della produzione di energia, l'attività agricola ed il presidio del territorio.

Innanzitutto, la presenza del pascolo estensivo degli ovini fra i moduli fotovoltaici è un fattore di miglioramento della qualità del suolo e della biodiversità sia animale che vegetale. L'attività di pascolo nell'impianto agro-voltaico è in accordo con gli indirizzi del PPR. I quali, prevedono *"...nei territori a matrice prevalentemente agricola (Nurra) incentivare e attualizzare le forme di gestione delle risorse disponibili, con un supporto ed un incremento dell'apparato produttivo e la gestione oculata e mirata dell'habitat naturale, puntando alla tutela della diversità delle produzioni e della qualità ambientale derivante da una agricoltura evoluta"* e *"Incentivare da parte delle aziende i programmi di miglioramento agricolo finalizzato all'applicazione delle direttive comunitarie, di una agricoltura ecocompatibile che ricorra a tecniche biologiche anche in vista della conservazione del suolo"*. Pertanto, l'impianto porterebbe ad un carattere sostanzialmente migliorativo dell'attività agricola.

Il carattere di temporaneità dell'impianto, per cui è previsto un piano di dismissione (si veda l'elaborato relativo), unito all'assenza di fondamenta e la praticamente nulla impermeabilizzazione del suolo, assicurano un ridottissimo impatto sull'ecologia del paesaggio. L'alterazione del profilo paesaggistico e dell'uso del suolo rimane perciò temporanea e sostenibile.

Il carattere di temporaneità dell'impianto, per cui è previsto un piano di dismissione, si veda l'elaborato "DTG_007_PIANO DI DIMISSIONE", unito all'assenza di fondamenta e la praticamente nulla impermeabilizzazione del suolo, assicurano un ridottissimo impatto sull'ecologia del paesaggio. L'alterazione del profilo paesaggistico e dell'uso del suolo rimane perciò temporanea e sostenibile. L'ombreggiatura parziale del suolo, dovuta al movimento dei tracker monoassiali, rappresenta un importante fattore di contrasto alla desertificazione. Contrariamente a ciò che il termine potrebbe suggerire, la desertificazione può ed è avvenuta anche in contesti irrigui o ricchi di umidità. Il termine "desertificazione", infatti, racchiude una serie di fenomeni complementari che nel lungo periodo portano, come definito dalla Conferenza delle Nazioni Unite sulla Desertificazione tenutasi a Nairobi nel 1977, ad una *«riduzione o distruzione del*

potenziale biologico del terreno che può condurre a condizioni desertiche». Condizioni che si esprimono come perdita di fertilità e conseguente produttività dei suoli.

Al di sotto dei tracker si crea un microclima che permette al suolo di ritenere meglio l'acqua meteorica e mitiga gli effetti della siccità. In alcune realtà, in sinergia con l'impianto fotovoltaico, è stato installato un sistema di raccolta e distribuzione delle acque meteoriche come acque irrigue. Nell'ottica di un cambiamento climatico sempre più impattante sul regime delle acque, con un incremento drammatico delle anomalie termiche e delle precipitazioni, un fenomeno simile può avere ricadute senz'altro positive.

Infine, va considerato che la pastorizia è una attività agricola che ben si relaziona con i caratteri culturali e storici della Nurra e più generalmente della Sardegna. La presenza del pascolo estensivo di ovini si connette infatti con una tradizione millenaria, rappresentata dalla presenza sistematica nel paesaggio locale di architetture e sistemazioni fondiari dedicate. In questo senso, un impianto agro-voltaico può rappresentare l'amalgamo fra tradizione e innovazione.

Questi caratteri fanno sì che l'inserimento di un impianto agro-voltaico nel territorio sassarese sia coerente con le caratteristiche del paesaggio e che l'agro-voltaico può rappresentare una integrazione equilibrata e sostenibile tra agricoltura, ambiente ed energia.

5.3 Verifica dei requisiti per la definizione “agro-voltaico”

TABELLA RIASSUNTIVA RISPETTO REQUISITI DEGLI IMPIANTI AGRIVOLTAICI				
Progetto di un parco agro-voltaico avanzato denominato “UNALI” potenza nominale pari a 20 MWp situato nel Comune di Sassari (SS)				
REQUISITO A.1 - Superficie minima per l'attività agricola (ha)				
S_{tot}	Area totale di progetto nella disponibilità della proponente: comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l'impianto agrivoltaico.	332962.67		
S_{pv}	Somma delle superfici individuate dall'area recintata. Include l'area occupata dai pannelli e tutte le opere connesse all'impianto: cabine, viabilità, piazzole, etc.	55234.43		
$S_{agricola}$	Superficie minima coltivata: comprende l'area destinata a coltivazione di prato stabile tra e sotto le file dei pannelli.	277728.24		
$0,7 \cdot S_{tot}$		233073.87		
$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$		83.41%		
VERIFICATO				
REQUISITO A.2 - Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)				
S_{moduli}	Superficie complessiva coperta dai moduli: è pari alla somma delle superfici dei singoli moduli posizionati sui trackers	104112.54		
LAOR (Land Area Occupation Ratio) = S_{moduli}/S_{tot}	Il LAOR (Land Area Occupation Ratio) rappresenta la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli e ha un limite massimo pari al 40% della superficie totale di impianto	31.27%		
LAOR \leq 40%				
VERIFICATO				
REQUISITO B.1 - Continuità dell'attività agricola				
	Ante operam		Post operam	
Tipo di coltivazione/i	Foraggiere generiche awicendate D18B		Prati awicendati (medica) D18A	
Indirizzo produttivo	Misto: seminativi e allevamento		Misto: seminativi e allevamento	
PST UNITARIA	221.76	€/ha	751.47	€/ha
PS - Produzione Standard (valori da tabelle RICA)	6 158.90 €		20 870.44 €	
VERIFICATO				
REQUISITO B.2 - Verifica della producibilità elettrica minima				
Modulo	Modulo FV in silicio monocristallino del tipo bifacciale CHSM 66M (DG)F-BH-655 della Astronergy®	Potenza nominale [W]		655
		Dimensioni	L [mm] =	1303
			P [mm] =	2384
		Sup. impianto	Stot [ha] =	
Impianto agrivoltaico presentato in VIA - Potenza = 20,00 MW	Producibilità elettrica annua dell'impianto agrivoltaico [GWh/anno] =			46.37
	FV_{agri} = Producibilità elettrica annua per ha dell'impianto agrivoltaico [GWh/ha/anno] =			1.39
Impianto fotovoltaico standard equivalente - Potenza = 24,16 MW	Producibilità elettrica annua dell'impianto standard [GWh/anno] =			56.24
	$FV_{standard}$ = Producibilità elettrica annua per ha dell'impianto standard [GWh/ha/anno] =			1.69
$FV_{agricola} \geq 0,6 \cdot FV_{standard}$			1,39 \geq 1,01 = 0,6 · 1,69	
VERIFICATO				

REQUISITO C - Adottare soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra				
TIPO 1	l'altezza minima dei moduli è studiata in modo da consentire la continuità delle attività agricole (o zootecniche) anche sotto ai moduli fotovoltaici	doppio uso del suolo	Attività Zootecnica	Hmoduli
		moduli fotovoltaici svolgono funzione sinergica alla coltura		1,33 m
Attività zootecnica - Hmin = 1,3 m		Attività colturale - Hmin = 2,1 m		
VERIFICATO per ZOOTECCIA				
REQUISITO D.1 - Monitoraggio del risparmio idrico				
Aziende con colture in asciutta: analisi dell'efficienza d'uso dell'acqua piovana per evidenziare un miglioramento conseguente la diminuzione dell'evapotraspirazione dovuta all'ombreggiamento causato dalla presenza del sistema agrivoltaico		Monitoraggio periodico dell'umidità di 2 tipologie di terreni attigui: - uno con prato stabile senza pannelli - uno con prato stabile con pannelli FV . L'analisi e la comparazione dei dati evidenzierà come, grazie alla minor evapotraspirazione legata alla presenza dei pannelli FV, il terreno con l'impianto presenti un contenuto d'acqua maggiore rispetto a quello senza l'impianto, con conseguente beneficio per le colture.		
Redazione Relazione Triennale redatta da parte del proponente.				
VERIFICATO				
REQUISITO D.2 - Monitoraggio della continuità dell'attività agricola				
Esistenza e resa della coltivazione	Redazione di una relazione tecnica asseverata da un agronomo con una cadenza stabilita. Alla relazione potranno essere allegati i piani annuali di coltivazione, recanti indicazioni in merito alle specie annualmente coltivate, alla superficie effettivamente destinata alle coltivazioni, alle condizioni di crescita delle piante, alle tecniche di coltivazione (sesto di impianto, densità di semina, impiego di concimi, trattamenti fitosanitari).		Implementazione monitoraggio agricolo come riportato in Relazione Agronomica Par.6.4.3	
Mantenimento dell'indirizzo produttivo				
Redazione Relazione Tecnica Asseverata di un Agronomo				
VERIFICATO				
REQUISITO E.1 - Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo				
Il miglioramento diretto della fertilità del suolo sarà garantito da un'opportuna scelta di essenze in grado di fissare l'azoto atmosferico per il miscuglio costituente il prato di leguminose e pascolamento controllato.				
Redazione Relazione Tecnica Asseverata o Dichiarazione del proponente				
VERIFICATO				
REQUISITO E.2 - Monitoraggio del microclima				
<i>Il sistema di monitoraggio del microclima è gestito da una apposita stazione meteorologica collocata assieme al resto dei sistemi di monitoraggio dell'impianto all'interno delle cabine. Al giorno d'oggi esistono sistemi di monitoraggio integrati capaci di elaborare i dati climatici al fine di ulteriori analisi fisiopatologiche e per la stesura di gestione mirati della coltura.</i>	<i>Monitoraggio tramite sensori per la misura di:</i> - temperatura; - umidità relativa; - velocità dell'aria; - radiazione; <i>posizionati al di sotto dei moduli fotovoltaici e, per confronto, nella zona immediatamente limitrofa ma non coperta dall'impianto.</i>	Temperatura ambiente esterno e retro-modulo misurata con sensore PT100		
		Umidità dell'aria ambiente esterno e retro-modulo misurata con misurata con igrometri/psicrometri		
		Velocità dell'aria ambiente esterno e retro-modulo misurata con anemometri		
		Radiazione solare fronte e retro-modulo misurata con un solarimetro		
Relazione Triennale redatta dal Proponente				
VERIFICATO				
REQUISITO E.3 - Resilienza ai cambiamenti climatici				
<i>Tutti gli effetti enunciati a destra, derivanti dalla natura dell'impianto concorrono nel formare la resilienza al cambiamento climatico</i>	Mitigazione aspetti negativi		Miglioramenti positivi	
	Minore impatto sulla componente idrica, non necessitando di irrigazione se non in minima quantità rispetto ad un seminativo irriguo		Maggiore fertilità del suolo, data dall'attività di pascolo degli ovini e dalla presenza di specie erbacee azotofissatrici.	
	Minore impatto sulla biodiversità sia della coltura sia del territorio, andando a sostituire una coltura monospecifica con un complesso di specie più rustiche		Maggiore coerenza con il carattere silvo-pastorale, caratteristica ancestrale del paesaggio della Nurra.	
	Minore impatto sull'inquinamento atmosferico dato che la coltivazione di un prato polifita richiede minori lavorazioni meccaniche, con conseguente risparmio di carburanti.		Maggiore presidio del territorio. Contrasto all'abbandono dei terreni, possibile focolaio di epidemie per le colture circostanti e possibile sito di propagazione di specie aliene.	
	Minore impatto su sull'inquinamento delle acque e degli ecosistemi marini dato che la coltura non richiede quantità significative di concimi e fitofarmaci.		Maggiore consapevolezza e sensibilità al tema negli operatori, dovuta all'attività monitoraggio dei parametri ambientali.	
Relazione Triennale redatta dal Proponente				
VERIFICATO				

6 DISPONIBILITA' AREE E AUTORIZZAZIONI

6.1 Disponibilità aree impianto agro-voltaico

La società proponente che intende realizzare l'impianto agro-voltaico in oggetto, possiede la piena disponibilità dei terreni e il loro completo utilizzo nel rispetto della normativa. Infatti sono stati stipulati dei contratti preliminari di compravendita e di diritto di superficie con i proprietari dei terreni identificati al Catasto Terreni come:

- Provincia di Sassari, comune di Sassari, sezione B, foglio 42 particelle 264, 186, 15, 98, 1, 209, 78, 21, 80, 81, 82, 99, 100.

All'interno di queste aree verranno realizzate anche tutte le opere accessorie all'impianto agro-voltaico, ad esempio le cabine elettriche.

6.2 Disponibilità aree cavidotto di connessione

Il tracciato dell'elettrodotto uscente dall'impianto e diretto verso il punto di consegna, da qui denominato "cavidotto di connessione", nel primo tratto verrà posato su strada demaniale, priva di coordinate catastali. Successivamente, il cavidotto si sviluppa lungo i seguenti mappali, in adiacenza alla strada locale che conduce alla cava di Monte Alvaro:

- Provincia di Sassari, Comune di Sassari, sezione B, foglio 41 particelle 19, 101, 95

Le proprietà di questi terreni sono in parte di privati e in parte appartenenti al Comune di Sassari. Verranno stipulate delle servitù per la posa del cavidotto dell'impianto in progetto.

7 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

7.1 Ubicazione dell'area di intervento

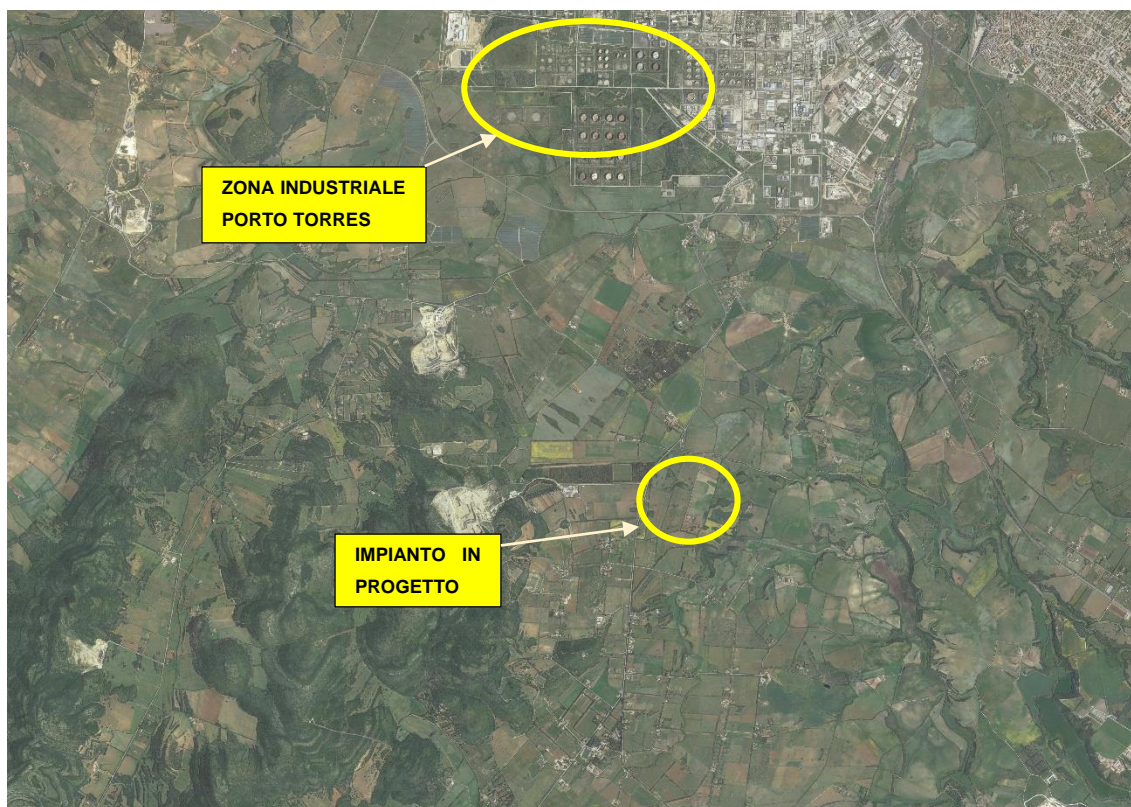


Figura 2: Inquadramento su ortofoto

L'impianto agro-voltaico denominato "Unali" è formato da due sottocampi ed è realizzato con strutture ad inseguimento monoassiale (trackers) al di sopra dei quali saranno installati pannelli fotovoltaici per una potenza complessiva di 20 MWp, e sarà realizzato su un terreno in area agricola (Zona E) di superficie di circa 33,4 ha totali. I terreni interessati dal progetto ricadono interamente nel comune di Sassari, il secondo centro abitato della Sardegna per grandezza ed importanza. La città si estende su una zona collinare, collocata ad una altitudine di circa 225 metri sopra il livello del mare e confina a nord con Stintino e Porto Torres; a est con Sorso, Sennori e Osilo; a sud con Ossi, Tissi, Usini, Uri, Muros, Olmedo e Alghero; ad ovest con il mare.

Il progetto è situato nella piana agricola della Nurra (regione storica della Sardegna), nei pressi del sistema collinare, racchiusa tra i comuni di Porto Torres, Sassari, Stintino e Alghero. La zona prevista per la realizzazione dell'impianto è situata a sud della zona industriale di Porto Torres, ad una distanza circa di 2 km. L'area è inserita nel contesto

territoriale delimitato ad ovest della Strada Provinciale 42 “dei Due Mari”, e a nord dalla strada vicinale “La Crucca Baiona”.

Il progetto pone tra i suoi obiettivi quello di proiettare l’attuale azienda agricola verso una **Agricoltura 4.0: tecnologica, naturale e sostenibile**, attraverso la realizzazione di un impianto agro-voltaico, ossia un parco fotovoltaico in cui agricoltura e produzione elettrica si integrano apportando reciprocamente significativi vantaggi. Il progetto prevede di destinare l’area all’attività zootecnica di allevamento ovino, mantenendo così intatto il carattere rurale ed agricolo del territorio.

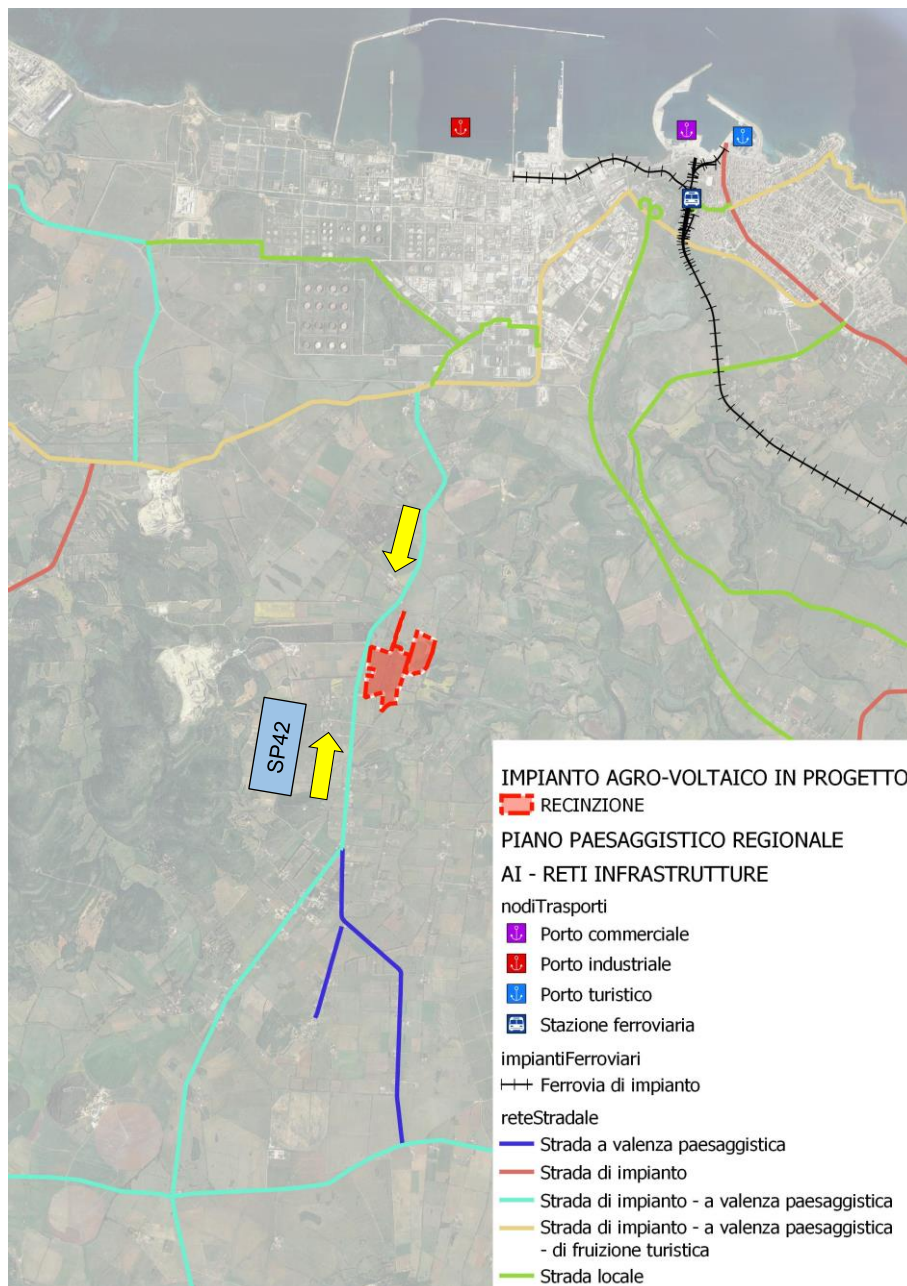


Figura 3: Viabilità ed infrastrutture nell'area di progetto

L'area dell'impianto agro-voltaico risulta essere pianeggiante, senza particolari pendenze o rilievi. Sull'area dove sarà situato l'impianto sono presenti diverse linee elettriche aree di alta tensione e i relativi tralicci. Durante la fase di progettazione sono state rispettate le aree di rispetto previste dalla normativa tecnica.

