

DSIT6

novembre 2023

BON_PG_0101

Impianto agrivoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica denominato "Bonorva", con potenza di picco di 72,66 MWp e potenza in immissione 60,2 MW da realizzare nel comune di Bonorva (SS), e relative opere di connessione alla RTN

RELAZIONE DESCRITTIVA GENERALE DI PROGETTO

DS ITALIA 6 SRL

Gruppo di lavoro:

Nome e cognome	Ruolo nel gruppo di lavoro
Alessandra Sulis	Coordinamento Progettazione Civile e Idraulica
Sara Tonini	Coordinamento Studi Ambientali
Matteo Bertoneri	Ingegnere Ambientale
Igor Carpita	Progettazione elettrica impianto
Gabriele Castè	Progettazione elettrica impianto
Salvatore Mastinu	Progettazione elettrica impianto
Alessandro Deiana	Progettazione elettrica impianto
Luca Corsini	Ingegnere Strutturista
Fabrizio Brozzi	Architetto
Emanuele Roveccio	Paesaggista
Greta Madrignani	Rendering
Loredana Frongia	Esperta Ambientale
Luca Menconi	Aspetti ambientali
Denise Morabito	Aspetti ambientali
Nicola Ambrosini	Tecnico competente in acustica
Alberto Dazzi	Agronomo
Debora Bedini	Faunista
Remigio Franzini	Esperto CAD e GIS
Marcella Palmas	Esperto CAD e GIS
Carlotta Viridis	Esperto CAD e GIS
Daniele Melis	Esperto CAD e GIS
Alessia Sirigu	Esperto CAD e GIS
Emanuele Licheri	Esperto Idraulica
Matteo Meloni	Esperto Idraulica
Claudia Corda	Esperta Ambientale
Monica Melis	Esperta Ambientale
Alessia Aritzu	Esperta Ambientale

INDICE

1	PREMESSA	5
1.1	SINTESI DEI DATI PROGETTUALI	6
2	STATO ATTUALE.....	7
2.1	SITO D’INTERVENTO.....	7
2.1.1	Inquadramento catastale area impianto.....	9
2.1.2	Inquadramento urbanistico territoriale e vincolistico	10
2.2	ASPETTI AMBIENTALI DI RILEVANZA	11
2.2.1	Rilievo topografico	11
2.2.2	Morfologia e geologia.....	11
2.2.3	Idrografia superficiale.....	14
2.2.4	Idrogeologia.....	19
2.2.5	Caratterizzazione geotecnica	23
2.2.6	Caratterizzazione sismica	24
3	STATO DI PROGETTO	27
3.1	LAYOUT IMPIANTO	27
3.2	COMPONENTI DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO	30
3.2.1	Moduli fotovoltaici	31
3.2.2	Inverter di stringa	33
3.2.3	Power Station o Cabina di campo	34
3.2.4	Cabina AT di raccolta e di consegna	35
3.2.5	Quadri di tensione	35
3.2.6	Cavi potenza BT - AT.....	36
3.2.7	Sistema Monitoraggio e controllo	37
3.2.8	Strutture di supporto moduli	37
3.2.9	Recinzione e cancello	38
3.2.10	Viabilità interna area impianto.....	40
3.3	CONNESSIONE ALLA RTN	40
3.4	PROGETTO AGRONOMICO E MITIGAZIONE	42
3.5	CALCOLI DI PROGETTO	45
3.5.1	Calcoli elettrici	45
3.5.2	Calcoli di producibilità	45
3.5.3	Calcoli degli indici agrivoltaici.....	46
3.5.4	Calcoli strutturali	47
3.5.5	Calcoli idraulici.....	47
4	REALIZZAZIONE IMPIANTO	50
4.1	CRONOPROGRAMMA LAVORI	51



4.2	PRIME INDICAZIONI SICUREZZA	53
4.3	MOVIMENTAZIONE TERRA	53
4.4	FIGURE PROFESSIONALI E MEZZI D'OPERA	54
4.5	VERIFICHE, PROVE E COLLAUDI	55
4.6	COSTI.....	56
5	MANUTENZIONE IMPIANTO.....	58
5.1	MODULI FOTOVOLTAICI.....	58
5.2	STRINGHE FOTOVOLTAICHE	58
5.3	QUADRI ELETTRICI	58
5.4	COLLEGAMENTI ELETTRICI.....	59
6	DISMISSIONE IMPIANTO.....	60
7	RIFERIMENTI NORMATIVI.....	63

1 PREMESSA

La società proponente DS Italia 6 S.r.l. con sede in Roma, Via del Plebiscito 112, 00186, opera nel mercato dell'energia elettrica e si occupa dello sviluppo e della progettazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso la realizzazione di impianti fotovoltaici e agrovoltaici. DS Italia 6 S.r.l. fa parte del gruppo DVP Solar Worldwide, primario gruppo internazionale, appartenente al Gruppo Everwood, con più di 3 GW di potenza attualmente in sviluppo in Italia, Spagna, Francia, Germania, Colombia e Perù.

Il progetto in oggetto sarà eseguito in regime Agrivoltaico mediante la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso un sistema integrato con l'attività agricola, garantendo un modello eco-sostenibile che produce contemporaneamente energia pulita e prodotti sani da agricoltura biologica.