Sotto l'aspetto paesaggistico l'area è caratterizzata da terreni classificabili come seminativi non irrigui o incolti, con la presenza di vegetazione arborea e cespuglieti lungo i margini dell'area, indicanti i confini della proprietà. Sono presenti diversi fabbricati rurali e immobili di servizio, facenti parte della locale azienda agricola dedicata all'allevamento di ovini. L'impianto agro-voltaico possiede le seguenti coordinate:

	COORDINATE GEOGRAFICHE WGS-84 UTM 32 N (32632)		COORDINATE PIANE MONTE MARIO OVEST (3003)		QUOTA	COMUNE	LOCALITA'
	E-LONG	N-LAT	E-LONG	N-LAT	m s.l.m.		
	1	4515347.192	445461.073	4515356.662	1445484.790		
2	4515368.151	445704.162	4515379.507	1445729.166	46	Sassari	Bajona
3	4515335.203	445802.871	4515344.671	1445826.594	47	Sassari	Bajona
4	4515518.333	445990.056	4515527.796	1446015.052	46	Sassari	Bajona
5	4515418.929	446191.668	4515430.609	1446215.416	39	Sassari	Bajona
6	4514988.976	446057.237	4514999.064	1446081.602	50	Sassari	Bajona
7	4515057.517	445843.336	4515067.603	1445868.332	44	Sassari	Bajona
8	4514694.337	445735.376	4514705.998	1445760.063	57	Sassari	Bajona
9	4514599.189	445569.428	4514609.578	1445595.054	58	Sassari	Bajona
11	4515018.017	445414.403	4515028.266	1445438.758	56	Sassari	Bajona
12	4515097.865	445425.776	4515108.274	1445450.132	56	Sassari	Bajona

Al catasto dei terreni di Sassari le aree del lotto fotovoltaico e delle opere di connessione sono individuate in base ai seguenti riferimenti catastali:

COMUNE	SEZ	FG	PARTICELLA	UTILIZZO
SASSARI (SS)	B	42	264	IMPIANTO FOTOVOLTAICO
SASSARI (SS)	B	42	186	IMPIANTO FOTOVOLTAICO
SASSARI (SS)	B	42	15	IMPIANTO FOTOVOLTAICO
SASSARI (SS)	B	42	98	IMPIANTO FOTOVOLTAICO
SASSARI (SS)	B	42	1	IMPIANTO FOTOVOLTAICO
SASSARI (SS)	B	42	209	IMPIANTO FOTOVOLTAICO
SASSARI (SS)	B	42	78	IMPIANTO FOTOVOLTAICO
SASSARI (SS)	B	42	21	IMPIANTO FOTOVOLTAICO
SASSARI (SS)	B	42	80	IMPIANTO FOTOVOLTAICO
SASSARI (SS)	B	42	81	IMPIANTO FOTOVOLTAICO
SASSARI (SS)	B	42	82	IMPIANTO FOTOVOLTAICO
SASSARI (SS)	B	42	99	IMPIANTO FOTOVOLTAICO
SASSARI (SS)	B	42	100	IMPIANTO FOTOVOLTAICO
SASSARI (SS)	B	41	19	CAVIDOTTO
SASSARI (SS)	B	41	101	CAVIDOTTO
SASSARI (SS)	B	41	95	CAVIDOTTO

Tabella 1 - Tabella particelle interessate dagli interventi

Di seguito si riporta uno stralcio della planimetria catastale.

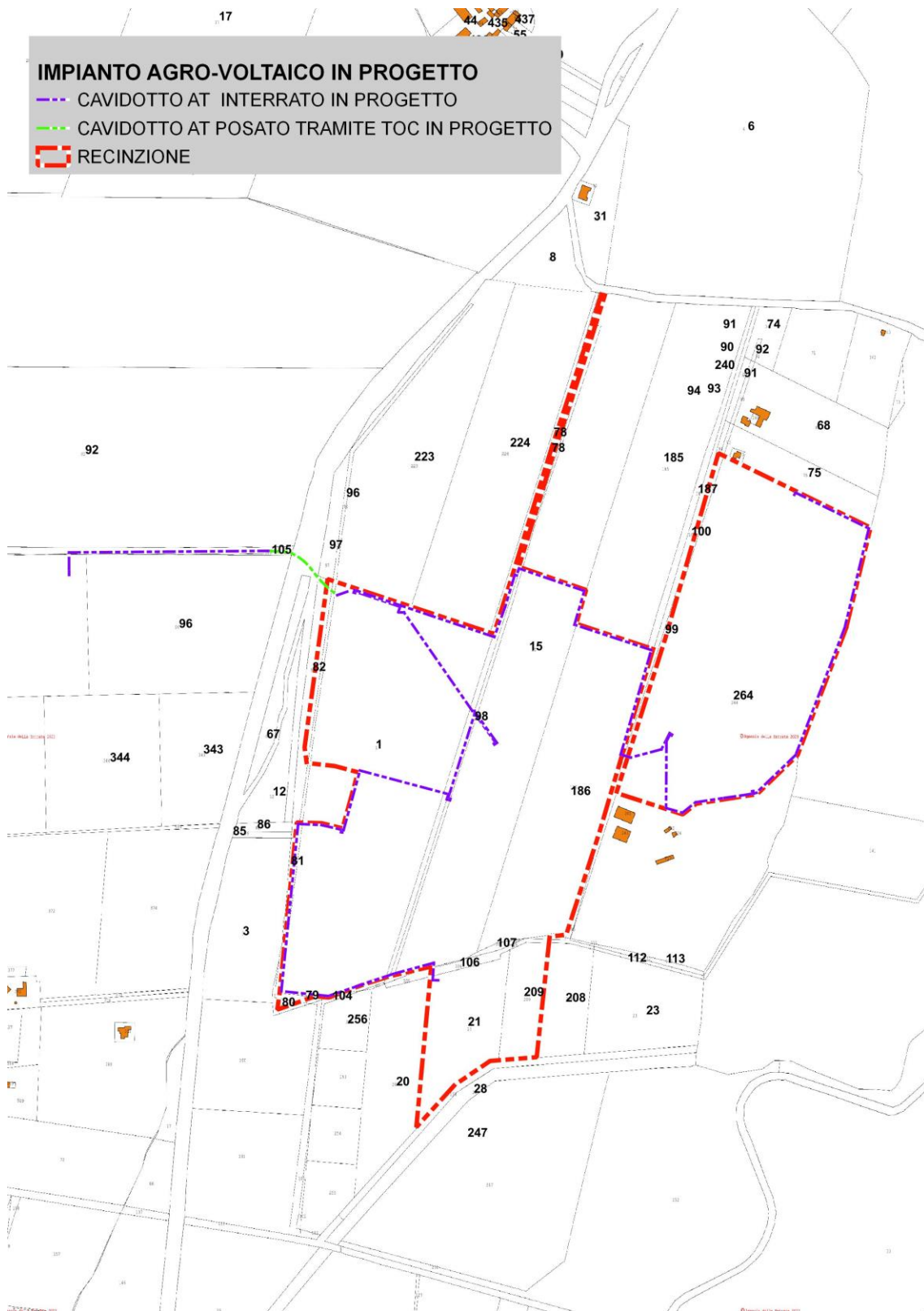


Figura 4: Inquadramento del progetto su mappa catastale

7.2 Il paesaggio agrario della Nurra

Il progetto è situato nella piana agricola della Nurra, una delle regioni storiche della Sardegna, nei pressi del sistema collinare, racchiuso tra i centri urbani di Porto Torres, Sassari, Stintino e Alghero. Il progetto si colloca su terreni agricoli situati nei pressi del fianco nord-est del sistema collinare. Il territorio del Comune di Sassari ha conformazione prevalentemente di pianura, eccetto la porzione occidentale, la quale si innalza progressivamente fino a costituire il complesso dei monti della Nurra e quella sud-orientale le cui alture sono occupate ormai in gran parte dalla città. Il rio Mannu, che scorre con direzione sud-nord e sfocia a Porto Torres, segna il confine fra la cosiddetta "Nurra vicina" (a levante) e la "Nurra lontana" (a ponente). La "Nurra vicina" era già nel passato antropizzata, anche per la maggiore possibilità di essere raggiunta agevolmente dai contadini: vi erano coltivati olivi, viti e cereali, vi passava la strada reale "Carlo Felice", la quale fungeva da corridoio di comunicazione fra la città e il porto di Torres. Oggi la zona è densamente abitata, vi sorgono numerose frazioni di Sassari e Porto Torres, ormai così compatte con la città di Sassari da costituire un'unica conurbazione.

La "Nurra lontana", ben più ampia, nel passato era scarsamente abitata perché il territorio era dedicato soprattutto all'allevamento di ovini, bovini e caprini cosicché ad abitarvi erano solo i pastori che risiedevano nei tipici cuili con le proprie famiglie. I cuili erano piccolissimi aggregati di costruzioni sorti in funzione dell'allevamento (bivacco per i pastori, recinto, magazzino, pollaio ecc.) Oggi alcuni cuili sono abbandonati, altri rappresentano il nucleo antico di odierne aziende agricole. (Cadinu Marco, 2009).

Anticamente la piana della Nurra era coperta da boschi di lecci e ginepri, lentischi e altre specie mediterranee. Nel tempo l'azione dell'uomo ha depauperato il territorio, al fine di favorire l'allevamento di ovini e bovini e la coltivazione di cereali, la Nurra ha subito profonde modifiche ambientali, con una drastica e rapida riduzione delle specie arboree e della fauna selvatica (mufloni, cervi, grifoni ecc.).

A sud si trova il Lago Baratz, unico lago naturale della Sardegna. Ad ovest il complesso minerario dell'Argentiera, che appare già nella cartografia del Rinascimento. Sin dall'epoca romana il giacimento di piombo con percentuale d'argento, posto in prossimità del mare, ha attratto l'uomo che, per trarne l'argento, operò scavi di gallerie e di lavorazione nel luogo stesso dell'estrazione per separare dal piombo il metallo prezioso: tracce di estrazione si hanno quasi con continuità dall'antichità classica al Medioevo a opera di Pisani, Genovesi, Sardi giudicali, Catalano-Aragonesi, fino all'età contemporanea. Sul sito sorse un abitato chiamato appunto L'Argentiera. La miniera e

l'abitato prosperarono soprattutto nella seconda metà dell'Ottocento e ancor più nel primo Novecento, sotto il fascismo che, per la sua politica autarchica, supportò il procedimento (sempre più antieconomico per i tempi) della separazione dell'argento dal piombo. La fine del regime e l'alto costo della lavorazione imposero la chiusura della miniera e di conseguenza la fine della borgata, popolata dagli operai con le loro famiglie e il minuscolo "indotto" della comunità residente. (Brigaglia, 2008)

Le dinamiche di trasformazione territoriale dell'ultimo secolo hanno portato a sensibili differenze tra territori o centri urbani che si sono perlopiù conservati e territori o centri urbani che si sono perlopiù trasformati, ponendo in evidenza come a questi due estremi corrispondano spesso significative differenze tra i rispettivi processi di sviluppo. I centri ed i territori "conservati" coincidono quasi sempre con dinamiche di perdita di popolazione ed in qualche caso sono sotto la minaccia di divenire completamente spopolati. I centri ed i territori "trasformati" per contro coincidono con dinamiche che, poiché vicine a grandi città o per ragioni legate a particolari situazioni, sono generalmente soggette a notevoli trasformazioni (urbanizzazione, attività turistiche...). Il Manuale del recupero dei centri storici della Sardegna "Architetture delle colline e degli altipiani centro-settentrionali" (Cadinu Marco, 2009) illustra come *"Dalla seconda metà del XX secolo in poi la città, che prima prevedeva un modello stratificato è passata dal modello della crescita per sovrapposizione più o meno sulla stessa base (stratificazione) ad una crescita per mutazione, ad esempio attraverso costanti fenomeni di addizione e di sostituzione parziali."* [...]

Per un ulteriore approfondimento si invita alla lettura dell'elaborato:

- DTG_031_RELAZIONE PAESAGGISTICA.

7.3 Inquadramento urbanistico – Regolamento Urbanistico del Comune di Sassari

Il Piano Urbanistico Comunale del Comune di Sassari è stato adottato definitivamente con deliberazione del C.C. n. 35 del 18/11/2014, approvato tramite D.G.R. n. 3280/prot. n. 52795 del 02/12/2014 e pubblicato sul BURAS n. 58 p. III del 11/12/2014. Alla stesura iniziale si sono succedute diverse integrazioni che hanno portato all'attuale versione del Piano, aggiornato in via definitiva con deliberazione del C.C. n. 46 del 06/10/2022, e pubblicato nel BURAS n. 49 del 27/10/2022. Le varianti adottate in via definitiva possono essere consultate sul sito di Sardegna Territorio.

In base alle indicazioni cartografiche contenute nel Piano vigente, l'impianto in progetto ricade nella zona urbanistica omogenea "E – Agricola" e nelle sottozone:

- *"E2a: Aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva in terreni irrigui (es. seminativi)"*
- *"E5a: Aree agricole marginali nelle quali vi è l'esigenza di garantire condizioni adeguate di stabilità ambientale, aree con marginalità moderata utilizzabili anche con attività agro-zootecniche estensive a basso impatto e attività silvo-pastorali."*

La maggior parte dei terreni limitrofi all'area ricadono nella medesima zona a destinazione urbanistica, tuttavia a brevissima distanza si trovano le seguenti classificazioni urbanistiche:

- *"E2b: Aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva in terreni non irrigui (es. seminativi in asciutto)"*
- *"H2.9: Zona di pregio paesaggistico ambientale, boschi e foreste (art. 2, comma 6, D.lgs 227/01)"*
- *"D4: Aree estrattive di prima e seconda categoria." (Cava di Monte Alvaro)*
- *"E5c: Aree agricole marginali nelle quali vi è l'esigenza di garantire condizioni adeguate di stabilità ambientale. Aree con marginalità elevata e con funzioni di protezione del suolo ed esigenze di conservazione."*

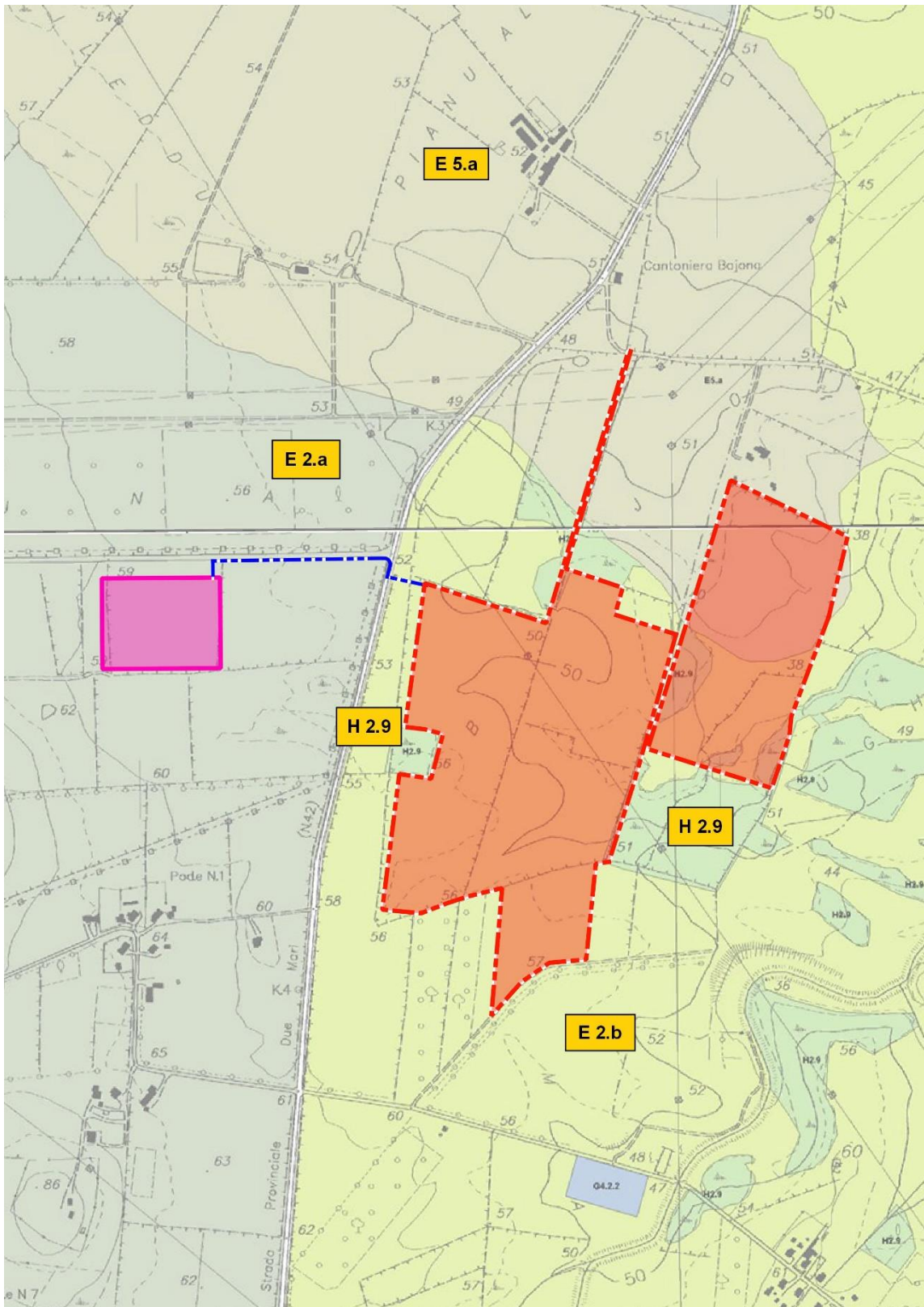


Figura 5 - Inquadramento su Piano Urbanistico Comunale di Sassari



Figura 6: Legenda Tavola 5.6.3 - Piano Urbanistico Comunale di Sassari

Concludendo, il progetto è compatibile con lo strumento urbanistico comunale.

7.4 Analisi dei vincoli di carattere paesaggistico-ambientale

L'impianto agrivoltaico in progetto e le sue relative aree ricadono in un contesto territoriale dove sono presenti delle aree vincolate interessate da tutela naturalistica e/o ambientale, o comunque di valenza paesaggistica. È stato preso in considerazione un buffer di 4 chilometri dall'impianto e sono state riscontrate le seguenti aree e beni di valenza paesaggistica/culturale.

BENI DI INTERESSE ARCHEOLOGICO

- Nuraghe Liori
- Nuraghe Uccaria
- Nuraghe Baddu e Setti Mattiuozzu
- Nuraghe Pillotta
- Nuraghe San't Andria
- Nuraghe Badde Urpinu o Susanna
- Nuraghe Cazzetteri
- Nuraghe di denominazione sconosciuta
- Sito di Tidula San Quirico

COMPONENTI ASSETTO AMBIENTALE

- Colture arboree specializzate
- Impianti boschivi artificiali
- Colture erbacee specializzate
- Praterie e spiagge
- Macchia, dune e aree umide
- Boschi

SISTEMA ECOLOGICO FUNZIONALE (corpi idrici)

- Riu Ertas
- Riu Mannu
- Riu Ottava

SISTEMA ECOLOGICO FUNZIONALE (aree protette)

- Oasi permanenti di protezione faunistica e di cattura "Leccari"

Dall'analisi condotta è emerso che l'impianto agro-voltaico in progetto e le relative opere non ricadono in nessuna delle suddette aree interessate da disposizioni di tutela naturalistica e/o ambientale, o, comunque di valenza paesaggistica.

Per ulteriori dettagli si rimanda alla relazione:

- DTG_031_RELAZIONE PAESAGGISTICA.

7.5 Inquadramento geologico generale

Nel rimandare alla consultazione della Documentazione Tecnica "DTG_081_Relazione geologica e geotecnica" per quanto attiene alla caratterizzazione geologica e geotecnica del sito, si riportano di seguito le principali conclusioni dello Studio specialistico a firma dott. Geologo Fausto Pani, di cui qui si propone un estratto.

7.5.1 Modello geologico generale

L'area è caratterizzata da una vasta superficie di erosione plio-quadernaria impostata sulla morfologia pregressa. Al disotto dei suoli, sono localmente presenti le formazioni precedenti, costituite dalle RESa e RESb e dalle formazioni mesozoiche, NRR e NRRa NDD e KEU e MUK.

- **RESb**, Litofacies nella FORMAZIONE DI MORES. Arenarie e conglomerati a cemento carbonatico, fossiliferi e bioturbati. Intercalazioni di depositi sabbioso-arenacei quarzosofeldspatici a grana medio-grossa, localmente ricchi in ossidi di ferro (Ardara-Mores).
- **RESa**, Litofacies nella FORMAZIONE DI MORES. Calcareniti, calcari bioclastici fossiliferi. Calcari nodulari a componente terrigena, variabile, con faune a gasteropodi (Turritellidi), ostreidi ed echinidi (Scutella, Amphiope) ("Calcari inferiori" Auct.).
- **NRR**, FORMAZIONE DI MONTE NURRA. Dolomie e calcari dolomitici, calcari bioclastici, calcari selciferi, calcari marnosi e marne, con intercalazioni di arenarie quarzose. Alla base calcari e dolomie scure di ambiente lacustre a carofite.
- **NRRa**, Litofacies nella FORMAZIONE DI MONTE NURRA. Intercalazioni di arenarie quarzose.
- **NDD**, FORMAZIONE DI CAMPANEDDA. Calcari oolitici, oncolitici e bioclastici, marne e calcari marnosi; calcari grigio-bluastri con lenti di selce.
- **KEU**, KEUPER AUCT. Marne grigio-giallognole con subordinati calcari marnosi;
- **MUK**, MUSCHELKALK AUCT. Calcari laminati sottilmente stratificati e calcari dolomitici in grossi strati. TRIASSICO MEDIO (LADINICO)

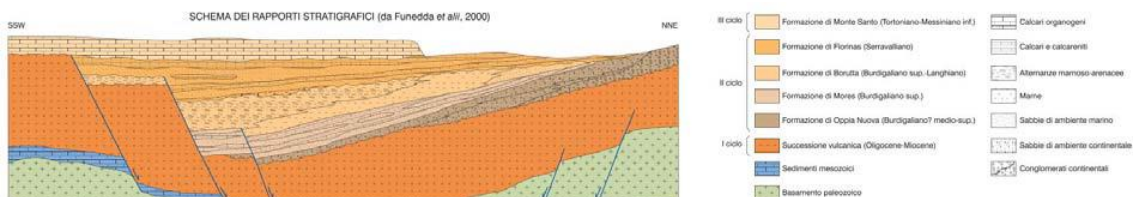


Figura 7 - Schema dei rapporti stratigrafici generali

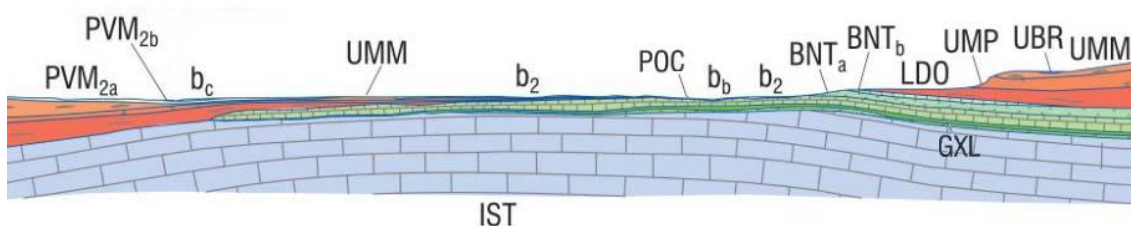


Figura 8 - Schema dei rapporti stratigrafici locali

7.5.2 Modello geologico locale

Il modello geologico dell'area di progetto ricade in un'area caratterizzata dalla presenza di un substrato roccioso calcareo-dolomitico o calcareo-siltitico (**NRR** e **KEU** marginalmente **MUK**) a poca profondità, talora sub-affiorante.

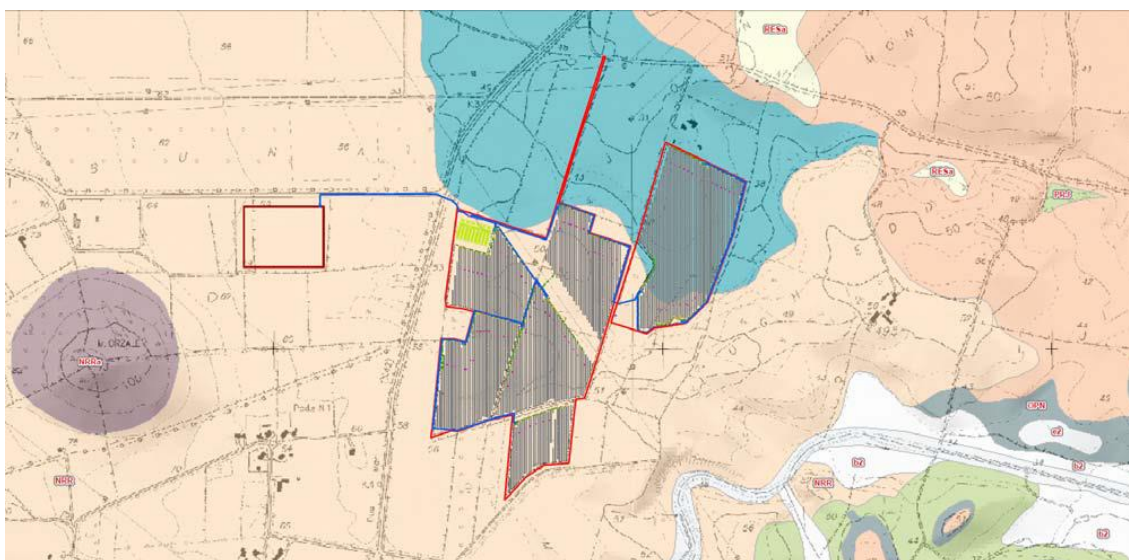


Figura 9 - Geologia dell'area di dettaglio

In superficie, i terreni calcarei e sabbiosi sono mascherati da una coltre eluvio-colluviale di modesto spessore, costituita da detriti immersi in matrice fine, talora con intercalazioni di suoli più o meno evoluti. Di seguito viene descritto più in dettaglio il modello geologico del tracciato riferito principalmente alle opere d'arte maggiori.

Il modello geologico risulta piuttosto semplice e vede, per le profondità di riferimento, i suoli poggianti sui calcari oolitici, oncolitici e bioclastici, marne e calcari marnosi; calcari grigio-bluastri con lenti di selce della formazione della Nurra (**NRR**), e nell'area orientale le marne grigio-giallognole con subordinati calcari marnosi talvolta intercalate da sottili strati di argille varicolori ricche in gesso. Tali formazioni risultano mediamente compatte

a tratti sciolte con trovanti litoidi per tutta la profondità possibilmente riscontrabile delle opere di fondazione dell'impianto. La falda è stata riscontrata ad alcuni m dal piano campagna per circa tutto il settore investigato.

7.6 Distanze dalle infrastrutture esistenti

L'impianto si sviluppa in un'area agricola pianeggiante, distante da centri urbani, e quindi poco interessata da infrastrutture rilevanti. Le uniche opere influenzate dalla realizzazione dell'impianto sono la Strada Provinciale 42, che scorre ad est dell'impianto, e alcune linee elettriche aeree in alta tensione, sostenute da tralicci, che passano anche internamente all'area di intervento.

7.6.1 Distanza dalla Strada Provinciale SP42

Ad ovest dell'impianto passa la Strada Provinciale 42 "dei Due Mari", viabilità di collegamento tra Alghero a Porto Torres. Per accedere all'impianto è necessario percorrere la SP42 fino alla strada privata che raggiunge l'ingresso dell'impianto.

La SP42 è gestita dalla provincia ed è di **tipologia "C"**.

Secondo il Decreto del Presidente della Repubblica del 16 dicembre 1992, n. 495 - Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada, all'art. 26 vengono trattate le fasce di rispetto fuori dai centri abitati, in particolare al comma 2 si specifica che: *"Fuori dai centri abitati, come delimitati ai sensi dell'articolo 4 del codice, le distanze dal confine stradale, da rispettare nelle nuove costruzioni, nelle ricostruzioni conseguenti a demolizioni integrali o negli ampliamenti fronteggianti le strade, non possono essere inferiori a:*

- a) 60 m per le strade di tipo A;
- b) 40 m per le strade di tipo B;
- c) 30 m per le strade di tipo C;**
- d) 20 m per le strade di tipo F, ad eccezione delle strade vicinali come definite all'art.3, comma 1, n.52 del codice;
- e) 10 m per le strade vicinali di tipo F.

Essendo pertanto la strada di tipologia "C", è stata considerata come fascia di rispetto una distanza pari a 30 m dal confine stradale.

I pannelli e le cabine elettriche dell'impianto distano, nel punto di maggiore prossimità, circa 50 metri dal confine stradale, pertanto il vincolo risulta soddisfatto.

7.6.2 Distanza da linee elettriche aeree

Alcuni tralicci di sostegno di linee elettriche aeree in alta tensione ricadono all'interno dell'impianto. In particolare le linee sono la "Fiumesanto – Codrongianos" a 380 kV e la linea "Porto Torres – Alghero 2" a 150 kV.

Con riferimento al Testo Unico 327/01 Terna identifica le **aree impegnate**, aree necessarie per la sicurezza dell'esercizio e la manutenzione delle linee. Le aree impegnate devono essere mantenute libere per il passaggio dei mezzi. Le distanze indicate sono:

- *25 m per dall'asse linea per parte per elettrodotti aerei a 380 kV in semplice e doppia terna;*
- *20 m per dall'asse linea per parte per elettrodotti aerei a 220 kV in semplice e doppia terna;*
- *16 m per dall'asse linea per parte per elettrodotti aerei a 132-150 kV in semplice e doppia terna;*

Nel rispetto di tali vincoli, al di sotto delle linee non è prevista l'installazione di pannelli, cabine, o di altre apparecchiature dell'impianto che possano ostacolare il passaggio dei mezzi. Le uniche attività che saranno svolte anche al di sotto delle linee aeree saranno la coltivazione del prato polifita e il pascolo degli ovini. Unicamente nei pressi del traliccio presente nel sottocampo 1 sarà evitato qualsiasi tipo di intervento.

8 CONFIGURAZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO

8.1 Criteri di scelta del sito

I principali criteri di scelta perseguiti per l'individuazione del sito, in coerenza con il quadro normativo nazionale e regionale, sono stati i seguenti:

- Individuazione di zone del territorio esterne ad ambiti di particolare rilevanza sotto il profilo paesaggistico-ambientale;
- compatibilità delle pendenze del terreno rispetto ai canoni richiesti per l'installazione di impianti fotovoltaici che impiegano la tecnologia degli inseguitori mono assiali;
- opportuna distanza da zone di interesse turistico e dai centri abitati;
- rispondenza del sito alle seguenti caratteristiche richieste dalla tipologia di impianto in progetto:
 - a) **Radiazione solare diretta al suolo.** È la grandezza fondamentale che garantisce la produzione di energia durante il periodo di funzionamento dell'impianto.
 - b) **Area richiesta.** La dimensione dell'area richiesta per un impianto è essenzialmente determinata dal numero di *tracker* da installare, poiché le "*power station*" e i vari sistemi ausiliari occupano un'area relativamente modesta se paragonata a quella del "*solar field*". Nel caso specifico, l'inter-distanza tra le file di *tracker* è stata ottimizzata rispettando le prescrizioni richieste per gli impianti agro-voltaici;
 - c) **Pendenza del terreno massima accettabile.** Sotto il profilo generale, la pendenza massima accettabile del terreno deve valutarsi sia nell'ottica di minimizzare gli ombreggiamenti reciproci tra le file di *tracker* sia in rapporto alle stesse esigenze di un'appropriata installazione degli inseguitori.
 - d) **Connessione alla rete elettrica nazionale.** Data la potenza prevista, l'impianto dovrà essere connesso alla rete elettrica nazionale da una linea di alta tensione. Per evitare ingenti costi di connessione, che si ripercuoterebbero direttamente sul costo di produzione dell'energia elettrica, la distanza del sito da una cabina primaria esistente dovrebbe essere ridotta al minimo.

I terreni individuati nell'agro sassarese, rispondono pienamente ai criteri sopra individuati. Se ne riportano di seguito le caratteristiche peculiari:

- **Superficie.** L'estensione complessiva è pari a circa 33 ettari e risulta omogenea sotto il profilo delle condizioni di utilizzo.
- **Ostacoli per la radiazione solare.** Non sono stati riscontrati elementi morfologici che possano ostacolare la radiazione diretta utile, data la modesta altezza dei rilievi presenti in questa zona della provincia di Sassari.
- **Strade di collegamento.** Il sito, è servito dalla Strada Provinciale SP42 dei Due Mari, (l'area ha l'accesso diretto dalla medesima strada).
- **Vegetazione.** I terreni ubicati presso l'area sono seminativi, bordati da arbusti.
- **Presenza di zone di interesse naturalistico.** Il sito non presenta particolare interesse naturalistico.
- **Vincoli paesaggistici:** Nel sito non si rileva la presenza di vincoli paesaggistici.
- **Pendenze del terreno.** L'area non presenta nessuna pendenza particolare.
- **Distanza linea elettrica.** Possibilità di connettersi alla rete elettrica nazionale nelle immediate vicinanze dell'impianto.

8.2 Planimetria del campo agro-voltaico e potenza complessiva

Nell'ottica di pervenire alla determinazione del valore di potenza di connessione richiesta al gestore di rete (potenza in immissione di 20 MW lato AC), si è proceduto, in primo luogo, alla scelta di moduli FV con caratteristiche di potenza di picco in linea con lo stato dell'arte ed alla successiva definizione del layout d'impianto. Quest'ultimo è stato ottimizzato in funzione dell'orientamento dei terreni interessati e delle soluzioni tipologico-costruttive dei *tracker* mono assiali, correlati alle caratteristiche di un agro-voltaico.

I *tracker*, disposti secondo un allineamento Nord-Sud, consentono la rotazione dei moduli fotovoltaici da Est a Ovest, per un angolo complessivo di circa 110°.

Ogni *tracker* sarà mosso da un motore elettrico comandato da un sistema di controllo che regolerà la posizione più corretta al variare dell'orario e del periodo dell'anno, seguendo il calendario astronomico solare.

L'intera struttura rotante del *tracker* sarà sostenuta da pali infissi nel terreno, costituenti l'unica impronta a terra della struttura. Non è prevista pertanto la realizzazione di fondazioni o basamenti in calcestruzzo, fatte salve diverse indicazioni che dovessero scaturire dalle indagini geologico - geotecniche da eseguirsi in sede di progettazione esecutiva.



Figura 11 - Montaggio tracker

La distanza prevista tra gli assi dei *tracker*, al fine di ridurre convenientemente le perdite energetiche per ombreggiamento e garantire lo svolgimento dell'attività agricola, sarà di circa 5,6 m.

L'altezza delle strutture, misurata al mozzo di rotazione, sarà di circa 2,30 m dal suolo. La profondità di infissione dei profilati in acciaio di sostegno è stimabile in circa 1,50 metri.

I pannelli avranno dimensioni indicative 2.384 x 1.303 mm e saranno incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato dello spessore di circa 35 mm, per un peso totale di circa 38,2 kg ciascuno.

Tenuto conto della superficie utile all'installazione degli inseguitori mono assiali e delle dimensioni standard dei *tracker* i *cluster* di produzione presentano le seguenti caratteristiche principali.

Modello moduli FV	Tipo Astronergy ASTRO 6 TWINS CHSM66M-HC 655 W
Distanza E-W tra le file	5,6 m
Distanza N-S tra le file	0,20 m
n. tracker da 28 moduli	1.118
n. tracker da 14 moduli	112
n. tracker da 7 moduli	92
n. totale moduli	33.516
n. inverter	134
n. quadri di parallelo	134
Potenza DC (kWc)	21.953
Potenza AC (kVA)	20.000
Rapporto Pnom (DC/AC)	1,098

8.3 Distribuzione principale dei cavi di energia

Per la realizzazione del campo è necessario prevedere una rete di cavidotti interrati per la connessione in bassa e alta tensione di cabine, inverter e sistema di accumulo all'interno dell'area di intervento. Esternamente, invece, si sviluppa la linea principale di connessione: una linea AT a 36 kV che connette la cabina di ricezione alla futura sottostazione elettrica di Terna.

8.3.1 Connessione alla rete elettrica nazionale

Come indicato nella soluzione tecnica contenuta nel preventivo di connessione n. 202203882, l'impianto fotovoltaico in progetto sarà connesso alla Rete Elettrica Nazionale presso la futura Stazione Elettrica "Fumesanto 2" 150/36 kV di Terna. Dalla cabina di ricezione sarà posato un cavidotto di alta tensione di lunghezza 440 m per la connessione dell'impianto alla suddetta stazione. Il cavidotto sarà posato principalmente su terreno naturale a bordo della strada asfaltata locale ad eccezione dell'attraversamento della Strada Provinciale SP 42 dei due mari, che sarà realizzato tramite tecnica TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata).

In tabella sono riassunte le caratteristiche principali del cavidotto:

Tensione/Frequenza di connessione	36 kV - 50 Hz
Tensione frequenza di esercizio cavidotto	36 kV - 50 Hz
Potenza installata	20.000 kW
Corrente Nominale (Lato A.T.)	330,67 A
Tipo di cavo	ARE4H5EX -26/45 kV 3x(1x240) mmq
Lunghezza	440 m

8.4 Potenzialità energetica del sito ed analisi di producibilità dell'impianto

8.4.1 Premessa

La stima della potenzialità energetica dell'impianto è stata condotta avuto riguardo dei seguenti aspetti:

- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici, urbanistici e insediativi;
- disposizione sul terreno delle superfici captanti.

Ai fini del calcolo preliminare della potenzialità dell'impianto è stato utilizzato il software commerciale PVSYST (versione 7.4), in grado di calcolare l'irraggiamento annuale su una superficie assegnata e la producibilità d'impianto, essendo noti:

- 1) posizione del sito (coordinate geografiche);
- 2) serie storiche dei dati climatici del sito da differenti sorgenti meteo (Meteonorm, PVGIS, NASA- SEE, ecc);
- 3) modelli tridimensionali del terreno e delle strutture in elevazione presenti nel sito;
- 4) modelli e caratteristiche tecniche dei componenti d'impianto (moduli, inverter, ecc.);
- 5) tipologia e planimetria dello specifico impianto fotovoltaico.