In riferimento a quanto previsto dalle **Linee Guida in materia di impianti agrovoltaici pubblicate dal MITE il 27 Giugno 2022**, il presente progetto è definito come impianto agrovoltaico avanzato. **meritevole, ai sensi dell'art.65, co. 1-quater e 1-quinquies del D.L. 24 gennaio 2012, n.1, dell'accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche.** in quanto rispondente ai requisiti A (A.1 e A.2), B (B.1 e B.2), C, D e E, come dettagliato nelle succitate Linee Guida.

Nel caso di studio, le strutture sono posizionate in modo tale da consentire lo sfruttamento agricolo ottimale del terreno. È stato considerato un pitch pari a 7,5 metri per consentire il pascolo e garantire la giusta illuminazione al terreno, mentre i pannelli sono distribuiti in maniera da limitare al massimo l'ombreggiamento, così da garantire una perdita pressoché nulla del rendimento annuo in termini di produttività dell'impianto fotovoltaico in oggetto e la massimizzazione dell'uso agronomico del suolo coinvolto. Entrando nel merito, la superficie complessiva dell'area catastale è pari a ca. 128,32 ha, dei quali la superficie utile sede dell'impianto di progetto è pari a ca. 91,53 ha: qui, la scelta operata da parte della Società proponente di sfruttare l'energia solare per la produzione di energia elettrica optando per il regime Agrivoltaico, consente di coniugare le esigenze energetiche da fonte rinnovabile con quelle di minimizzazione della copertura del suolo, allorché tutte le aree lasciate libere dalle opere e le aree non utilizzabile a causa della geologia, della morfologia e, in quota parte, dei vincoli di natura paesaggistica saranno rese disponibili per fini agricoli. Infatti, come dettagliato nell'elaborato di progetto "BON_SA_1201_0_Relazione pedo-agronomica" a cui si rimanda, per i terreni di cui dispone la Società proponente è stato elaborato il seguente progetto:

- mantenimento, gestione e miglioramento del pascolo pluriennale attraverso la coltivazione di miscela di leguminose e graminacee pluriennali da pascolo, nelle aree interne alla recinzione, mentre nelle aree esterne alla recinzione si prevede un avvicendamento fra cerealicole e leguminose da foraggio



Infine, l'impianto fotovoltaico sarà tecnicamente connesso ad una nuova Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN denominata "Bonorva" a 220 kV da inserire in entra – esce alla linea 220 kV "Codrongianos – Ottana".

1.1 Sintesi dei dati progettuali

Nella Tabella sono riepilogate in forma sintetica le principali caratteristiche tecniche dell'impianto di progetto.

DATI	DESCRIZIONE
Richiedente	DS ITALIA 6 S.R.L
Luogo di installazione:	Comune di Bonorva – Provincia di Sassari
Potenza di picco (MWp):	72,66 MWp
Connessione:	Interfacciamento alla rete mediante soggetto privato nel rispetto delle norme CEI
Tipo strutture di sostegno:	Strutture fisse disposte in direzione Est-Ovest
Inclinazione piano dei moduli:	23°
Azimuth di installazione:	0°
Cabine PS:	n.29 distribuite nell'area del campo fotovoltaico
Posizione cabina elettrica di interfaccia:	n.1 nell'area del campo fotovoltaico
Storage	BESS non presente
Rete di collegamento:	Alta Tensione – 36 kV da campo fotovoltaico a nuova SE

2 STATO ATTUALE

2.1 Sito d'intervento

Il sito individuato dal progetto in esame è ubicato nell'area extraurbana del comune di Bonorva in Provincia di Sassari e risulta essere inserito in un contesto agricolo a 5,5 km a Nord-Est dalla stessa città e a 36 km dalla costa ovest della Sardegna.

L'uso del suolo è caratterizzato dal pascolo naturale non irriguo a servizio dell'allevamento estensivo di ovini.

L'area deputata all'installazione degli impianti fotovoltaici si suddivide in 3 macroaree. Queste risultano essere adatte allo scopo avendo una buona esposizione ed essendo raggiungibili ed accessibili attraverso le vie di comunicazione esistenti.



Figura 2-1: Area di impianto

L'area sede dell'impianto fotovoltaico, di potenza nominale di 72,66 MWp risulta essere pari ad oltre 128,32 ha di cui circa 91,53 ha utili per l'installazione del campo fotovoltaico, ove saranno installate altresì le Power Station (o cabine di campo) che avranno la funzione di elevare la tensione da bassa (BT) ad alta (AT). La connessione dell'impianto all'area SE avverrà, quindi, mediante cavo interrato AT che si estenderà per un percorso di circa 0,238 km, massimamente lungo la viabilità pubblica. L'allaccio alla stazione elettrica avverrà in antenna a 36 kV a una nuova Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN denominata "Bonorva" da inserire in entra – esce alla linea 220 kV "Codrongianos – Ottana".