Il risultato dell'analisi è rappresentato da:

- a) modelli tridimensionali con l'analisi dell'ombreggiamento nell'anno;
- b) mappe di irraggiamento solare e producibilità annuale e specifica;
- c) diagramma delle perdite relative ad ogni singola parte costituente l'impianto FV.

8.4.2 **I risultati del calcolo**

Ai fini del calcolo della potenzialità dell'impianto, e in particolare per la simulazione, sono stati considerati i dati di irraggiamento orario sul piano orizzontale (kWh) e quelli di irraggiamento diretto (DNI) relativi al database meteorologico METEONORM 8.0.

8.4.3 **Stima dell'irraggiamento globale ed incidente sul piano dei collettori**

A partire dai dati giornalieri e orari della base dati meteo prescelta, sono stati stimati l'irraggiamento globale su piano orizzontale e incidente sul piano dei collettori (kWh/m²) per tutti i mesi dell'anno.

8.4.3.1 ***Simulazione energetica***

Il calcolo dell'energia producibile dall'impianto fotovoltaico è stato condotto considerando tutti gli elementi che influiscono sull'efficienza di produzione a partire dalle caratteristiche dei pannelli FV, dalla disposizione e dal numero dei *tracker* e dalle loro caratteristiche tecnologiche. Il diagramma delle perdite complessive tiene conto di tutte le seguenti voci:

- radiazione solare effettiva incidente sui concentratori, legata alla latitudine del sito di installazione, alla riflettanza della superficie antistante i moduli fotovoltaici;
- eventuali ombreggiamenti (dovute ad elementi circostanti l'impianto o ai distanziamenti degli inseguitori);
- temperatura ambiente e altri fattori ambientali e meteorologici;
- caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura; perdite per disaccoppiamento o mismatch, ecc.;
- efficienza inverter, perdite nei cavi e nei diodi di stringa.

Il valore di irraggiamento effettivo sui collettori, conseguente alle modalità di captazione previste (impiego di inseguitori solari mono assiali), è pari a circa 2181 kWh/m² anno.

La produzione energetica totale stimata per la centrale in progetto è indicata nell'immagine riportata di seguito.

Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta 46373.25 MWh/anno

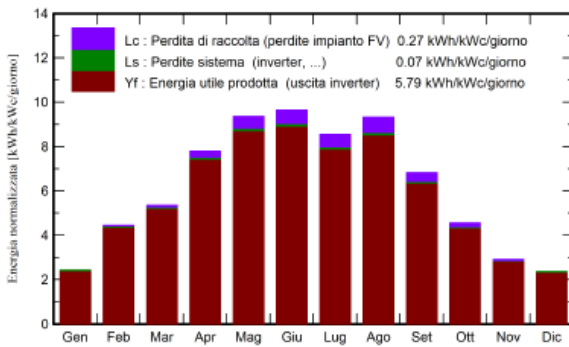
Prod. Specif.

2112 kWh/kWc/anno

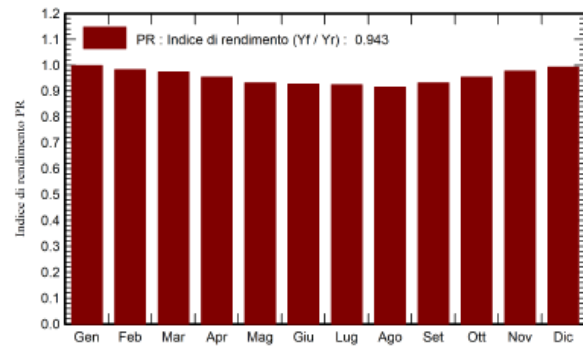
Indice rendimento PR

94.33 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	57.3	30.35	9.62	74.6	72.5	1654	1635	0.999
Febbraio	90.9	31.39	10.33	124.8	121.3	2723	2691	0.982
Marzo	128.8	53.79	12.22	166.2	161.7	3597	3552	0.973
Aprile	179.3	60.67	14.21	233.9	228.1	4959	4893	0.953
Maggio	222.3	71.08	18.25	290.3	283.2	6016	5937	0.932
Giugno	224.5	71.40	20.46	289.2	282.1	5956	5878	0.926
Luglio	208.4	71.67	23.19	264.9	258.6	5444	5374	0.924
Agosto	217.0	56.08	23.69	289.1	282.1	5882	5807	0.915
Settembre	155.2	54.64	22.63	204.8	199.0	4239	4188	0.932
Ottobre	106.5	43.93	18.70	141.2	137.1	2989	2955	0.954
Novembre	64.7	32.47	14.37	87.2	84.5	1891	1870	0.977
Dicembre	55.0	26.73	10.14	73.2	70.8	1612	1594	0.992
Anno	1709.9	604.21	16.52	2239.3	2181.0	46961	46373	0.943

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale

EArray Energia effettiva in uscita campo

DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.

E_Grid Energia immessa in rete

T_Amb Temperatura ambiente

PR Indice di rendimento

GlobInc Globale incidente piano coll.

GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

Figura 12 - Produzione energetica

La produzione annua simulata dell'impianto oggetto della presente relazione è di circa 46,4 GWh avendo un rendimento di circa 94 %.

8.5 Principali ricadute positive

8.5.1 Premessa

Si riepilogano di seguito le principali ricadute ambientali positive dell'iniziativa, misurabili in termini di contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra, emissioni evitate di composti inquinanti in atmosfera e risparmio di risorse fossili non rinnovabili.

8.5.2 Contributo alla riduzione di CO₂

Come sottolineato in precedenza, la produzione di energia attraverso sistemi fotovoltaici non richiede consumo di combustibili fossili e non determina emissioni di gas serra.

Tale affermazione, tuttavia, può ritenersi del tutto corretta se ci si riferisce esclusivamente alle emissioni imputabili all'energia prodotta dall'impianto durante la sua vita utile. In realtà, un bilancio completo delle emissioni di anidride carbonica imputabili alla realizzazione di un impianto fotovoltaico dovrebbe tenere in considerazione anche le emissioni di CO₂ attribuibili all'energia spesa per la realizzazione dell'impianto, con riferimento al suo intero ciclo di vita, sintetizzabile nelle fasi di realizzazione dei manufatti, trasporto in situ, installazione dell'impianto, esercizio e dismissione al termine della sua vita utile. Sotto questo profilo, peraltro, è acclarato che i sistemi fotovoltaici generano, nel loro arco di vita, una quantità di energia ben superiore a quella necessaria alla produzione, installazione e rimozione.

Un indicatore adeguato ad esprimere questo bilancio e frequentemente utilizzato per valutare i bilanci di energia di sistemi di produzione energetici, è quello che viene definito "tempo di ritorno dell'investimento energetico" (TRIE) calcolato come rapporto tra la somma dei fabbisogni energetici imputabili alle singole fasi del ciclo di vita di un impianto e la produzione energetica annua erogabile dall'impianto stesso. Tuttavia, spesso, a causa dell'indisponibilità di informazioni relative ai fabbisogni energetici imputabili soprattutto alle fasi di trasporto, installazione e dismissione, il TRIE viene semplicisticamente calcolato con riferimento alla sola energia di fabbricazione del sistema. In tal caso il TRIE coincide col cosiddetto energy payback time ovvero il tempo richiesto dall'impianto per produrre tanta energia quanta ne è stata spesa durante le fasi di produzione industriale dei pannelli fotovoltaici che lo costituiscono.

Numerosi studi dimostrano che il periodo di pay back time è sostanzialmente lo stesso sia per le installazioni su edifici che per quelle a terra, e dipende prevalentemente dalla

tecnologia e dal tipo di supporto impiegato. Nel caso di moduli cristallini tale tempo è di circa 4 anni per sistemi a tecnologia recente, mentre è di circa 2 anni per sistemi a tecnologia avanzata. Relativamente ad i cosiddetti moduli a “membrana sottile” il payback è di circa 3 anni impiegando tecnologie recenti e solamente di un anno circa per le tecnologie più avanzate (Figura 13).

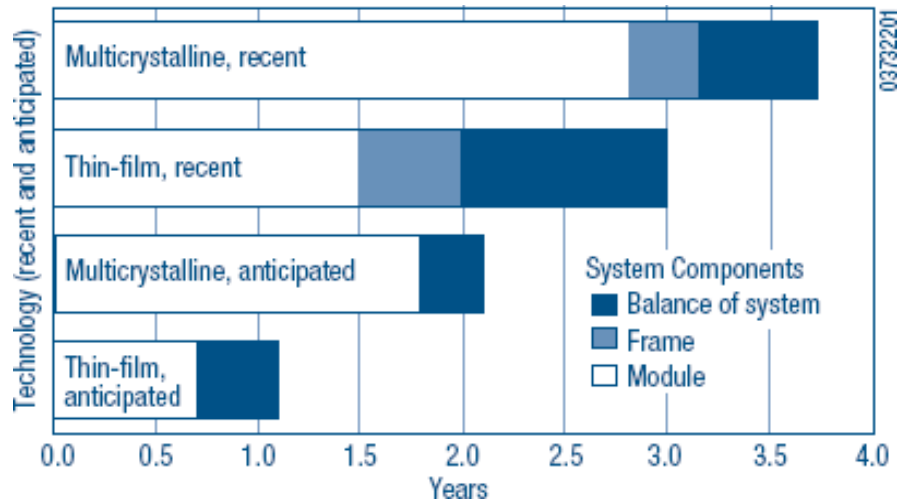


Figura 13 - Variazione dell'Energy payback per le diverse tecnologie di sistemi fotovoltaici (Fonte, U.S. Dep. of Energy)

Per quanto sopra, assumendo realisticamente un'aspettativa di vita dell'impianto di circa 30 anni e supponendo un *pay-back time* pari a 4 anni e una producibilità al primo anno di 46,373 GWh, nell'arco della sua vita utile l'impianto in esame sarebbe in grado di produrre all'incirca $46,373 \times (30 - 4) = 1.205,70$ GWh di energia netta, a meno delle perdite di efficienza. Assumendo conservativamente una perdita di efficienza pari a 1% ogni anno, tale produzione ammonterebbe a circa 1.006,76 GWh.

Di estrema rilevanza, nella stima delle emissioni evitate da una centrale a fonte rinnovabile, è la scelta del cosiddetto “emission factor”, ossia dell'indicatore che esprime le emissioni associate alla produzione energetica da fonti convenzionali nello specifico contesto di riferimento. Tale dato risulta estremamente variabile in funzione della miscela di combustibili utilizzati e dei presidi ambientali di ciascuna centrale da fonte fossile.

Sulla base di uno studio ISPRA pubblicato nel 2019, potrebbe ragionevolmente assumersi come dato di calcolo delle emissioni di anidride carbonica evitate il valore di 0,45 kg CO₂/kWh, attribuito alla produzione termoelettrica lorda nazionale.

In base a quest'ultima assunzione, le emissioni di CO₂ evitate a seguito dell'entrata in esercizio dell'impianto possono valutarsi secondo le stime riportate in

Tabella 2. Per un ulteriore approfondimento su queste tematiche, si rimanda al capitolo 13.

Tabella 2 - Stima delle emissioni di CO2 evitate a seguito della realizzazione del proposto impianto fotovoltaico

ENERGIA TOTALE PRODOTTA AL NETTO DEL TRIE (MWh)	EMISSIONI SPECIFICHE EVITATE (tCO2/MWh)	EMISSIONI EVITATE (tCO2 nella vita utile)
1.006,76	0,45	453.041

8.5.3 Emissioni evitate di inquinanti atmosferici

Come espresso in precedenza, il funzionamento degli impianti fotovoltaici non origina alcuna emissione in atmosfera. La fase di esercizio non prevede, inoltre, significative movimentazioni di materiali né apprezzabili incrementi della circolazione di automezzi che possano determinare l'insorgenza di impatti negativi a carico della qualità dell'aria a livello locale.

Per contro, l'esercizio degli impianti FV, al pari di tutte le centrali a fonte rinnovabile, oltre a contribuire alla riduzione delle emissioni responsabili del drammatico progressivo acuirsi dell'effetto serra su scala planetaria, concorre apprezzabilmente al miglioramento generale della qualità dell'aria su scala territoriale. Al riguardo, con riferimento ai fattori di emissione riferiti alle caratteristiche emissive medie del parco termoelettrico Enel, la realizzazione dell'impianto potrà determinare la sottrazione di ulteriori emissioni atmosferiche, associate alla produzione energetica da fonte convenzionale, responsabili del deterioramento della qualità dell'aria a livello locale e globale, ossia di Polveri, SO₂ e NOx (Tabella 4).

PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO (GWh/anno)	PARAMETRO	EMISSIONI SPECIFICHE EVITATE (t/GWh)	EMISSIONI EVITATE (t/anno)
46,373	PTS	0,045	2,087
	SO ₂	0,969	44,94
	NOx	1,22	56,58

Tabella 3 - Stima delle emissioni evitate a seguito della realizzazione della centrale fotovoltaica

A questo proposito, peraltro, corre l'obbligo di evidenziare come gli impatti positivi sulla qualità dell'aria derivanti dallo sviluppo degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, sebbene misurati a livello locale possano ritenersi non significativi, acquistino una rilevanza determinante se inquadrati in una strategia complessiva di riduzione

progressiva delle emissioni a livello globale, come evidenziato ed auspicato nei protocolli internazionali di settore, recepiti dalle normative nazionali e regionali.

8.5.4 **Risparmio di risorse energetiche non rinnovabili**

Al pari degli altri impianti alimentati da fonte rinnovabile, l'esercizio della centrale FV in progetto sarà in grado di assicurare un risparmio di fonti fossili quantificabile in circa 8.671,751 TEP (tonnellate equivalenti di petrolio) /anno, assumendo una producibilità dell'impianto pari a 46.373,25 MWh/anno ed un consumo di 0,187 TEP/MWh (Fonte Autorità per l'energia elettrica ed il gas, 2008).

9 DESCRIZIONE TECNICA DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO

9.1 Componenti principali e criteri generali di progettazione strutturale ed elettromeccanica

I componenti principali delle opere elettromeccaniche sono i seguenti:

- Moduli fotovoltaici e strutture di sostegno;
- Inverter;
- Quadri di parallelo;
- Interruttori, trasformatori e componenti per la protezione elettrica per la sezione AT e BT;
- Cavi elettrici per le varie sezioni in corrente alternata e continua.

I criteri seguiti per la definizione delle scelte progettuali degli elementi suddetti sono principalmente riconducibili ai seguenti:

- dimensionare le strutture di sostegno in grado di reggere il peso proprio più il peso dei moduli e di resistere alle due principali sollecitazioni di norma considerate in questi progetti, per il calcolo delle sollecitazioni agenti sulle strutture;
- definire una configurazione impiantistica tale da garantire il corretto funzionamento dell'impianto FV nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc.);
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti d'impianto che funzionano in AT mediante l'utilizzo di apparecchiature conformi alla normativa CEI e l'eventuale installazione entro locali chiusi (e.g. trasformatore BT/AT);
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti di cavidotto percorse da corrente in BT mediante l'interramento degli stessi di modo che l'intensità del campo elettromagnetico generato possa essere considerata sotto i valori soglia della normativa vigente
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti di cavidotto percorse da corrente in AT mediante l'utilizzo di cavi di tipo elicordato di modo che

- l'intensità del campo elettromagnetico generato possa essere considerata sotto i valori soglia della normativa vigente;
- ottimizzare il layout dell'impianto e dimensionare i vari componenti al fine di massimizzare lo sfruttamento degli spazi disponibili e minimizzare le perdite di energia per effetto Joule;
 - definire il corretto posizionamento dei sistemi di misura dell'energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico.

9.2 Gli inseguitori mono assiali

Di seguito sono descritte le principali caratteristiche tecniche ed i componenti degli inseguitori solari (*tracker*) mono assiali che verranno installati presso l'impianto FV in progetto.

I moduli FV verranno installati su inseguitori mono assiali con caratteristiche tecniche assimilabili a quelle sviluppate dalla tecnologia Convert Italia S.p.a. o similare.

La tecnologia dell'inseguimento solare lungo la direttrice Est-Ovest è stata sviluppata al fine di conseguire l'obiettivo di massimizzazione della produzione energetica e le prestazioni tecnico- economiche degli impianti FV sul terreno che impiegano pannelli in silicio cristallino.

Il *tracker* monoassiale, utilizzando particolari dispositivi elettromeccanici, orienta i pannelli FV in direzione del sole lungo l'arco del giorno, nel suo percorso da Est a Ovest, ruotando attorno ad un asse (mozzo) allineato in direzione Nord-Sud.

I layout sul terreno che impiegano questa particolare tecnologia sono piuttosto flessibili. La più semplice configurazione degli inseguitori è quella che prevede di assicurare che tutti gli assi di rotazione dei *tracker* siano paralleli affinché gli stessi siano posizionati reciprocamente in modo appropriato.

La tecnologia del backtracking, verifica ed assicura che ciascuna stringa nord-sud di pannelli non crei ombreggiamento sulle stringhe adiacenti. Peraltro, è inevitabile che quando l'altezza del sole sull'orizzonte sia estremamente bassa, all'inizio ed al termine di ciascuna giornata, l'ombreggiamento reciproco tra le file di pannelli possa potenzialmente incidere sulla produzione energetica del campo solare.

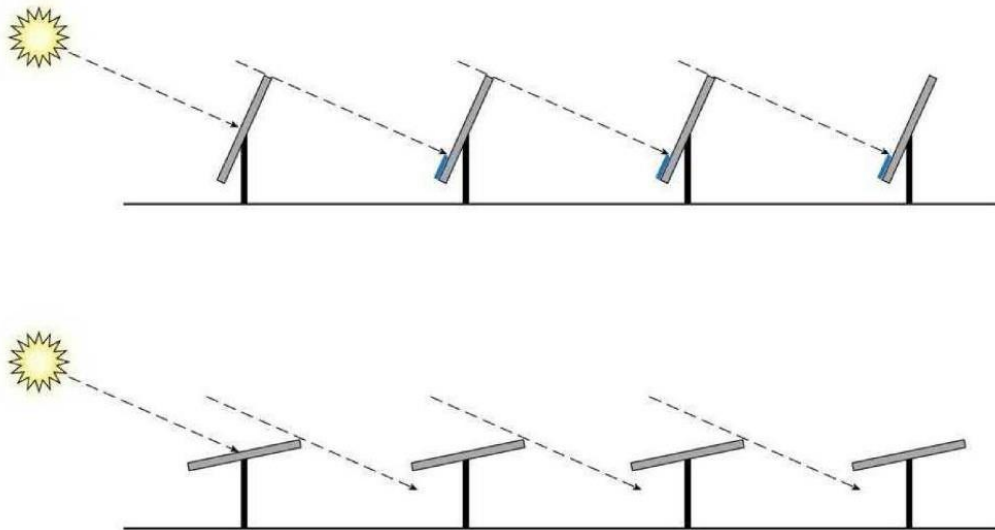


Figura 14 - Schema di funzionamento del sistema backtracking

Il backtracking agisce “allontanando” la superficie captante dai raggi solari, eliminando gli effetti negativi dell’ombreggiamento reciproco delle stringhe e consentendo di massimizzare, in tal modo, il rapporto di copertura del terreno (GCR). Grazie a questa tecnologia, infatti, si può prevedere di ridurre convenientemente l’inter distanza tra i filari. La configurazione semplificata del sistema, rispetto a quella ad inseguimento biassiale, assicura comunque un significativo incremento della produzione energetica (valutabile nel *range* 15÷35%) rispetto ai tradizionali sistemi con strutture fisse ed ha contribuito significativamente alla diffusione di impianti FV “*utility scale*”.

9.2.1 **Caratteristiche principali**

I principali punti di forza della tecnologia sono di seguito individuati:

- modularità e perfetto bilanciamento delle strutture, tale da non richiedere l’intervento di personale specializzato per l’installazione, assemblaggio o lavori di manutenzione;
- semplicità di configurazione della scheda di controllo: il GPS integrato comunica costantemente la corretta posizione geografica al sistema di controllo per consentire l’inseguimento automatico del sole;
- presenza di snodi sferici autolubrificati a cuscinetti per compensare inesattezze ed errori nell’installazione di strutture meccaniche;
- adozione di sistemi di protezione antipolvere dei motori;
- basso consumo elettrico;

- migliori prestazioni ambientali rispetto alle strutture fisse, assicurando maggiore luce e ventilazione al terreno sottostante.

Nel caso dell'impianto in progetto si prevede l'impiego delle seguenti strutture:

- Struttura 1x28 moduli fotovoltaici da 655 W disposti in *portrait* (18.3 kWp);
- Struttura 1x14 moduli fotovoltaici da 655 W disposti in *portrait* (9.2 kWp);
- Struttura 1x7 moduli fotovoltaici da 655 W disposti in *portrait* (4,6 kWp).

Eventuali diverse modalità di installazione dei pannelli fotovoltaici potranno essere valutate nella successiva fase progettuale a seguito di più puntuali riscontri che scaturiranno dall'esecuzione delle indagini geologiche e geotecniche di dettaglio e dei rilievi topografici.

Ciascun inseguitore sarà composto dei seguenti elementi:

- Componenti meccanici della struttura in acciaio: pali di sostegno (altezza circa 4 m compresa la porzione interrata) e profili tubolari quadrati (le specifiche dimensionali variano in base alle caratteristiche geologico-geotecniche terreno e al vento e sono incluse nelle specifiche tecniche stabilite durante la progettazione esecutiva del progetto). Supporto del profilo e ancoraggio del pannello.
- Componenti asserviti al movimento: teste di palo (per montanti finali e intermedi di cui una supportante il motore). Una scheda di controllo elettronica per il movimento (una scheda può servire 10 strutture). 1 motore (attuatore elettrico lineare (mandrino) AC).
- L'inter distanza Est-Ovest tra i tracker è pari a 5,6 metri;

9.2.2 **Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio**

Considerando la tabella seguente e la classificazione dell'ambiente corrosivo e considerando una vita utile minima del progetto di 30 anni, i pali della fondazione saranno zincati a caldo secondo ENISO 1461: 2009, altre parti saranno zincate a caldo o pregalvanizzato (Sendzmir) in funzione delle specifiche definite dal costruttore a seguito degli esiti della progettazione esecutiva.

9.2.3 **I pali di sostegno**

I pali di sostegno non richiedono generalmente fondazione in calcestruzzo. Il palo è tipicamente rappresentato da un profilato in acciaio per massimizzare la superficie di contatto con il terreno; la profondità dipende dal tipo di terreno interessato. Una flangia, ordinariamente da 5 cm, viene utilizzata per guidare il palo con un infissore al fine di mantenere la direzione di inserimento entro tolleranze minime.

Nel caso specifico, si prevedono le seguenti fasi lavorative:

- infissione del profilo tramite macchina battipalo,
- Eventuale esecuzione di collare in boiaccia come rifinitura.

9.3 Moduli fotovoltaici

Tenuto conto della tipologia di impianto fotovoltaico in oggetto, ai fini della definizione delle scelte progettuali sono stati assunti come riferimento, non vincolante per le successive fasi di progettazione, i moduli FV commercializzati dalla Astronergy, società leader nel settore del fotovoltaico, che utilizzano celle assemblate con tecnologia PERC e Tiling Ribbon (TR) ad alta efficienza (21.1%).

Ciascun modulo, realizzato con n. 132 celle (6 x 22), presenta le caratteristiche tecniche e dimensionali indicate in seguito.

645~660W

POWER RANGE

0~+5W

POWER TOLERANCE

21.2%

MAX. MODULE EFFICIENCY

≤ 2.0%

FIRST YEAR POWER DEGRADATION

≤ 0.45%

YEAR 2-30 POWER DEGRADATION

Electrical Specifications

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25° C, AM=1.5

Rated output (P _{mpp} / Wp)	645	650	655	660
Rated voltage (V _{mpp} / V)	37.48	37.68	37.88	38.08
Rated current (I _{mpp} / A)	17.21	17.26	17.30	17.34
Open circuit voltage (V _{oc} / V)	45.29	45.49	45.69	45.89
Short circuit current (I _{sc} / A)	18.27	18.32	18.37	18.42
Module efficiency	20.8%	20.9%	21.1%	21.2%

NMOT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20° C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s

Rated output (P _{mpp} / Wp)	485.8	489.5	493.3	497.1
Rated voltage (V _{mpp} / V)	35.03	35.19	35.34	35.47
Rated current (I _{mpp} / A)	13.87	13.92	13.97	14.02
Open circuit voltage (V _{oc} / V)	42.43	42.63	42.83	43.03
Short circuit current (I _{sc} / A)	14.72	14.77	14.82	14.87

Electrical Specifications (Integrated power)

P _{mpp} gain	P _{mpp} / Wp	V _{mpp} / V	I _{mpp} / A	V _{oc} / V	I _{sc} / A
5%	687	37.88	18.17	45.69	19.29
10%	720	37.88	19.03	45.69	20.21
15%	753	37.89	19.90	45.70	21.13
20%	786	37.89	20.76	45.70	22.04
25%	818	37.89	21.63	45.70	22.96

Electrical characteristics with different rear power gain (reference to 655W)

Temperature Ratings (STC)

Temperature coefficient (P _{mpp})	-0.34%/°C	No. of diodes	3
Temperature coefficient (I _{sc})	+0.04%/°C	Junction box IP rating	IP 68
Temperature coefficient (V _{oc})	-0.25%/°C	Max. series fuse rating	35 A
Nominal module operating temperature (NMOT)	41±2°C	Max. system voltage (IEC/UL)	1500V _{oc}

Operating Parameters

Mechanical Specifications

Outer dimensions (L x W x H)	2384 x 1303 x 35 mm
Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	132 (6*22)
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Front glass thickness	2.0 mm
Cable length (IEC/UL)	Portrait: 350 mm; Landscape: 1400 mm
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm ² / 12 AWG
① Maximum mechanical test load	5400 Pa (front) / 2400 Pa (back)
Connector type (IEC/UL)	HCB40 / MC4-EVO2 (optional)
Module weight	38.2 kg (Tolerance +/- 1.0kg)
Packing unit	31 pcs / box (Subject to sales contract)
Weight of packing unit (for 40' HQ container)	1230 kg
Modules per 40' HQ container	527 pcs

① Refer to Astronergy crystalline installation manual or contact technical department.
Maximum Mechanical Test Load=1.5×Maximum Mechanical Design Load.

Curve

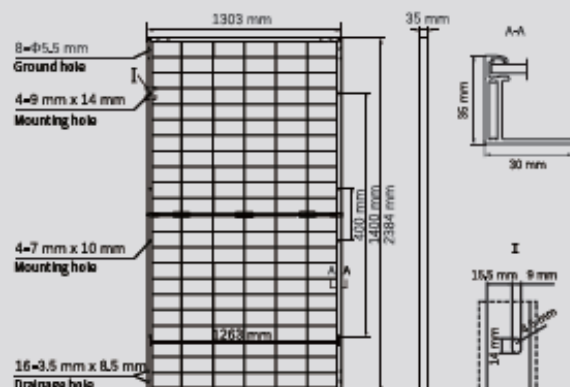
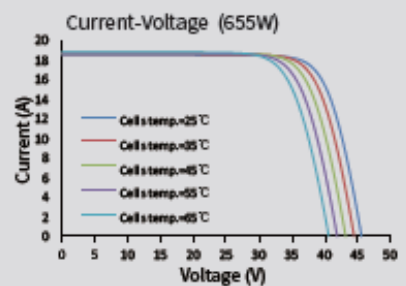
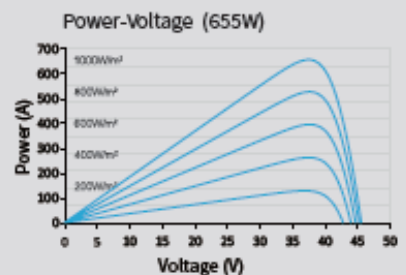
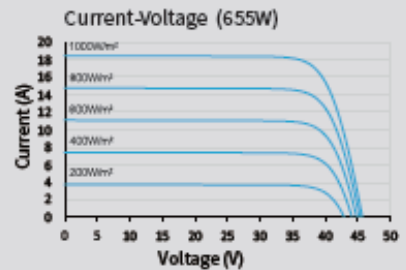


Figura 15 - Modulo fotovoltaico Astronergy ASTRO 6 TWINS CHSM66M(DG)/F-BH 655 W

Le caratteristiche tecniche dei moduli prescelti sono riportate in Tabella 4, riferite alle seguenti condizioni ambientali:

- Condizioni Test Standard (STC): Irraggiamento 1000 W/m² con spettro di AM 1,5 e temperatura delle celle di 25 °C.

Tabella 4 - Dati tecnici Modulo fotovoltaico Astronergy ASTRO 6 TWINS CHSM66M(DG)/F-BH 655 W

Potenza massima (P_{max}) [W _p]	655
Tensione alla massima potenza (V_{mpp}) [V]	37,88
Corrente alla massima potenza (I_{mpp}) [A]	17,30
Tensione di circuito aperto (V_{oc}) [V]	45,69
Corrente di corto circuito (I_{sc}) [A]	18,37
Massima tensione di sistema [V_{dc}]	1500
Coefficiente termico αP_{mpp} [%/°C] (NOCT 41°)	-0.340%/°C
Coefficiente termico αV_{oc} [%/°C] (NOCT 41°)	-0.25%/°C
Coefficiente termico αI_{sc} [%/°C] (NOCT 41°)	+0.04%/°C
Efficienza modulo [%]	21,1%
Dimensioni principali [mm]	1303 x 2384 x 35
Numero di celle per modulo	132

Relativamente agli aspetti concernenti la scelta dei moduli e degli inseguitori mono assiali, atteso che il settore degli impianti fotovoltaici è attualmente caratterizzato da un'elevata e continua innovazione tecnologica, in grado di creare nuovi sistemi con efficienze e potenze nominali sempre crescenti; considerato altresì che la durata complessiva delle procedure autorizzative è, di regola, superiore ai sei mesi, nella fase di progettazione esecutiva dell'impianto è possibile che la scelta ricada su moduli differenti.

È da escludere, peraltro, che dette eventuali varianti determinino sostanziali modifiche al progetto. In questo senso, l'intervento realizzato dovrà risultare coerente con il progetto autorizzato e, relativamente alla potenza nominale complessiva, questa non potrà subire modifiche in aumento rispetto a quella dichiarata in sede di autorizzazione unica.

9.4 Inverter di stringa

Il layout di impianto è stato sviluppato, ipotizzando l'impiego di inverter di stringa da 150 kW nominali. La configurazione fra inverter e pannelli fotovoltaici è rilevabile dagli elaborati grafici.

Nella presente versione progettuale, si fa riferimento al modello Sunny Highpower Peak3 150-20 della SMA, stabilendo fin da adesso la possibilità di sostituire gli stessi con altri simili per caratteristiche elettriche e dimensionali, in caso di indisponibilità sul mercato e/o in base a valutazioni di convenienza tecnico-economica al momento della realizzazione della centrale.

SUNNY HIGHPOWER PEAK3 – Technical Data

Technical Data	Sunny Highpower 100-20	Sunny Highpower 150-20
Input (DC)		
Max. PV array power	150000 Wp	225000 Wp
Max. input voltage	1000 V	1500 V
MPP voltage range / rated input voltage	590 V to 1000 V / 590 V	880 V to 1450 V / 880 V
Max. input current / max. short-circuit current	180 A / 325 A	180 A / 325 A
Number of independent MPP trackers	1	1
Number of inputs	1 or 2 (optional) for external PV array junction boxes	
Output (AC)		
Rated power at nominal voltage	100000 W	150000 W
Max. apparent power	100000 VA	150000 VA
Nominal AC voltage / AC voltage range	400 V / 304 V to 477 V	600 V / 480 V to 690 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz
Rated grid frequency	50 Hz	50 Hz
Max. output current	151 A	151 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
Harmonic (THD)	< 3%	< 3%
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	3 / 3-PE
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	98.8% / 98.6%	99.1% / 98.8%
Protective devices		
Ground fault monitoring / grid monitoring / DC reverse polarity protection	● / ● / ●	● / ● / ●
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / –	● / –
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Monitored surge arrester (type II) AC / DC	● / ●	● / ●
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (as per IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	I / AC: III; DC: II
General Data		
Dimensions (W / H / D)	770 mm / 830 mm / 444 mm (30.3 in / 32.7 in / 17.5 in)	
Weight	98 kg (216 lbs)	
Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)	
Noise emission (typical)	< 65 dB(A)	
Self-consumption (at night)	< 5 W	
Topology	transformerless	
Cooling method	OptiCool, active cooling, speed-controlled fan	
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
Features / function / accessories		
DC connection / AC connection	Terminal lug (up to 300 mm ²) / Screw terminal (up to 150 mm ²)	
LED display (Status / Fault / Communication)	●	
Ethernet interface	● (2 ports)	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire, Webconnect	● / ● / ●	
Mounting type	Rack mounting	
OptiTrac Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Off-grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○	
Certificates and approvals (planned)	IEC 62109-1/-2, AR N-4110, AR N-4120, CEI 0-16, C10/11:2012, EN 50549, PEA 2017, DEWA	
Type designation	SHP 100-20	SHP 150-20

● Standard features ○ Optional features – Not available Data at nominal conditions Status: 1/ 2019

Figura 16 - Datasheet inverter

9.5 Cavi di distribuzione dell'energia

La distribuzione dell'energia avverrà in bassa e alta tensione. Non sono previste tensioni di esercizio superiori a 36 kV.

Per la distribuzione in AT (36 kV) saranno utilizzati cavi aventi le seguenti caratteristiche: terna di cavi intrecciati ad elica con conduttori in alluminio isolati in gomma polietilene reticolato XLPE, con schermo metallico continuo in alluminio sotto guaina di PVC di colore rosso tipo ARE4H5EX-26/45 kV.

Per la distribuzione in BT saranno utilizzati cavi aventi le seguenti caratteristiche: cavo unipolare/multipolare FG16(O)R16 per energia isolato in gomma EPR ad alto modulo di qualità G16 Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV, sotto guaina di PVC, conforme a norma CEI 20-22 e CEI 20-34.

Per i collegamenti in c.c. tra i moduli e i quadri di stringa e per le batterie verranno impiegati cavi unipolari adatti al collegamento dei vari elementi degli impianti fotovoltaici e solari, sigla H1Z2Z2-K con tensione nominale di esercizio: 1.0kV c.a - 1.5kV c.c., U_m : 1.800 V c.c., colore guaina esterna Nero o Rosso (basato su RAL 9005 o 3000), isolati con gomma Z2, sotto guaina Z2, con conduttori flessibili stagnati. Non propaganti la fiamma, senza alogeni, a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi.

Tutte le linee elettriche all'interno del campo verranno posate con interrimento diretto dei cavi elettrici posati su un letto in sabbia vagliata. Il cavidotto di connessione alla rete elettrica, il cui tracciato corre esternamente al campo, sarà infilato in un corrugato plastico protettivo.

Le condutture interrato saranno rese riconoscibili mediante un nastro per segnalazione cavi elettrici.

9.6 Cabine

Il progetto prevede la realizzazione di:

- 9 cabine di trasformazione in posizione baricentrica rispetto agli inverter nei vari sottocampi elettrici;
- 1 cabina di smistamento
- 1 cabina di ricezione AT in adiacenza con la cabina di smistamento nel sottocampo 1;
- 1 cabina degli ausiliari adiacente all'area del sistema di accumulo

La cabina di smistamento sarà collegata con una terna di conduttori in alluminio tipo (3x1x240) mm² ARE4H5EX - 26/45 kV alla cabina di ricezione, dalla quale partirà una terna di conduttori in alluminio tipo (3x1x240) mm² ARE4H5EX - 26/45 kV, verso il punto di connessione.

9.6.1 Cabine di ricezione

La cabina ricezione avrà dimensioni esterne di 5700x2480xh2990, sarà costituita da un unico vano e sarà completa di:

- n. 1 Porte e n. 2 finestre di aerazione;
- n. 2 aspiratori eolici in acciaio inox;
- n. 14 elementi in VTR per scomparti AT (800x250x40);
- n. 1 elemento in VTR per la copertura del cunicolo di accesso alla vasca di fondazione (1000x600x40);
- Quadro bassa tensione Q-AUX.R per alimentazione servizi ausiliari e impianto luci e FM;
- UPS 2000VA autonomia 1h per alimentazione protezioni quadro AT;
- Impianto illuminazione e prese;
- Rete di terra;
- n. 1 sistema passacavo a parete (minimo 80mm) con la possibilità di sigillare cavi precablati (sono previsti 4 cavi da 10mm) per antenna;
- n.1 quadro Rack.

La cabina ricezione sarà posata su fondazione prefabbricata tipo vasca sulle cui pareti verticali verranno predisposti opportuni diaframmi a frattura prestabilita per i cavi in entrata ed in uscita dalla cabina elettrica. Verranno altresì predisposti dei punti per il collegamento equipotenziale di messa a terra.

La cabina sarà allestita con:

- N°1 Scomparto "IM" Arrivo linea;
- N°1 Scomparto "CM-2" TV e SPI;
- N°1 Scomparto "DM1A" Protezione generale (SPG e DDG);
- N°1 Scomparto "GBM" Risalita sbarre;
- N°1 Scomparto "DM1A" Protezione interfaccia (SPI e DDI);

Il sistema di protezione generale "SPG" al quale è demandato il funzionamento del dispositivo generale "DG" è composto dai seguenti componenti:

- Relè di protezione 50-51-50N-51N-67N, con relativa alimentazione;
- N° 3 trasformatori amperometrici TA per la protezione della massima corrente di fase, con caratteristiche 300/5A – 10VA – 5P30;
- N° 1 trasformatore di corrente TA toroidale per la protezione contro i guasti a terra, con caratteristiche 100/1A – 2VA – classe di precisione conforme alla CEI 0-16;
- N° 3 trasformatori di tensione TV fase-terra per la protezione direzionale, con caratteristiche 50 VA – classe (0,5- 3P), fattore di tensione 1,9 per 30 s, valore di induzione di lavoro non superiore a 0,7T, rapporto di trasformazione tale da produrre una tensione secondaria sul circuito del triangolo aperto uguale a 100V in caso di guasto monofase franco a terra sulla rete MT.

Oltre il suddetto "SPG", i quadri d'utenza conterranno anche il dispositivo "SPI" (Sistema di protezione d'Interfaccia), al quale è demandato il funzionamento del dispositivo d'interfaccia "DDI", nonché il ricalzo per mancato intervento della protezione "DG", equipaggiato con i seguenti componenti:

- Relè di protezione 57-59-81>-81<-59V0-59Vi-27Vd
- N° 2 TV f-f dalle seguenti caratteristiche: 20000/100V – 50VA - Cl.0,5 – 3P – fatt. di tensione 1,2 per 30s.

9.6.2 **Cabine Smistamento**

Le cabine di smistamento di entrambi i campi fotovoltaici avranno dimensioni esterne di 5700x2480xh2990, sarà costituita da un unico vano e sarà completa di:

- n. 1 Porte e n. 2 finestre di aerazione;
- n. 2 aspiratori eolici in acciaio inox;
- n. 11 elementi in VTR per scomparti AT (800x250x40);
- n. 1 elemento in VTR per la copertura del cunicolo di accesso alla vasca di fondazione (1000x600x40);
- Quadro bassa tensione Q-AUX.S per alimentazione servizi ausiliari e impianto luci e FM saranno alimentati dai trasformatori per ausiliari più vicini;
- UPS 2000VA autonomia 1h per alimentazione servizi ausiliari;
- Impianto illuminazione e prese;
- Rete di terra;
- n. 1 sistema passacavo a parete (minimo 80mm) con la possibilità di sigillare cavi precablati (sono previsti 4 cavi da 10mm) per antenna.
- n.1 quadro Rack.