La rete stradale che interessa l'area di impianto è costituita da:

- SP21 che si estende a su ovest dell'area impianto 1 proseguendo sino ad estendersi ad est dell'area impianto 3;
- SP83 che si estende a est dell'area impianto 1
- Strada vicinale che si estende a sud est dell'area impianto 2
- SP43 che si estende sud-est dell'area impianto 3;

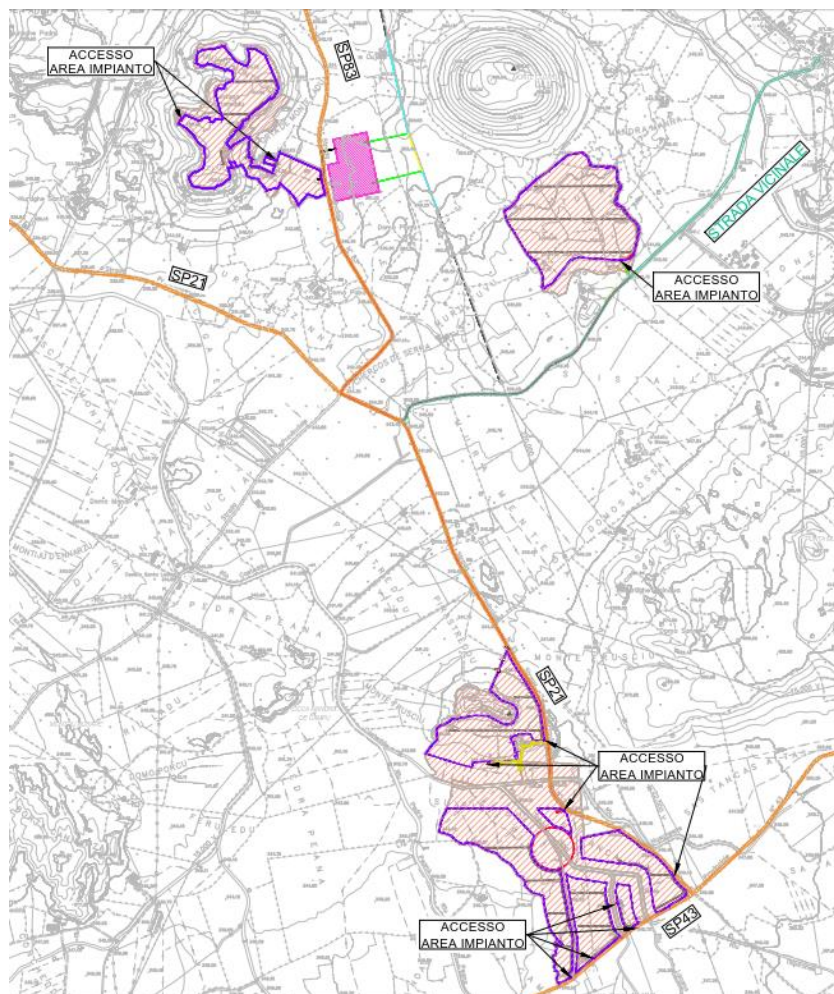


Figura 2-2: Localizzazione dell'area impianto e connessione



Le aree scelte per l'installazione dell'impianto fotovoltaico sono interamente contenute all'interno di aree di proprietà privata; per tali aree DS ITALIA 6 s.r.l. stipulato con i proprietari un contratto preliminare di diritto di superficie "Rif. BON_PG_0601_0_Piano particellare e disponibilità giuridica".

Il sito risulta essere adatta allo scopo presentando una buona esposizione ed è accessibile attraverso le vie di comunicazione esistenti.

Attraverso la valutazione delle ombre si è cercato minimizzare e ove possibile eliminare l'effetto di ombreggiamento, così da garantire una perdita pressoché nulla del rendimento annuo in termini di produttività dell'impianto fotovoltaico in oggetto.

2.1.1 Inquadramento catastale area impianto

In riferimento al Catasto Terreni del Comune di Bonorva (SS), l'impianto occupa le aree di cui al Foglio 8, 10, 20, 36 e 37 sulle particelle indicate nella tabella seguente:

FOGLIO	PARTICELLE
8	14, 16, 28, 30, 32, 34, 38, 39, 40, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 65, 79, 80, 83, 84, 104, 106, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 167
10	28, 29, 30,31, 200
20	31, 32, 90, 96
36	58, 59, 60, 86, 159
37	4, 6, 8, 9, 10, 17, 18, 19, 25, 27, 29

Per il dettaglio si rimanda all'elaborato "Rif. BON_PG_0901_0_Inquadramento catastale area impianto", di cui viene riportato un estratto nella figura seguente:

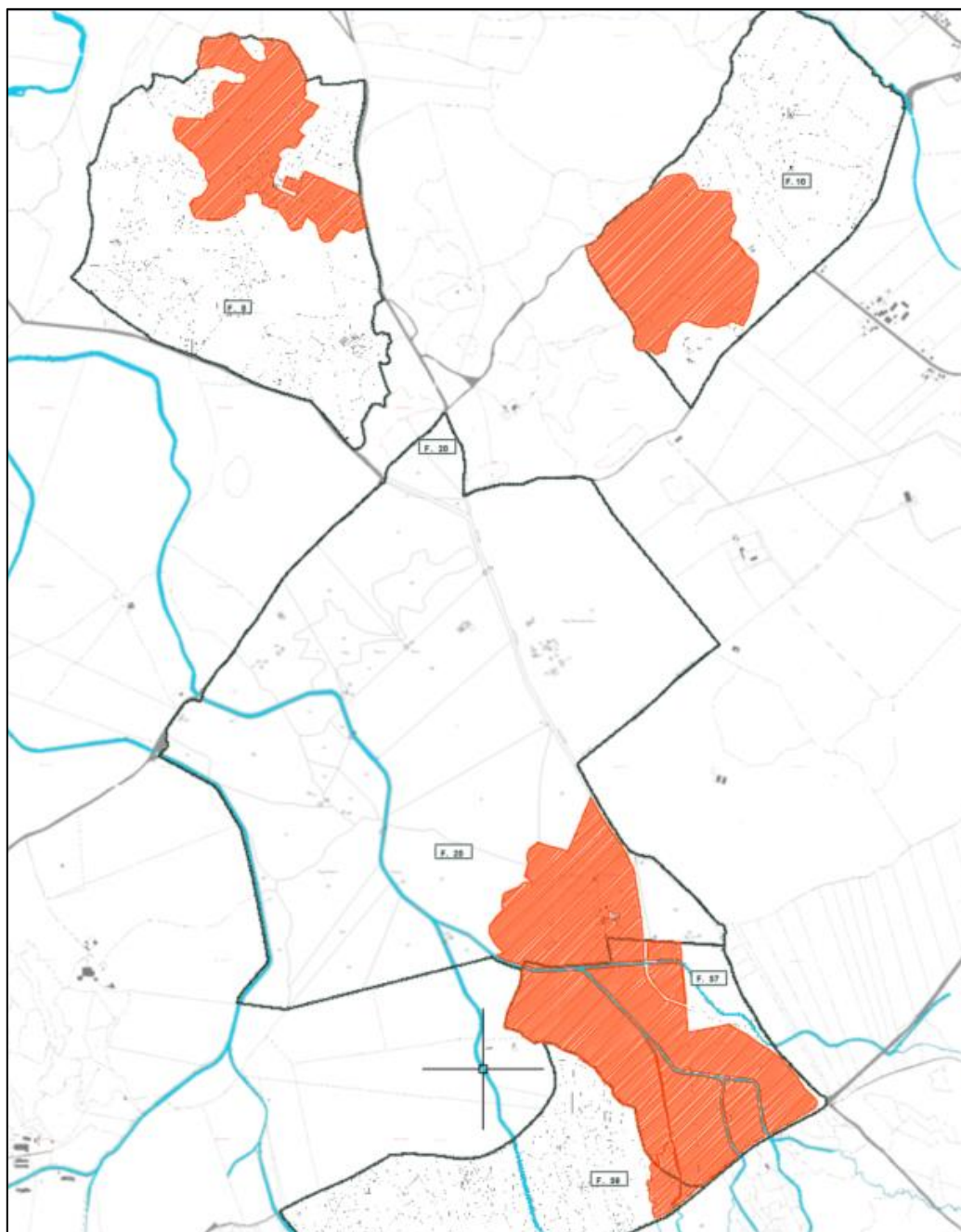


Figura 2-3: Inquadramento catastale area di impianto

2.1.2 Inquadramento urbanistico territoriale e vincolistico

Lo studio urbanistico è stato redatto analizzando il rapporto del progetto in esame con gli strumenti normativi e di pianificazione vigenti, riportati in dettaglio dell'elaborato Rif. "BON_SA_0301_0_Studio di inserimento urbanistico".

Secondo la cartografica del PUP-PTC (Mosaico degli strumenti urbanistici), l'area dell'impianto e del cavidotto interrato, nonché della nuova SE "Ittiri" risultano in zona E "agricola". I vincoli emergenti dal



PAI (aree in pericolosità da frana) e dal PPR (fascia di rispetto da corsi d'acqua) rimangono escluse dell'area netta dell'impianto

2.2 Aspetti ambientali di rilevanza

2.2.1 Rilievo topografico

Nell'estate 2022 è stato eseguito un rilievo topografico con GPS al fine di definire l'andamento plano-altimetrico del terreno e la presenza di interferenze nelle aree destinate alla realizzazione del nuovo impianto fotovoltaico.

La campagna investigativa topografica e fotogrammetrica ha interessato tutta l'area di progetto in modo completo e dettagliato attraverso l'uso di un drone e una stazione totale a terra. Con questi dati è stato possibile predisporre un Modello Digitale del Terreno (DTM) tarato con i modelli digitali del terreno forniti dalla Regione Sardegna.

2.2.2 Morfologia e geologia

L'attuale configurazione geologica e morfologica delle varie zone qui in studio, deve la sua origine a dinamiche tettoniche che hanno interessato la parte meridionale della microplacca sardo-corso in due fasi distinte, una riferibile ad un passato geologico "antico" e una ad uno "recente":

- La più antica va riferita ad una complessa geodinamica collisionale e di rifting, di età oligo - miocenica, che innesca e determina il movimento *roto traslazionale* del Blocco Sardo-Corso;
- La più recente va geocronologicamente riferita alle epoche Pliocene superiore - Pleistocene, durante le quali la Sardegna è stata interessata da un intenso vulcanismo caratterizzato da un ampio spettro compositivo, all'interno del quale dominano per abbondanza magmi basaltici ad affinità alcalina e tholeitica (Lustrino et al., 2002).