La cabina sarà posata su fondazione prefabbricata tipo vasca sulle cui pareti verticali verranno predisposti opportuni diaframmi a frattura prestabilita per i cavi in entrata ed in uscita dalla cabina elettrica. Verranno altresì predisposti dei punti per il collegamento equipotenziale di messa a terra.

La cabina sarà allestita con:

- N°1 Scomparto "IM" Arrivo linea;
- N°1 Scomparto "DM1A" Sistema di Accumulo;
- N°2 Scomparto "DM1A" Campo fotovoltaico

9.6.3 **Cabine trasformazione**

La cabina di trasformazione avrà dimensioni esterne di 5700x2480xh2990, sarà costituita da un unico vano e sarà completa di:

- n. 1 Porte e n. 2 finestre di aerazione;
- n. 1 aspiratori eolici in acciaio inox;
- n. 11 elementi in VTR per scomparti AT (800x250x40);
- n. 1 elemento in VTR per la copertura del cunicolo di accesso alla vasca di fondazione (1000x600x40);
- Quadro bassa tensione Q-AUX per alimentazione servizi ausiliari e impianto luci e FM;
- Quadro di parallelo inverter interruttori di protezione inverter e il dispositivo di generatore "Q-P.INV";
- UPS 2000VA autonomia 1h per alimentazione servizi ausiliari;
- Impianto illuminazione e prese;
- Rete di terra;
- n. 1 sistema passacavo a parete (minimo 80mm) con la possibilità di sigillare cavi precablati (sono previsti 4 cavi da 10mm) per antenna.
- n.1 quadro Rack.
- Il trasformatore BT/BT 0,600/0,400 kV, di potenza nominale 50 kVA alimentazione servizi ausiliari;

La cabina sarà posata su fondazione prefabbricata tipo vasca sulle cui pareti verticali verranno predisposti opportuni diaframmi a frattura prestabilita per i cavi in entrata ed in uscita dalla cabina elettrica. Verranno altresì predisposti dei punti per il collegamento equipotenziale di messa a terra.

La cabina sarà allestita con:

- N°1 Scomparto "IM" Arrivo linea;
- N°1 Scomparto "SM" Unità con sezionatore partenza cavo;
- N°1 Scomparto "DM1A" Protezione trasformatore.

Il trasformatore AT/BT 36/0,600 kV, di potenza nominale indicata nella tabella riassuntiva, con isolamento ad olio sarà installato all'esterno della cabina ad una distanza minima di 3 metri ed è prevista la realizzazione della fossa di raccolta olio di raffreddamento come di norma.

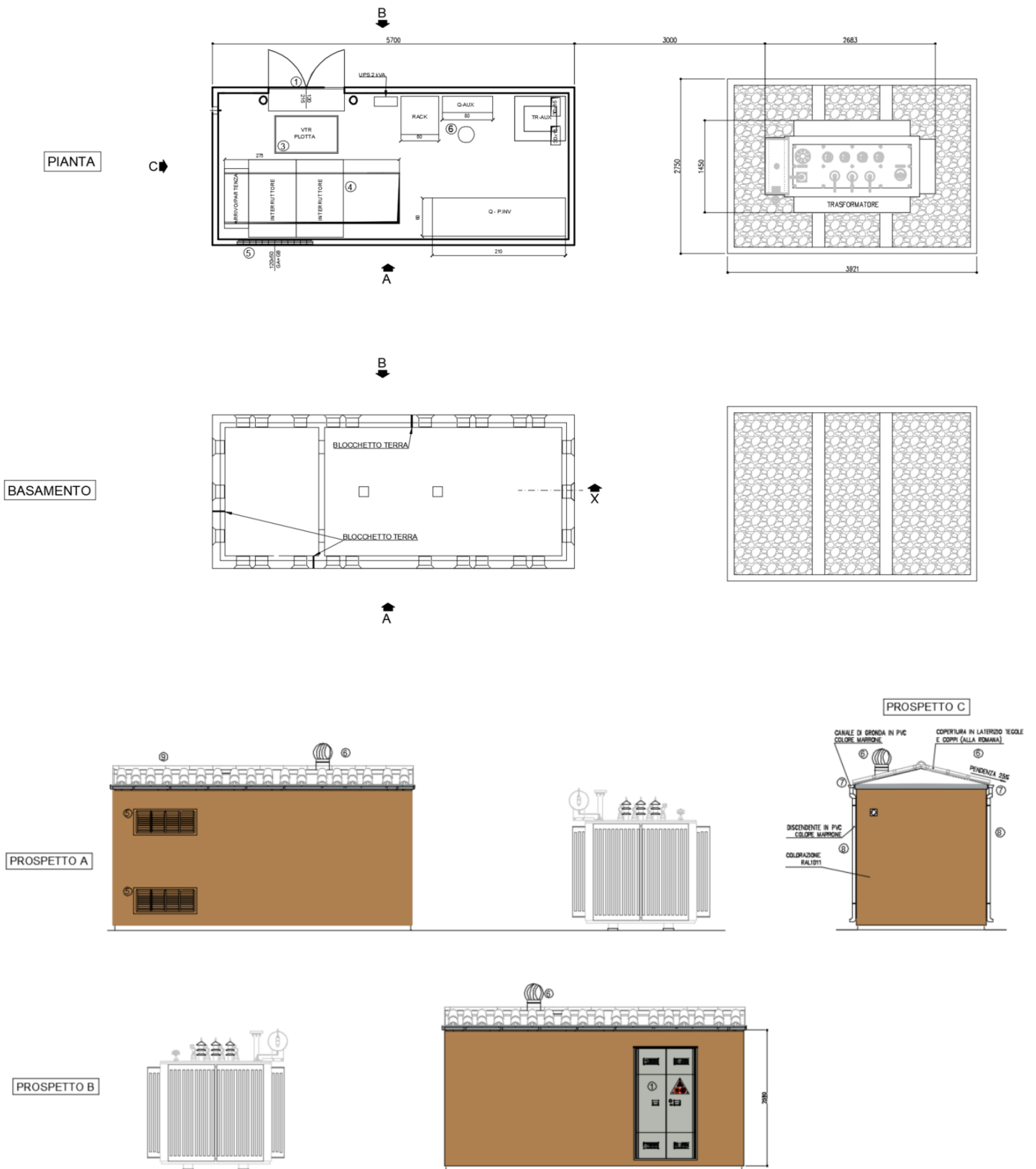


Figura 33: Pianta e prospetti cabina di trasforamzione

9.6.4 Tabella riassuntiva cabine

NOME CABINA	AUX	P. TRAFI	N. INVERTER
C1.1	SI	3150 kVA	17
C1.2	SI	3150 kVA	16
C1.3	SI	3150 kVA	16
C1.4	SI	2500 kVA	14
C1.5	SI	2000 kVA	11
C1.6	SI	3150 kVA	19
C1.7	SI	2500 kVA	14
C1.8	SI	2500 kVA	14
C1.9	SI	2500 kVA	14

9.7 Alimentazione ausiliari

Nelle cabine di trasformazione, l'alimentazione dei servizi ausiliari sarà derivata dal quadro Q-P.INV a cui sarà installato un trasformatore 600/400 V e farà capo al quadro generale ausiliari (Q-AUX) che alimenterà:

- Gli impianti ausiliari del locale tecnico;
- La movimentazione dei tracker;
- L'impianto di videocontrollo TVCC ed il relativo impianto di illuminazione.

9.8 Sistema di accumulo

Il sistema di accumulo sarà ubicato in un'area interna all'impianto, precisamente nel lato nord ovest, vicino alle cabine di smistamento e ricezione. Si tratta di un sistema di tipo "outdoor", adatto ad installazioni all'aperto con gradi di protezione IP55.

Il sistema di accumulo andrà ad assorbire i picchi di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico andando poi, successivamente, ad immettere in rete l'energia accumulata in un secondo momento. Questo approccio è assimilabile al Peak shaving dell'energia prodotta, così facendo si va a ridurre lo squilibrio generato dall'immissione di tanta energia sulla rete. Si specifica anche che, per i motivi suddetti, il sistema di accumulo non andrà in alcun modo ad aumentare la potenza in immissione dell'impianto.

Si prevede di utilizzare batterie LiFePO4 costituite da elettroliti solidi o polimerici, questa tecnologia assicura assenza di sversamenti e un ottimo grado di sicurezza nei riguardi di tali fenomeni.

9.8.1 Architettura del sistema

La singola unità di accumulo sarà composta da:

- N.2 trasformatori AT/BT 36000/690 V, di potenza nominale 3150kVA;
- N.6 unità di conversione (C-cab) con tensione di uscita in corrente continua fino a 1500V, di potenza nominale 1000kVA, per una potenza totale di 6MVA;
- N.6 unità di distribuzione DC (DC-cab), i quali forniscono i dispositivi per la connessione di tutti i pacchi batteria garantendo anche la loro protezione;
- N.2 unità di monitoraggio e controllo (M-cab), che agiscono da hub di comunicazione e raccolta informazioni;
- N. 90 unità batteria (B-cab), ogni blocco batteria, del tipo LFP, ha una capacità nominale di 372,7 kWh, per una capacità totale di 33,5 MWh.

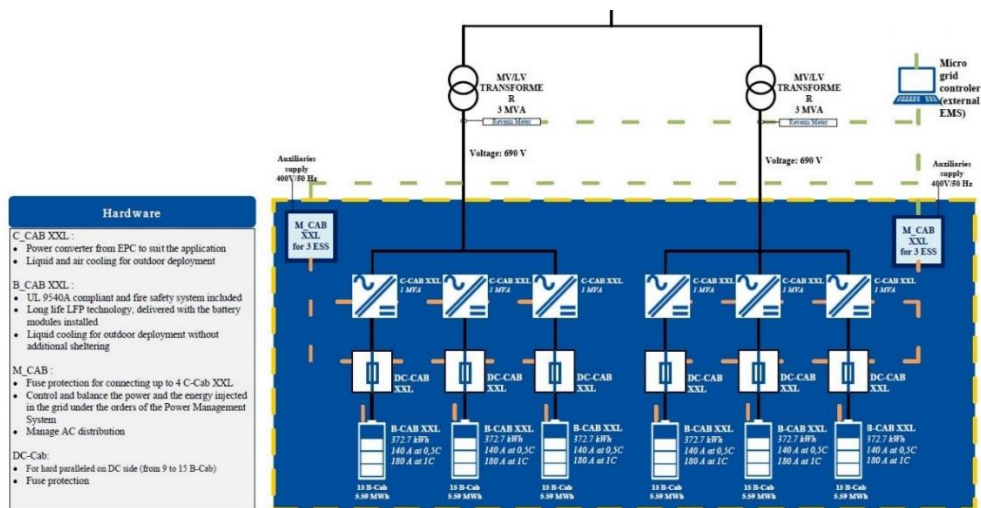


Figura 17: Architettura del sistema



Figura 18: disposizione moduli "cab" outdoor

A progetto sono previste 3 unità di accumulo come quello precedente, ciascuno con una potenza di 6 MVA e una capacità di 33,5 MWh. Dunque, il sistema completo presenta potenza e capacità di 18 MVA e 100.5 MWh.

9.8.2 Opere civili accessorie

Le unità batterie presentano un peso non indifferente, per cui è prevista unicamente per l'area del sistema di accumulo una pavimentazione in calcestruzzo, di superficie pari a 2147 m² e altezza pari a 20 cm. L'impermeabilizzazione di tale area può comportare problematiche nella gestione delle acque meteoriche. Per tali ragioni, è prevista la realizzazione di un sistema di drenaggio.

E' inoltre prevista l'installazione di 3 tettoie di copertura (una per ciascun gruppo di accumulo), unicamente sopra le unità di conversione, unità di distribuzione, unità di monitoraggio e controllo per la protezione dalle intemperie.

9.8.3 Collegamento AT

Il sistema di accumulo sarà collegato alla Cabina di Smistamento. Da questa partirà una terna di cavi interrati tipo ARE4H5EX (3x1x185) mmq fino alla cabina Q.AUX all'interno del campo di accumulo. Alla cabina Q.AUX si collegheranno tutti i trasformatori del sistema di accumulo.

9.8.4 Cabina ausiliari (Q.AUX)

La cabina ausiliari avrà dimensioni esterne di 10500x2480xh2690, sarà costituita da un unico vano e sarà completa di:

- n. 2 Porte e n. 4 finestre di aerazione;
- n. 3 aspiratori eolici in acciaio inox;
- n. 24 elementi in VTR per scomparti MT (800x250x40);
- n. 1 elemento in VTR per la copertura del cunicolo di accesso alla vasca di fondazione (1000x600x40);
- Quadro bassa tensione Q-AUX.A per alimentazione servizi ausiliari e impianto luci e FM di cabina;
- Il trasformatore AT/BT 36/0,400 kV, di potenza nominale di 50 kVA;
- UPS 2000VA autonomia 1h per alimentazione servizi ausiliari;
- Impianto illuminazione e prese;
- Rete di terra;
- n. 1 sistema passacavo a parete (minimo 80mm) con la possibilità di sigillare cavi precablati (sono previsti 4 cavi da 10mm) per antenna.
- n.1 quadro Rack.

La cabina sarà posata su fondazione prefabbricata tipo vasca sulle cui pareti verticali verranno predisposti opportuni diaframmi a frattura prestabilita per i cavi in entrata ed in uscita dalla cabina elettrica. Verranno altresì predisposti dei punti per il collegamento equipotenziale di messa a terra.

La cabina sarà allestita con:

- N°1 Scomparto "IM" Arrivo linea con sezionatore;
- N°1 Scomparto "SM" Unità con sezionatore e fusibile protezione trasformatore ausiliari;
- N°6 scomparto "DM1A" Protezione trasformatore".

9.9 Misura dell'energia

La delibera AEEG 88/09, "Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione", stabilisce che il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale superiore a 20 kW è il produttore.

Per misurare ai fini fiscali e tariffari l'energia, nell'impianto fotovoltaico si adotteranno sistemi di misura in grado di conteggiare:

- Energia elettrica prelevata dalla rete;
- Energia elettrica immessa in rete;
- Energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Se l'utente produttore dovesse prendersi la responsabilità dell'installazione e manutenzione del sistema di misura dell'energia prodotta/immessa si dovrà assicurare la conformità ai requisiti indicati nella Norma CEI 0-16.

Il sistema di misura sarà composto da un contatore statico per la misura dell'energia attiva e reattiva trifase, collegato in inserzione indiretta (mediante TV e TA).

I componenti del sistema di misura dovranno essere conformi alle norme CEI di prodotto e garantire il rispetto dei seguenti requisiti funzionali:

- 1) Misura dell'energia attiva e reattiva e della potenza attiva immessa in rete e prelevata dalla rete;
- 2) Rilevazione delle 6 curve di carico (potenza media nei 15') attiva assorbita, reattiva induttiva per energia attiva entrante, reattiva capacitiva per energia attiva uscente, attiva erogata, reattiva induttiva per energia attiva uscente e reattiva capacitiva per energia attiva entrante, con la risoluzione minima di 1 intero e 3 decimali;
- 3) Unità di misura per l'energia attiva (reattiva): kWh (kVARh);
- 4) Unità di misura per la potenza attiva: kW;
- 5) Gestione automatica dell'ora legale;
- 6) Orologio interno del contatore avente i requisiti indicati nella Norma CEI EN 62054-21 per i commutatori orari;
- 7) Interfaccia ottica per la lettura e/o programmazione locale (conforme alla Norma CEI EN 62056-21) che assicuri una velocità di trasmissione minima di 9600 bit/sec.

9.10 Connessione alla rete nazionale

L'impianto sarà allacciato alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da TERNA S.p.A. In particolare, come specificato dalla soluzione tecnica minima generale proposta con il preventivo di connessione n. 202203882. Tale documento specifica che l'impianto sarà collegato in antenna a 36 kV alla futura Stazione Elettrica (SE) 36/150 kV denominata "Fiumesanto 2", in fase di realizzazione nelle vicinanze della Cava di Monte Alvaro.

Il quadro con sistemi di protezione e misura sarà già predisposto da Terna all'interno dei loro locali. Gli elettrodotti saranno dunque direttamente collegati al quadro, previo sezionamento degli schermi, da effettuarsi in un pozzetto nelle immediate vicinanze della stazione elettrica.

9.11 Stazione di monitoraggio dati ambientali

La stazione di monitoraggio rappresenta il vero e proprio centro del controllo ambientale e telemetrico dell'impianto, nella quale si implementano sistemi scada e di rete ad alta tecnologia, in cui confluiscono i dati provenienti dai punti di rilevamento della rete controllo del parco stesso; all'interno di tale spazio gli addetti ai lavori provvederanno all'analisi dei dati, ad attivare possibili azioni diagnostiche e correttive del caso, e ad usufruire di vani adibiti a magazzino. Si prevede che la stazione di monitoraggio sia installata in una delle cabine di trasformazione.

L'impianto sarà dotato di un sistema, costituito da:

- Stazione principale, dotata dei tradizionali sensori meteo-climatici (pioggia, vento, radiazione solare, pressione atmosferica),
- Unità di sensori micro-climatici wireless (temperatura, umidità dell'aria, bagnatura fogliare, umidità del terreno) posizionate all'interno degli appezzamenti.

Le unità wireless, acquisiscono i dati micro-climatici e li trasmettono via radio alla stazione principale; questa, disponendo di un sistema GSM-GPRS e della relativa SIM, trasmette tutti i dati ad un centro servizi con il quale si attiverà una convenzione. Gli utenti convenzionati possono quindi visualizzare tutti i dati (sia in tempo reale che storici) ed utilizzare i modelli che elaborano tali dati e che sono necessari per fare fronte alle diverse esigenze agronomiche.



Figura 19: Stazione principale e sensori meteo climatici

Il sistema offrirà, oltre all'analisi dei dati raccolti, anche modelli per l'analisi dello sviluppo e/o del rischio di infezione delle principali avversità fitosanitarie (in base alla coltura). Per ciascun punto di rilevazione il sistema valuta le condizioni micro-climatiche in relazione ai diversi cicli di sviluppo dei patogeni, con particolare riferimento alle temperature ed alle ore di bagnatura fogliare (distinguendo tra pagina superiore e inferiore delle foglie) rilevate all'interno della chioma e/o al livello della vegetazione, caratteristica essenziale per ottenere una maggiore affidabilità dei modelli agronomici. Con l'ausilio di questi modelli, gli agronomi possono avere dati oggettivi e misurabili per decidere le migliori strategie fitosanitarie e verificare l'efficacia dei trattamenti effettuati.

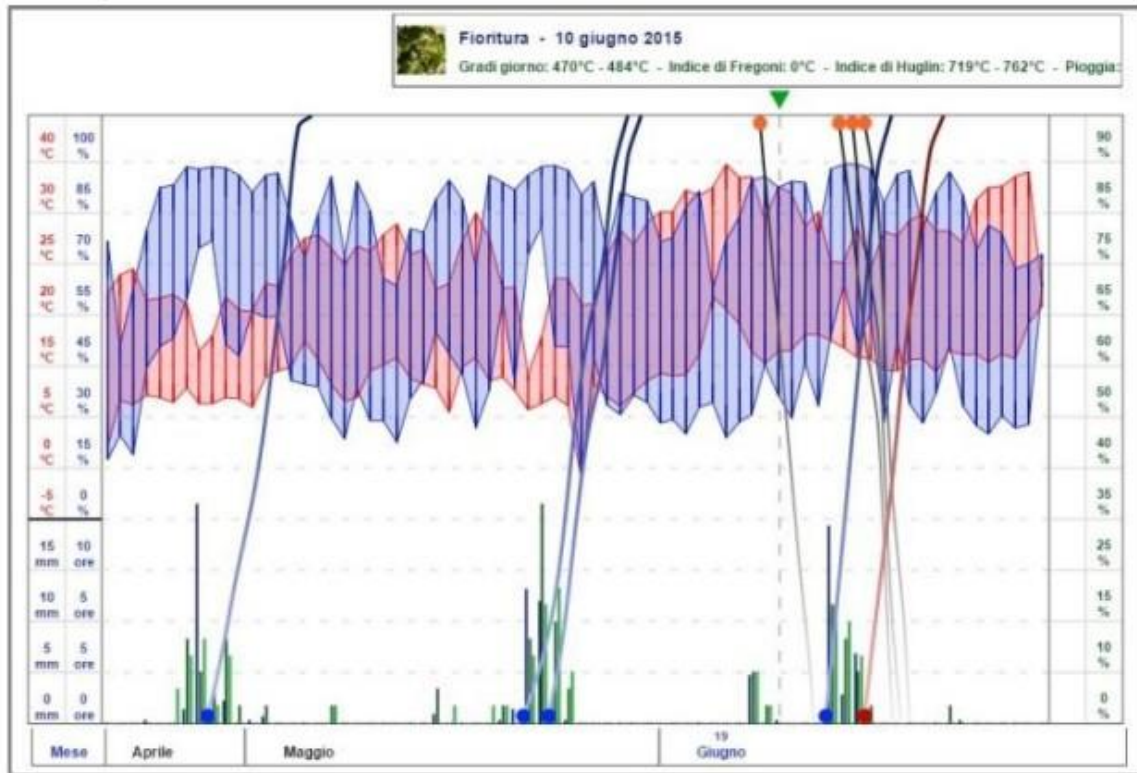


Figura 20: Esempio di un grafico riguardante il rischio di infezione delle principali fitopatologie

Il sistema proposto prevede anche un modello di calcolo del fabbisogno idrico della pianta, in relazione alle condizioni meteo-climatiche ed allo stadio di sviluppo della coltura. Tramite tali modelli, il sistema restituisce, giorno per giorno ed in ciascun punto di misura, il quantitativo di acqua persa per evaporazione dal suolo e traspirazione della pianta, traducendo le quantità in litri per metro quadrato. In aggiunta, i sensori volumetrici di misura dell'umidità del suolo consentono di misurare in modo accurato la percentuale di acqua nel terreno, a più profondità. Anche in assenza di impianto di irrigazione, queste informazioni sono di grandissima utilità per decidere le lavorazioni del terreno e la gestione dell'apparato fogliare.