Al fine di descrivere le caratteristiche geologico strutturali delle aree interessate sono state distinte cinque zone:

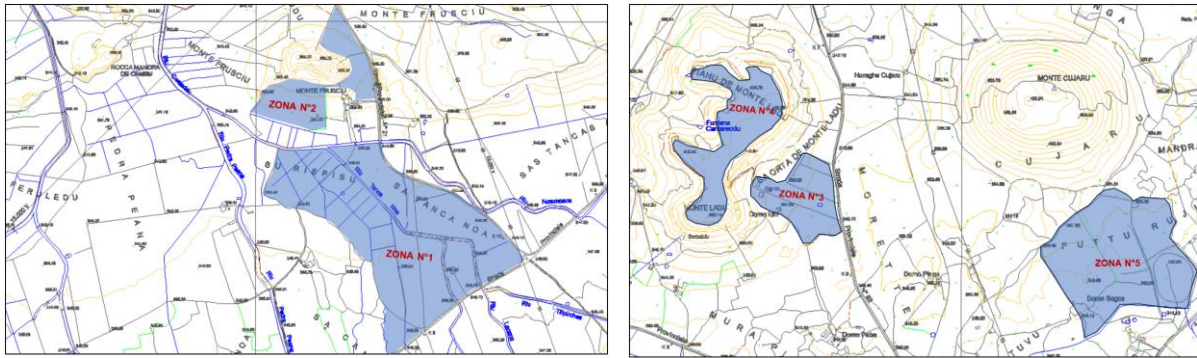


Figura 2-4: Inquadramenti su CTR con evidenza delle zone: 1, 2, 3, 4 e 5

- Zona 1: in prossimità dell'incrocio tra la SP43 e la SP21 (Loc. Su Rispisu – Loc. Sa Tanca Noa); l'area è caratterizzata da un assetto planoaltimetrico circa pianeggiante, con quote medie prossime a 344 m slmm. L'uso del suolo è caratterizzato in parte dal prato-pascolo non irriguo al servizio dell'allevamento estensivo di ovini e in parte per la coltivazione di cerealicole. L'area è caratterizzata dalla presenza esclusiva di sedimenti di origine alluvionale e colluviale, di età olocenica – attuale, con tessiture molto variabili verticalmente (limi, sabbie e talvolta ghiaie) ma sempre molto fini in superficie (limi e argille).
- Zona 2: comprende un'ampia fascia di raccordo pedemontano del M.te Frusciu (in senso orario da NNE verso WSW) con quote medie prossime a 350 m slmm. L'area risulta debolmente inclinata con pendenze comunque inferiori a 15°. L'uso del suolo è caratterizzato in parte dal prato-pascolo non irriguo al servizio dell'allevamento estensivo di ovini e in parte per la coltivazione di cerealicole. La genesi del M.te Frusciu va riferita alla fase tettonica antica: trattasi infatti di un deposito vulcanico da flusso piroclastico in facies ignimbratica, saldato, con strutture da vitroclastiche ad eutaxitiche appartenente all'Unità Vulcanica di Macomer (Miocene inf.: Burdigaliano) e in piccola parte da depositi sempre vulcanici da flusso piroclastico pomiceo-cineritico in facies ignimbratica, debolmente saldato, spesso argillificato, ricco in pomici, appartenente all'Unità Vulcanica di Chilivani (Miocene inf.: Burdigaliano).
- Zona 3: comprende una stretta fascia di raccordo pedemontano del M.te Ladu (verso WSW), con quote medie prossime a 350 m slmm. L'area risulta debolmente inclinata con pendenze comunque inferiori a 15°. L'uso del suolo è caratterizzato in parte dal prato-pascolo non irriguo al servizio dell'allevamento estensivo di ovini e in parte per la coltivazione di cerealicole. La fascia pedemontana di interesse è invece costituita, come da modello genetico, da depositi di origine eluvio colluviale con tessitura molto variabile (limi sabbie e ghiaie) sia superficialmente che in profondità, di età Olocenica – attuale. L'improvvisa interruzione delle

prove eseguite lascia supporre la presenza del basamento cristallino (cenozoico vulcanico o sedimentario) a profondità inferiori a 5,0 m.

- Zona 4: comprende buona parte del pianoro di vetta del M.te Ladu (*Loc. Planu de Monte Ladu*) Costituendo la vetta di un altopiano, l'area risulta pressoché pianeggiante, con quote medie prossime a 412 m slmm. L'uso del suolo è caratterizzato esclusivamente dal prato-pascolo non irriguo al servizio dell'allevamento estensivo di ovini.

La genesi di questa struttura morfologica è da riferire ad entrambi le fasi tettoniche (antica e recente) menzionate precedentemente. Alla prima delle due fasi si deve la genesi dei litotipi che lo costituiscono: i depositi vulcanici da flusso piroclastico pomiceo-cinertico in facies ignimbratica, debolmente saldati, spesso argillificati, ricchi in pomici dell'Unità Vulcanica di Chilivani alla base (che determinano i versanti inclinati della struttura) e i depositi marini della Formazione di Mores (Secondo ciclo sedimentario della trasgressione oligo-miocenica) costituiti da calcareniti, calcari bioclastici fossiliferi posti *a cappello*, con pareti circa verticali e spessori pari a 4 – 5 m, in testa alla struttura. Alla seconda delle due fasi tettoniche va riferita la forma troncoconica del rilievo, dovuta alle dinamiche di sprofondamento tettonico plioceniche pleistoceniche, le quali hanno agito simultaneamente ai processi disgregativi meteorici. La superficie della zona in studio vede quindi la presenza subsuperficiale, al di sotto di una esigua coltre detritica (spessore massimo 0,60 m), del basamento lapideo, costituito dai depositi sedimentari cenozoici.

- Zona 5: comprende una fascia di raccordo pedemontano del M.te Cujaru (in senso orario da SW verso S). L'area risulta debolmente inclinata con pendenze comunque inferiori a 15° e con quote medie prossime a 355 m slmm. L'uso del suolo è caratterizzato quasi esclusivamente dal prato-pascolo non irriguo al servizio dell'allevamento estensivo di ovini.

Il M.te Cujaru è un rilievo di forma conica regolare che emerge rispetto a un piccolo plateau di lava basaltica. Il rilievo, vista l'importanza geologica e ambientale merita una breve descrizione, malgrado non sia incluso nella zona di interesse. Il cono preserva la depressione craterica, sebbene parzialmente colmata da sedimenti legati al disfacimento dell'edificio. Il cono è circondato da colate basaltiche probabilmente riferibili allo stesso evento eruttivo e allo stesso centro di emissione che ha edificato il cono. La litologia dei depositi che costituiscono l'edificio è quella propria dei depositi di caduta di scorie sciolte, di colore dal nero al rosso e di dimensione delle bombe e dei lapilli. Sulla base delle caratteristiche dei depositi, e per analogia di forma e dimensione con altri edifici presenti nella zona e in altre aree vulcaniche, si ritiene che il Monte Cujaru rientri pienamente all'interno della tipologia *cono di*

scorie. L'edificio si è verosimilmente edificato nel corso di una singola eruzione in stile hawaiano o stromboliano. I prodotti vulcanici emessi sono rappresentati da basalti debolmente alcalini a tessitura porfirica per la presenza di fenocristalli di plagioclasio, clinopirosseno e olivina (Beccaluva et al., 1981), appartenenti alla Subunità di Monte Riju – Basalti del Logudoro. La fascia pedemontana di interesse è invece costituita, come da modello genetico, da depositi di origine eluvio colluviale con tessitura molto variabile (limi sabbie e ghiaie) sia superficialmente che in profondità, di età Olocenica – attuale. Lo spessore delle coltri eluvio colluviali varia da pochi metri, al limite di zona verso valle, a pochi decimetri verso monte, dove, peraltro, si rileva la presenza di grossi blocchi isolati con diametro talvolta pluridecimetrico.

2.2.3 Idrografia superficiale

Con D.G.R. n. 45/57 del 30.10.1990, il Bacino Unico Regionale, appartenente al Distretto idrografico della Sardegna, come si vede dalla figura di seguito, viene suddiviso in sette Sub-Bacini, già individuati nell'ambito del Piano per il Razionale Utilizzo delle Risorse Idriche della Sardegna (Piano Acque) redatto nel 1987, ognuno dei quali caratterizzato da generali omogeneità geomorfologiche, geografiche, idrologiche ma anche da forti differenze di estensione territoriale.

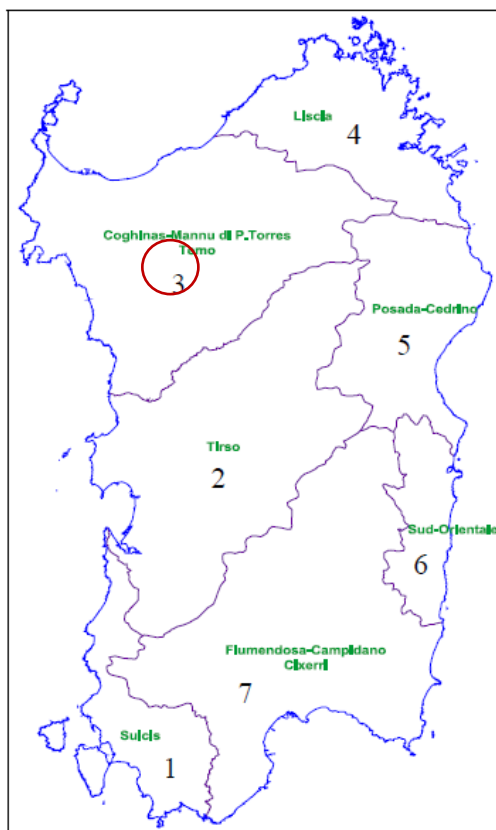


Figura 2.5- Delimitazione dei Sub-bacini Regionali Sardi (fonte: PAI)

L'area di intervento ricade all'interno del *Sub-bacino Coghinas - Mannu di P. Torres - Temo*, il quale, estendendosi per 5402 km², occupa una superficie pari al 23% del territorio regionale, in particolare, l'area di progetto si colloca nella porzione ricompresa tra il Riu Mannu di Mores, a ovest, e il Riu Mannu di Ozieri, a est, di cui il Riu Mannu di Mores è affluente.

Il Riu Mannu di Ozieri nasce alle pendici della Punta Santa Maria (km 913) con il nome dirio Badulatu che successivamente cambia con quello di rio Butule e infine cambia il nome in riu Mannu, nella piana di Chilivani, nel punto in cui si getta il suo affluente, il rio Mannu de Mores. A circa 3 km più a est il rio è attraversato dal ponte romano Pont'ezzu e, sbarrato a 164 m di altitudine, contribuisce a formare il lago del Coghinas. Il lago ha una capacità di 254 milioni di metri cubi d'acqua, che permettono il funzionamento della centrale idroelettrica costruita nel 1924. Il corso idrico che esce dal lago del Coghinas prende il nome di Coghinas, nasce principalmente dalle acque del Rio Mannu di Ozieri e del Rio Mannu di Berchidda e, dopo un percorso di circa 115 Km, sfocia nella parte orientale del Golfo dell'Asinara, nei pressi di Valledoria.