Per un approfondimento su queste tematiche, si rimanda all'elaborato "DTG_010_VERIFICA DEI REQUISITI LINEE GUIDA AGRIVOLTAICO"

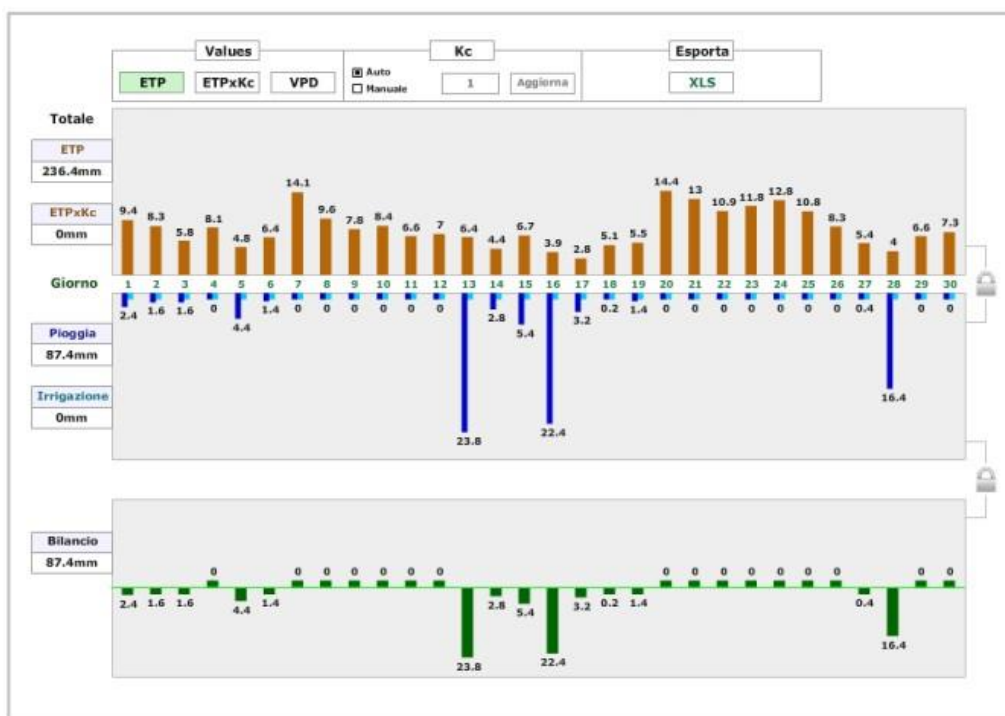


Figura 21: Esempio di un grafico per il calcolo del fabbisogno idrico

Tutti i dati raccolti saranno archiviati permanentemente in apposito database, consultabile in tempo reale. Sarà quindi possibile redigere relazioni annuali, con l'indicazione dei dati medi e cumulati delle varie grandezze meteorologiche, e comparare tali dati con le esigenze agronomiche del prato polifita. Inoltre, sarà possibile estrapolare da tali dati degli indicatori per l'effetto di mitigazione del cambiamento climatico.

9.12 Software per la visualizzazione, monitoraggio, telesorveglianza

Sarà previsto un sistema software per la visualizzazione, il monitoraggio, la messa in servizio e la gestione dell'impianto. Mediante un PC collegato direttamente o tramite modem si potrà disporre di una serie di funzioni che informano costantemente sullo stato e sui parametri elettrici e ambientali relativi all'impianto fotovoltaico.

In particolare, sarà possibile accedere alle seguenti funzioni:

- Schema elettrico del sistema;
- Pannello di comando;
- Oscilloscopio;
- Memoria eventi;
- Dati di processo;
- Archivio dati e parametri d'esercizio;
- Analisi dati e parametri d'esercizio.

La comunicazione tra l'impianto fotovoltaico e il terminale di controllo e supervisione avverrà tramite protocolli Industrial Ethernet o PROFIBUS.

Il software per il monitoraggio sarà fornito da terzi, ne esistono infatti diversi modelli sul mercato, ottimizzati in base alla coltura ed alle esigenze dell'azienda. Tali software, grazie alla moderna tecnologia informatica, permettono all'utente di accedervi da remoto tramite pc o anche dallo smartphone tramite apposite applicazioni, permettendo all'agricoltore un monitoraggio continuo e costante dei dati. Molti dei suddetti software sono sufficientemente avanzati da poter essere utilizzati anche da personale con pochissima esperienza nell'uso dei sistemi informatici.

9.13 Impianto di video sorveglianza

L'impianto FV sarà dotato di sistema di videosorveglianza dimensionato per coprire l'intera area di pertinenza dell'impianto e composto da barriere perimetrali a fasci infrarossi, telecamere e combinatori telefonici GSM con modulo integrato.

9.14 Descrizione dell'attività agricola

I terreni interessati sono attualmente impiegati in piccola parte come coltura foraggera e in larga parte a pascolo magro per ovini e bovini. L'attuale sistema di pascolo è problematico perché interessa una superficie con suolo fragile a ridotto contenuto di sostanza organica.

Il progetto propone il miglioramento fondiario utile alla semina di un prato polifita permanente. Questa scelta porterà all'aumento di fertilità del suolo, riducendo la pressione di pascolo, e ad una rilevante riduzione di fertilizzanti chimici, in quanto nel mix di specie costituenti il prato polifita sono presenti delle specie azoto-fissatrici (*Trifolium subterraneum*) capaci di mantenere la fertilità del suolo. Il prato fornirà foraggio durante i mesi primaverili ed estivi, mentre d'inverno verrà ammesso il pascolo libero degli ovini. Quest'attività, nel lungo termine, porterà benefici sia al suolo che alla dieta, e conseguentemente alla produzione, animale.

Ultimo, ma non per importanza, è il fenomeno di ritenzione del carbonio atmosferico apportato dalla permanenza del prato polifita. Tale pratica, nota come *Carbon Farming* è promossa dalla Comunità Europea fra gli strumenti di contrasto al cambiamento climatico.

Per un ulteriore approfondimento si invita alla lettura della "DTG_041_RELAZIONE AGRONOMICA".

9.15 Impianto di irrigazione

La tipologia di coltivazioni sopra descritte, che richiede una quantità di acqua non indifferente, implica la necessaria realizzazione di una infrastruttura irrigua. A progetto è prevista la realizzazione di un impianto di sub-irrigazione, comprensivo di sistema di iniezione controllata di fertilizzanti nel circuito idrico (fertirrigazione). La sub-irrigazione a goccia, che è caratterizzata da efficienze idriche maggiori del 95%, permette di avere un controllo più completo delle risorse che vengono consumate e quindi di uno spreco minore di acqua e fertilizzanti. Il reticolo idrico interrato composto da ali gocciolanti permette di avere una portata di 0.8-1.6 l/h per singolo punto e la profondità di installazione, compresa tra 20 e 35 cm, permette di evitare l'evaporazione ed il riaffioro.

In seguito sono mostrate lo schema e le planimetrie dell'impianto di irrigazione:

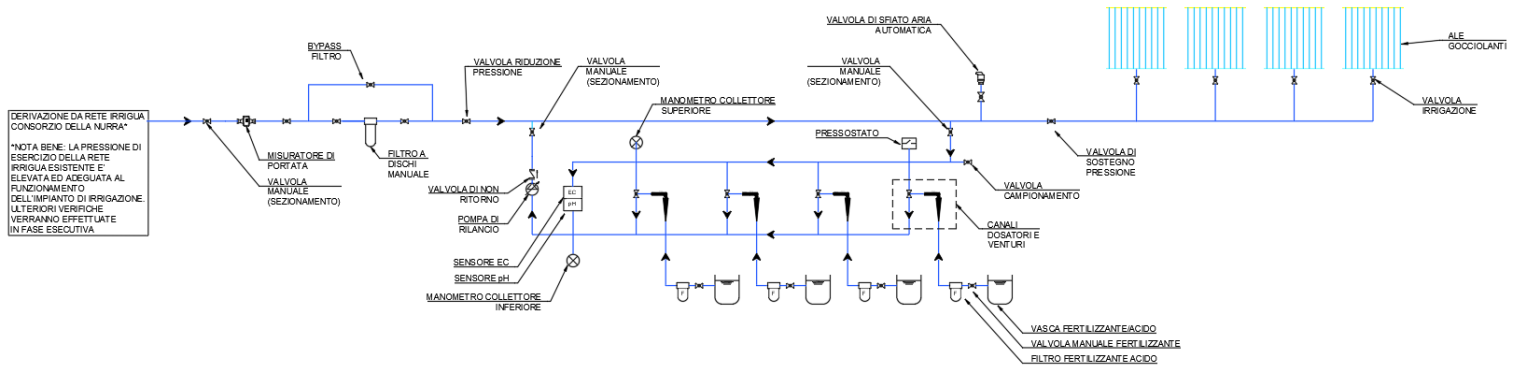


Figura 37 – Schematico impianto di irrigazione

10 OPERE ACCESSORIE

10.1 Sistemazione dell'area e viabilità

Ai fini di assicurare un'ottimale costruzione e gestione della centrale fotovoltaica, il progetto ha previsto la realizzazione *ex novo* di una viabilità di servizio funzionale alle operazioni di costruzione ed ordinaria gestione dell'impianto, come mostrato negli elaborati grafici allegati.

L'area sarà accessibile da ingressi posizionati in corrispondenza della viabilità locale.

La carreggiata stradale della viabilità di impianto presenterà una larghezza massima di 4 metri. La massicciata stradale sarà formata da una soprastruttura in misto stabilizzato di 0.10 m. Lo strato di fondazione sarà composto da un aggregato che potrà essere costituito da pietrisco e detriti di cava o di frantoio o materiale reperito in sito oppure da una miscela di materiali di diversa provenienza, in proporzioni da stabilirsi in sede di progettazione esecutiva.

Le carreggiate saranno conformate trasversalmente conferendo una pendenza dell'ordine del 2,5% per garantire il drenaggio ed evitare ristagni delle acque meteoriche.

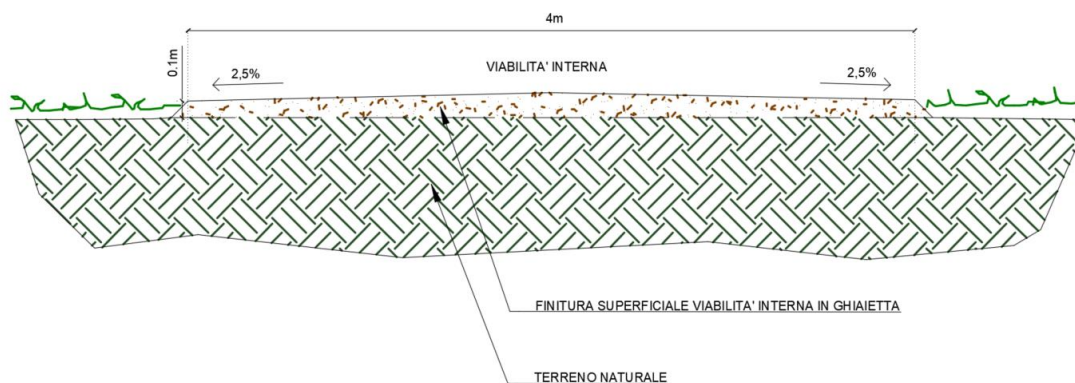


Figura 22 - Sezione tipo Viabilità interna

10.2 Recinzione e cancello

Al perimetro dell'impianto FV è prevista la realizzazione di una recinzione in rete metallica plastificata a maglia romboidale sostenuta da pali infissi in ferro zincato.

I sostegni in ferro zincato, dell'altezza di circa 2.0 metri verranno conficcati nel terreno per una profondità pari a 0,5 m. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi.

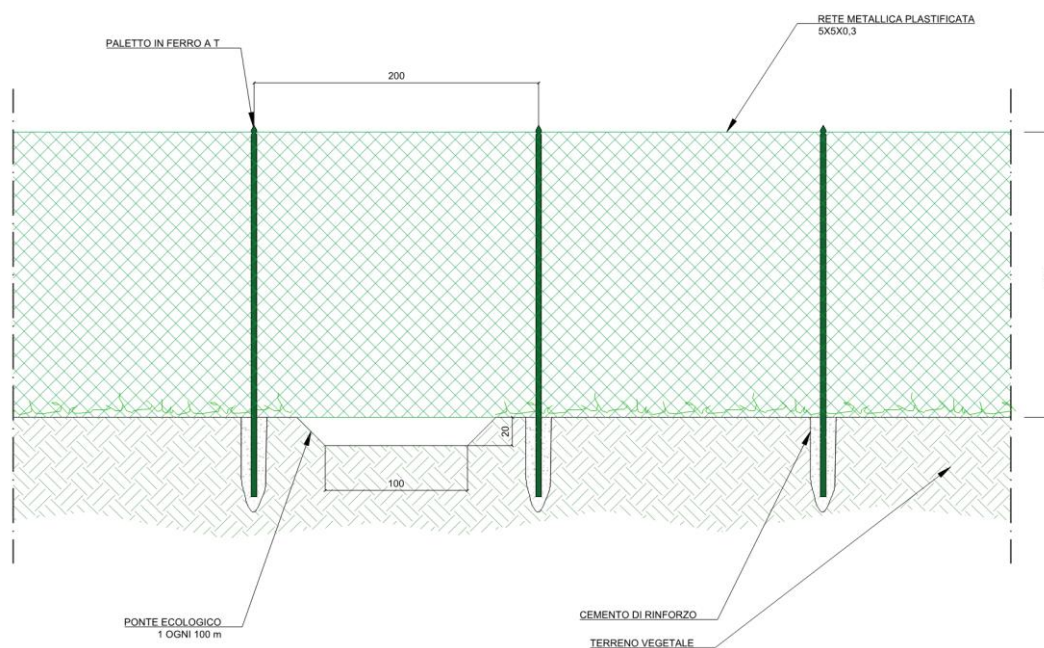


Figura 23 - Recinzione - Prospetto

Essa sarà costituita da una rete metallica di altezza 200 cm, sostenuta da pali in acciaio zincato infissi nel terreno.

Data la presenza di recinzioni di notevole lunghezza, al fine di prevenire le possibili ripercussioni negative in termini di deframmentazione degli habitat, sono state previste delle aperture ogni 20 m di altezza pari 30 cm ed ampiezza 100 cm circa, al fine di consentire il libero transito della piccola fauna selvatica del luogo dall'esterno all'interno e viceversa. Come si evince infatti dalla sezione tipo sopra riportata, le scelte progettuali effettuate permetteranno il passaggio della piccola fauna all'interno o all'esterno dell'impianto, in modo da scongiurare qualsivoglia frattura naturalistica.

Per l'accesso entro i siti di impianto dovranno realizzarsi dei cancelli realizzati in profilati di acciaio, assemblati tramite saldatura elettrica, verniciati e rete metallica in tondini di diametro 6 mm con passo della maglia di 15 cm, come da disegno di progetto. Il cancello è costituito da due ante a bandiera di altezza 2,40 m e di larghezza di 2,5 m, per una luce totale di 5 m, completo di paletto di fermo centrale e chiusura a lucchetto.

In alternativa alla tipologia sopra descritta, ove richiesto dalla D.L., i cancelli potranno essere realizzati in profilati scatolari di acciaio, assemblati per saldatura elettrica e successivamente zincati a caldo, con tamponamento delle ante in pannelli grigliati fusi elettricamente di acciaio zincato (a maglia quadrata di 60 x 60 mm circa costituita da piatti verticali di 25 x 3 mm collegati orizzontalmente da tondi del diametro 5 mm) solidarizzati al telaio mediante bulloneria inamovibile.

In ogni caso le cerniere dovranno essere in acciaio inox ed andranno opportunamente applicate ai pilastri di sostegno (in c.a. o in acciaio).

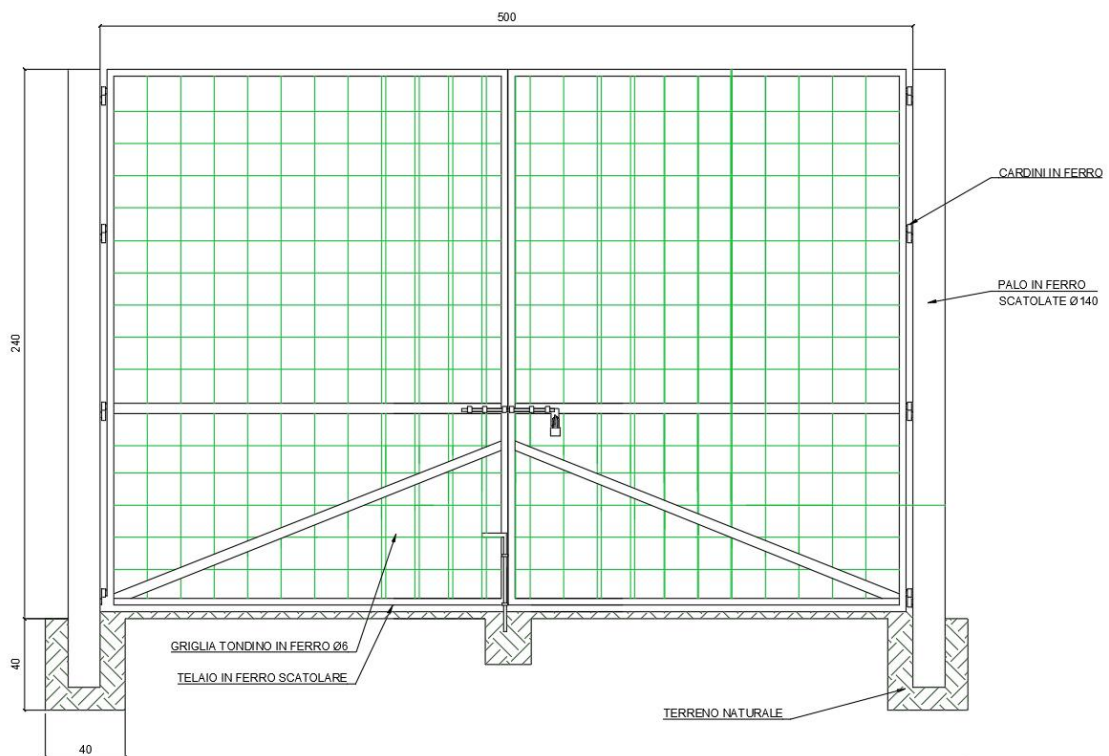


Figura 24 - Prospetto cancello di ingresso

10.3 Scavi per posa cavidotti

Le operazioni di scavo da attuarsi nell'ambito della costruzione del campo solare devono principalmente riferirsi all'approntamento degli elettrodotti interrati per la distribuzione BT e AT di impianto, e la realizzazione della dorsale AT di collegamento alla rete di distribuzione di Terna S.p.A.

Per la posa dei cavidotti interrati verrà effettuato uno scavo a sezione obbligata di larghezza 35 cm o 60 cm, ed avente una profondità di 100 cm. Lo scavo sarà riempito per i primi 30 cm con sabbia, mentre la parte rimanente verrà costipata con materiale proveniente dagli scavi. Il ricoprimento finale sarà effettuato avendo cura di ripristinare la superficie esistente interessata dallo scavo.

I cavidotti all'interno del campo fotovoltaico verranno posati senza l'utilizzo del corrugato di protezione a eccezione della fibra ottica che verrà posata all'interno di un tritubo, mentre quelli posati all'esterno del perimetro dell'impianto saranno posati con corrugato di protezione.

I cavidotti saranno segnalati mediante nastro monitore in polietilene reticolato, PVC plastificato o altri materiali di analoghe caratteristiche, conforme alla tabella ENEL DS 4285 matricola 858833.

Verranno posati dei pozzetti di ispezione di dimensione 100cm x 100cm, realizzati in calcestruzzo prefabbricato, in vari punti lungo il percorso dei cavi.

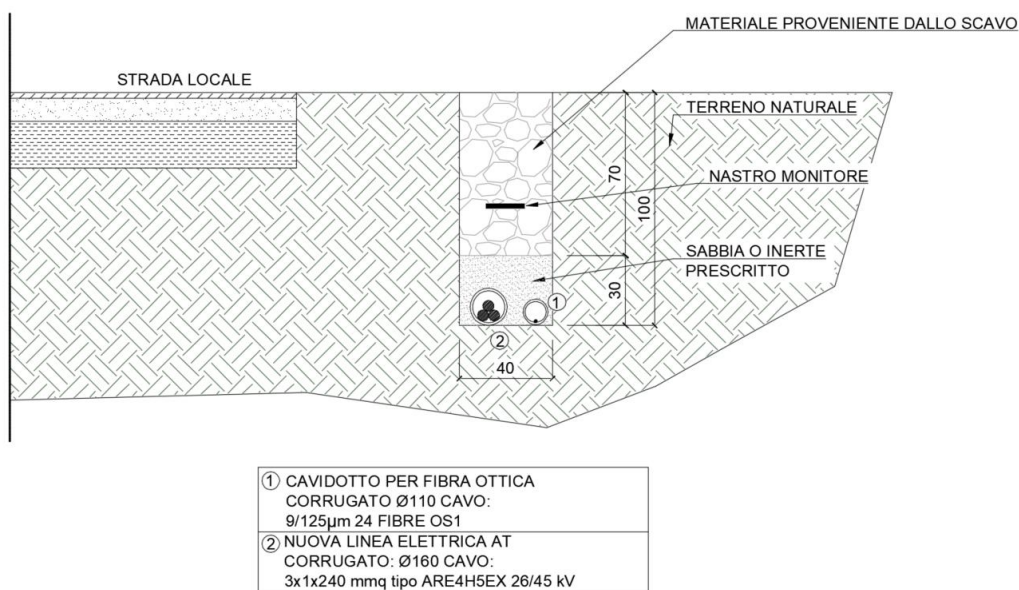
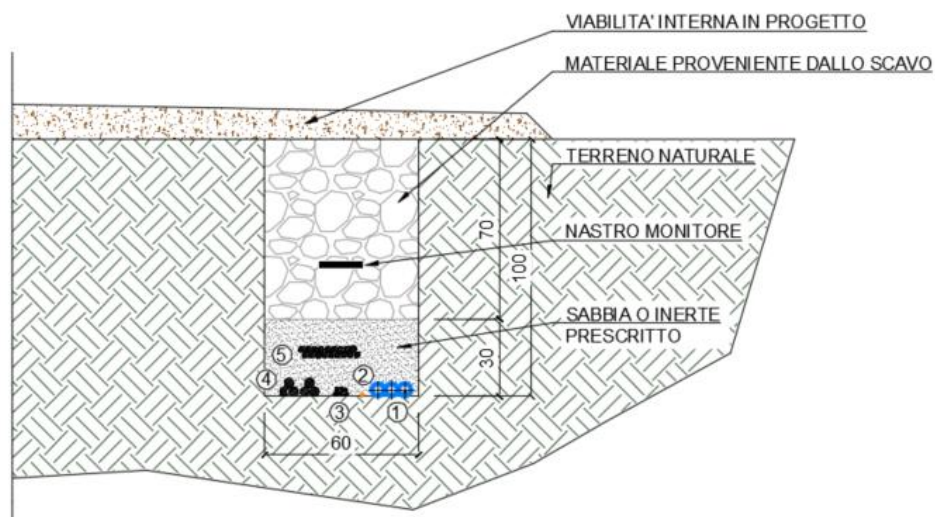


Figura 25 - Sezione tipologica di posa dei cavidotti all'esterno del campo agro-voltaico



①	TRITUBO PER FIBRA OTTICA CAVO: 50/125µm 24 FIBRE OM3
②	MESSA A TERRA CORDA DI RAME NUDO SEZ. 35 mmq
③	NUOVA LINEA ELETTRICA BT-ILL., VIDEO E TRACKER CAVI: - 2x3G16 mmq tipo FG16OR16 0,6/1kV - 4x3G6 mmq tipo FG16OR16 0,6/1kV
④	NUOVA LINEA ELETTRICA AT CAVO: - 3x1x95 mmq tipo ARE4H5EX 26/45 kV - 3x1x95 mmq tipo ARE4H5EX 26/45 kV
⑤	NUOVA LINEA ELETTRICA BT CAVI: - 6x(3x1x150) mmq tipo FG16R16 0,6/1 kV

N.B.: il numero di cavi nelle linee identificate con i numeri 3 e 5 può variare in funzione della posizione del dettaglio

Figura 26 - Sezione tipologica posa cavidotti all'interno del campo agro-voltaico

La fase di scavo prevede l'utilizzo di un escavatore a braccio rovescio dotato di benna, che scaverà e deporrà il materiale a bordo trincea; previa verifica positiva dei requisiti stabiliti dal D.M. 120/2017 (*Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164*), il materiale sarà successivamente messo in opera per il riempimento degli scavi, assicurando un recupero pressoché integrale dei terreni asportati.

L'eventuale materiale in esubero stazionerà provvisoriamente ai bordi dello scavo e, al procedere dei lavori di realizzazione dei cavidotti, sarà caricato su camion per essere trasportato all'esterno del cantiere presso centri di recupero/smaltimento autorizzati.

10.4 Attraversamenti mediante trivellazione TOC

La distribuzione dei cavidotti tra i sottocampi è effettuata principalmente tramite la posa di corrugati interrati negli scavi. Tuttavia, per l'attraversamento di alcune infrastrutture esistenti (Strada Provinciale 42 "dei Due Mari" e diverse condotte idriche del consorzio), per la posa dei corrugati si è deciso di adottare la Trivellazione Orizzontale Controllata.

Questa tecnica di scavo prevede l'utilizzo di una perforatrice in grado di spingere e ruotare delle aste di perforazione ad inclinazioni variabili, tramite le quali è possibile realizzare un percorso sotterraneo anche con tratti curvilinei. Il foro pilota così realizzato non è sufficientemente largo per la posa dei cavidotti, per cui la lavorazione prevede una successiva fase di allargamento dello scavo tramite un utensile (alesatore) montato in testa a aste di acciaio e tirato a ritroso lungo il percorso sotterraneo.

Di seguito vengono illustrate le varie fasi della Trivellazione Orizzontale Controllata

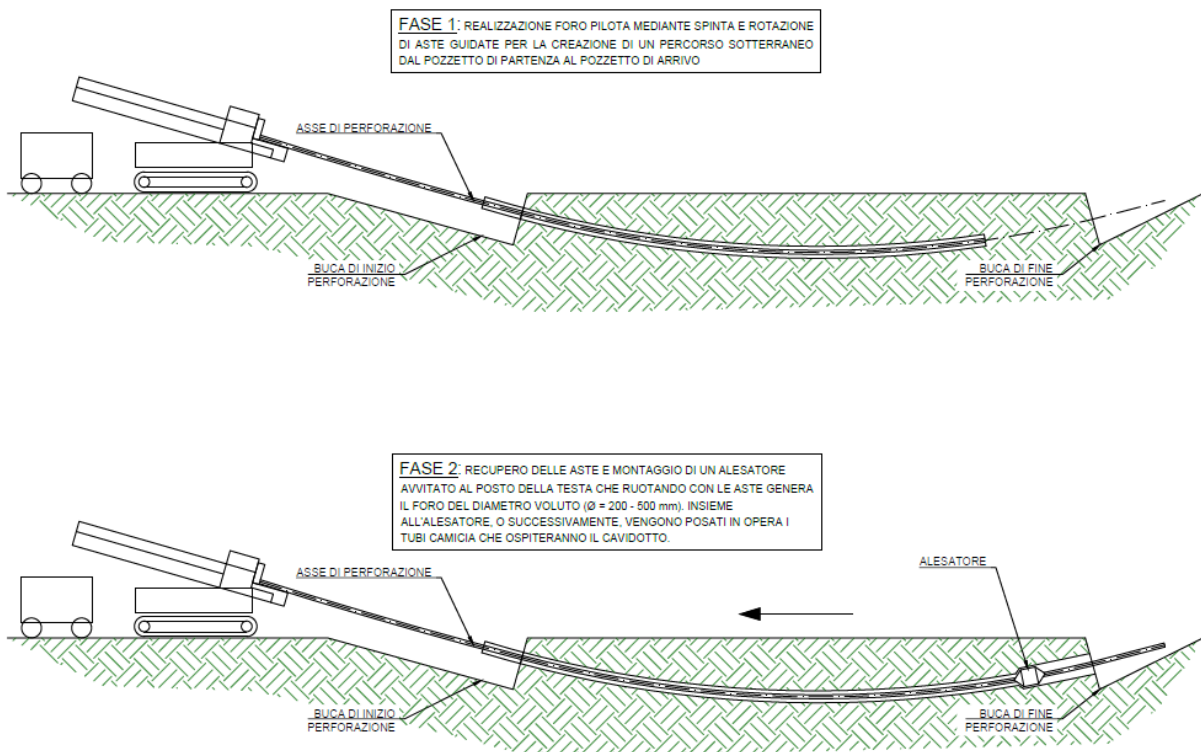


Figura 27 - Metodologia di posa tramite trivellazione TOC

11 DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO

Nel seguito, sarà fornita una sintetica descrizione delle attività costruttive finalizzate alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto.

11.1 Indicazioni generali per l'esecuzione dei lavori

I lavori dovranno essere eseguiti a regola d'arte da impresa abilitata secondo i criteri di sicurezza individuati dal testo unico della sicurezza e nella legislazione vigente in materia di sicurezza degli impianti.

L'impresa esecutrice dovrà disporre in organico di personale adeguatamente qualificato per l'esecuzione di lavorazioni che comportano rischio elettrico secondo la norma CEI 11-27.

11.2 Trasporto materiali in cantiere

Tutte le fasi di cantiere saranno caratterizzate da traffico di mezzi pesanti per il trasporto di apparecchiature e materiali. Sarà organizzato un spazio di accesso al cantiere dalla SP42. I mezzi raggiungeranno il cantiere principalmente da Sassari e da Porto Torres.

11.3 Principali lavorazioni previste

L'individuazione, analisi e valutazione delle lavorazioni e dei rischi ad esse correlati sarà oggetto di specifica analisi in sede di progettazione esecutiva; in tale fase si procederà, inoltre, alla definizione delle procedure organizzative e misure preventive e protettive in materia di sicurezza.

In questa sede possono comunque individuarsi le seguenti fasi lavorative principali:

- 1) **allestimento cantiere:** l'allestimento del cantiere costituisce la prima fase lavorativa della costruzione. L'allestimento e l'organizzazione di un cantiere edile comportano una serie di attività, quali, a titolo esemplificativo:
 - la costruzione di recinzione;
 - l'individuazione e allestimento degli accessi (sia pedonali che carrabili);
 - la realizzazione degli impianti di cantiere (acqua, elettricità, ecc.);
 - la realizzazione dell'impianto di messa a terra;
 - il picchettamento;

- l'individuazione e allestimento degli spazi di lavorazione (banco del ferraiolo, betoniera, molazza, ecc.).

Durante i lavori dovrà essere assicurato che il movimento di mezzi d'opera e personale avvenga in condizioni di sicurezza. A questo scopo, all'interno del cantiere dovranno essere approntate adeguate vie di circolazione carrabile e pedonale, corredate di appropriata segnaletica.

- 2) **Realizzazione dell'impianto elettrico del cantiere:** tale fase prevede la posa in opera dell'impianto elettrico del cantiere per l'alimentazione di tutte le apparecchiature elettriche, compresi quadri, interruttori di protezione, cavi, prese e spine, ecc.
- 3) **Scarico/Installazione di macchine varie di cantiere** (tipo betoniera, molazza, piegaferri/tranciatrice, sega circolare, ecc.): durante le fasi di scarico dei materiali sarà necessario vietare l'avvicinamento del personale e di terzi al mezzo di trasporto e all'area di operatività della gru idraulica del medesimo, mediante avvisi e sbarramenti. L'operatività del mezzo di trasporto dovrà essere segnalata tramite il girofaro. Gli autocarri in manovra devono essere assistiti da terra.
- 4) **Montaggio pannelli FV su inseguitori mono assiali e collegamento agli inverter:** l'attività comprende l'infissione dei sostegni verticali dei *tracker*, l'approvvigionamento, il sollevamento ed il montaggio dei componenti degli inseguitori fotovoltaici, e il loro fissaggio ai sostegni verticali; il montaggio di supporti per pannelli fotovoltaici costituiti da elementi idonei al fissaggio su piano inclinato; il sollevamento dei pannelli fotovoltaici e loro fissaggio ai supporti precedentemente montati; l'installazione degli inverter di conversione DC/AC e il collegamento delle stringhe di pannelli fotovoltaici. Data l'impossibilità pratica di porre il sistema fuori tensione alla presenza di luce solare si indicherà con opportuna segnaletica tale situazione di potenziale pericolo.
- 5) **Montaggio di cabine prefabbricate per l'alloggiamento dei quadri elettrici BT e AT:** durante le fasi di scarico dei materiali occorrerà vietare l'avvicinamento del personale e di terzi al mezzo di trasporto e all'area di operatività della gru idraulica del medesimo, mediante avvisi e sbarramenti. Il passaggio dei carichi sopra i lavoratori durante il sollevamento e il trasporto dei carichi dovrà essere vietato. Tutti i collegamenti elettrici dovranno essere eseguiti "fuori tensione".
- 6) **Realizzazione canalizzazioni e posa cavidotti:** prevede la posa e disposizione dei cavi in BT per il collegamento tra l'impianto FV e la cabina utente, e la posa dei cavi in AT per la connessione.

- 7) **Collaudo e messa in servizio:** La fase di collaudo prevede l'esecuzione di verifiche tecniche funzionali da effettuarsi al termine dei lavori di installazione (corretto funzionamento dell'impianto nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione, continuità elettrica e connessioni tra moduli, messa a terra di masse e scaricatori, ecc.).
- 8) **Smobilizzo del cantiere:** consiste nella rimozione del cantiere realizzata attraverso lo smontaggio delle postazioni di lavoro fisse, di tutti gli impianti di cantiere, delle opere provvisorie e di protezione, della recinzione posta in opera all'insediamento del cantiere stesso ed il caricamento di tutte le attrezzature, macchine e materiali eventualmente presenti, su autocarri per l'allontanamento.

11.4 Impianto elettrico di cantiere

All'origine dell'impianto deve essere previsto un quadro contenente i dispositivi di sezionamento, di comando e di protezione. L'impianto elettrico di cantiere dovrà essere dotato di interruttore generale magnetotermico differenziale con $I_{dn} = 0,03 \text{ A}$ e P.I. = 6kA. Deve essere previsto un dispositivo per l'interruzione di emergenza dell'alimentazione per tutti gli utilizzatori per i quali è necessario interrompere tutti i conduttori attivi per eliminare il pericolo.

La protezione contro i contatti diretti può essere assicurata da:

- protezione mediante isolamento delle parti attive, involucri o barriere (rimovibili solo con l'uso di una chiave o di un attrezzo), ostacoli che impediscono l'avvicinamento non intenzionale con parti attive;
- uso dell'interruttore differenziale con $I_{dn} \leq 30 \text{ mA}$ (protezione addizionale contro i contatti diretti in caso di insuccesso delle altre misure di protezione).

La protezione contro i contatti indiretti sarà assicurata da:

- protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione. Per i cantieri la tensione limite di contatto (UL) è limitata a 25V c.a.;
- protezione mediante componenti elettrici di classe II o con isolamento equivalente.

Le prese e spine previste per i cantieri saranno a norma CEI 23-12/1 e approvate da IMQ, il grado di protezione minimo deve essere IP43.

Le prese a spina devono essere protette da un interruttore differenziale da 30 mA (non più di 6 prese per interruttore), secondo quanto prescritto dalla CEI 64-8/7

I cavi flessibili degli apparecchi utilizzatori (p.es. avvolgicavi e tavolette multiple) devono essere del tipo H07RN-F, oppure di tipo equivalente ai fini della resistenza all'acqua e all'abrasione.

11.5 Precauzioni aggiuntive con impianti FV

Dal punto di vista della sicurezza il generatore fotovoltaico è una fonte energetica non interrompibile, data l'impossibilità pratica di porre il sistema fuori tensione alla presenza di luce solare, sia in fase di costruzione del generatore fotovoltaico, sia in occasione della sua manutenzione.

In caso di intervento delle protezioni, comandando i dispositivi di apertura lato c.c., si determina l'innalzamento della tensione del generatore fotovoltaico e il mantenimento di eventuali archi elettrici che si fossero creati sui circuiti c.c.

È necessario indicare con opportuna segnaletica (*Figura 25*) tale situazione di pericolo durante l'installazione e manutenzione degli impianti FV.



Figura 28 - Segnaletica da utilizzare per i lavori sugli impianti FV

11.6 Tempi di realizzazione

La durata complessiva dei lavori è indicativamente stimata in circa 16 mesi a decorre dall'apertura del cantiere. Si precisa, peraltro, come il cronoprogramma effettivo delle operazioni di cantiere potrà scaturire solo a seguito dell'elaborazione del Piano di Sicurezza e Coordinamento allegato al Progetto Esecutivo dell'impianto.

12 POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO A LIVELLO LOCALE

Di seguito vengono individuate le attività funzionali allo sviluppo e realizzazione del progetto che sono state, o verranno, realizzate facendo ricorso ad operatori e maestranze locali, secondo le distinte fasi di attuazione dell'intervento. Per una disamina più approfondita si invita alla lettura dell'elaborato "DTG_012_ ANALISI DELLE RICADUTE SOCIO-OCCUPAZIONALI".

Fase di Progettazione e Autorizzatoria

Tale fase si riferisce al conferimento di incarichi professionali ed all'affidamento di servizi per il conseguimento del titolo abilitativo alla costruzione ed esercizio dell'impianto. Le attività comprendono le spese di progettazione ed i costi per le indagini.

Fase di Costruzione

Verranno eseguite con maestranze locali, come peraltro di prassi nel settore, tutte le attività non strettamente specialistiche oltreché la Direzione Lavori ed il coordinamento per la sicurezza.

Fase di Gestione Operativa

Si tratta di attività continuative lungo il ciclo di vita dell'impianto (30 anni indicativamente) con coinvolgimento di maestranze locali per: ispezione e manutenzione elettrica di primo intervento, assistenza agli interventi di manutenzione programmata e straordinaria, lavaggio pannelli, manutenzione verde, sorveglianza. A tale riguardo la Baiona Sun 2 S.r.l. ha in programma di far riferimento ad una struttura operativa che preveda il coinvolgimento delle seguenti figure professionali incaricate: n.1 elettricista, n. 1 operaio.