A ovest dell'area in cui sorgerà l'impianto si estende il fiume Temo che rappresenta l'unico caso in Sardegna di fiume navigabile con piccole imbarcazioni (negli ultimi chilometri del suo percorso). Nasce con il nome di rio Lacanu a circa 500 m s.l.m. dalle falde del monte Calarighe, in comune di Villanova Monte Leone in provincia di Sassari, e ha una portata molto variabile finché non si immette nel lago



Temo, dove cambia il suo nome appunto in Temo e presenta deflusso annuo assai più regolare. Il suo sbocco al mare avviene, tramite un ampio estuario, sulla spiaggia di Bosa Marina.

A nord-ovest dell'area di intervento troviamo il Rio Mannu di Porto Torres che nasce dal Monte sa Figu in territorio di Siligo, attraversa la Provincia di Sassari e sfocia nel Golfo dell'Asinara presso la spiaggia della Marinella a Porto Torres. È considerato un corso d'acqua naturale di primo ordine in quanto recapita la propria acqua direttamente in mare ed ha un bacino imbrifero con una superficie maggiore di 200 km. Il bacino si estende nell'entroterra per 671,32 kmq ed è caratterizzato da un'intensa idrografia dovuta alle varie tipologie rocciose attraversate.

Per un'analisi di maggior dettaglio in Figura 2.6 si riporta il Reticolo idrografico dell'area di studio, caratterizzato da bacini di I e II ordine, con regime a forte carattere stagionale, con deflusso generale verso NW.

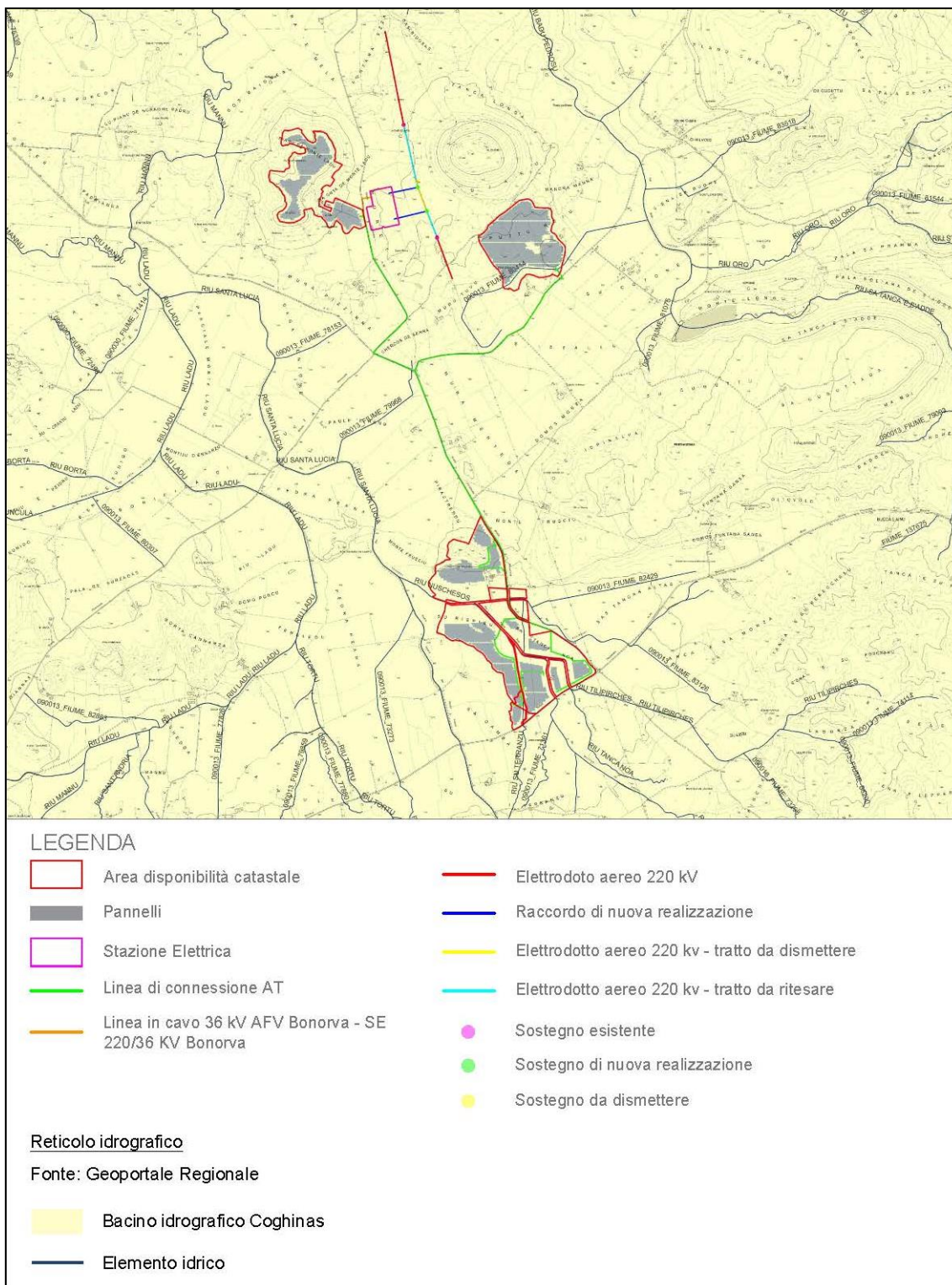
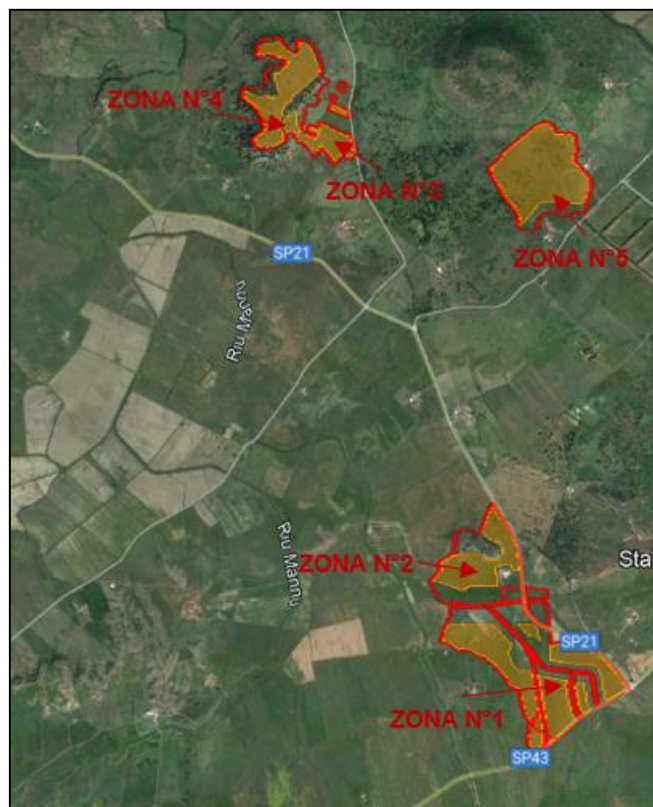


Figura 2.6 - Reticolo idrografico dell'area di studio

A seguire, si riporta l'analisi idrografica di dettaglio delle aree di progetto sulla base della suddivisione nelle 5 zone (vedi figura sotto) effettuata al fine della caratterizzazione geologica:



ZONA 1

Il reticolo idrografico, di tipo dendritico con densità media, è caratterizzato da aste di 3° e 4° ordine (Riu Pedra Peana, Riu Tanca Noa, Riu Nuschesos) con regime tipicamente torrentizio. Si rileva, inoltre, la presenza di un reticolo idrografico secondario, costituito da canali di origine antropica, realizzati al fine di velocizzare il drenaggio dell'area.

ZONA 2

Non si evidenzia la presenza di un reticolo idrografico ben definito: l'acqua di corrivazione scorre laminarmente sul terreno, per essere poi raccolta dalla vicina (ma esterna alla zona in studio) asta fluviale del Riu Casteddu.

ZONA 3

Non si evidenzia la presenza di un reticolo idrografico ben definito: l'acqua di corrivazione scorre laminarmente sul terreno, o raccolta da una rete di drenaggio di origine antropica (scoline e canali).

ZONA 4

Non si evidenzia la presenza di un reticolo idrografico ben definito: l'acqua di corrivazione scorre laminarmente sul terreno, per scivolare sulle pareti dell'altipiano ed essere raccolta dalle reti di drenaggio incluse nelle valli circostanti.

ZONA 5

Non si evidenzia la presenza di un reticolo idrografico ben definito: l'acqua di corrivazione scorre laminarmente sul terreno verso SSE, o intercettata da una eterogenea rete di drenaggio di origine antropica (scoline e canali), per essere poi raccolta da un'asta fluviale con regime torrentizio che confluisce, verso E, alla sinistra idraulica del Riu Badu Pedrosu.

2.2.4 Idrogeologia

L'idrografia sotterranea è strettamente correlata alle caratteristiche fisiche delle unità stratigrafiche quali l'estensione, la litologia, la permeabilità, l'alimentazione, diretta e/o indiretta (travasi idrici), ecc., le diversità litologiche e strutturali condizionano, infatti, i caratteri idrogeologici in quanto controllano i processi di infiltrazione e la circolazione sotterranea. Pertanto, si definiscono acquiferi "Le rocce o l'insieme di rocce che hanno caratteristiche tali da consentire l'assorbimento, l'immagazzinamento, il deflusso e la restituzione di acque sotterranee in quantità apprezzabili".

Come riporta il PTA, in Sardegna sono stati individuati 37 complessi acquiferi principali, costituiti da una o più Unità Idrogeologiche con caratteristiche idrogeologiche sostanzialmente omogenee che sono 14.

I corpi idrici in cui ricade l'area in studio sono: *Vulcaniti plio-pleistoceniche di Torralba* (ID 1821, con una superficie di 42,1 km² all'anno 2021) e *Vulcaniti oligo-mioceniche di Bonorva-Ozieri* (ID 2712, con una superficie di 546,2 km² all'anno 2021), come indicato nelle figure seguenti.

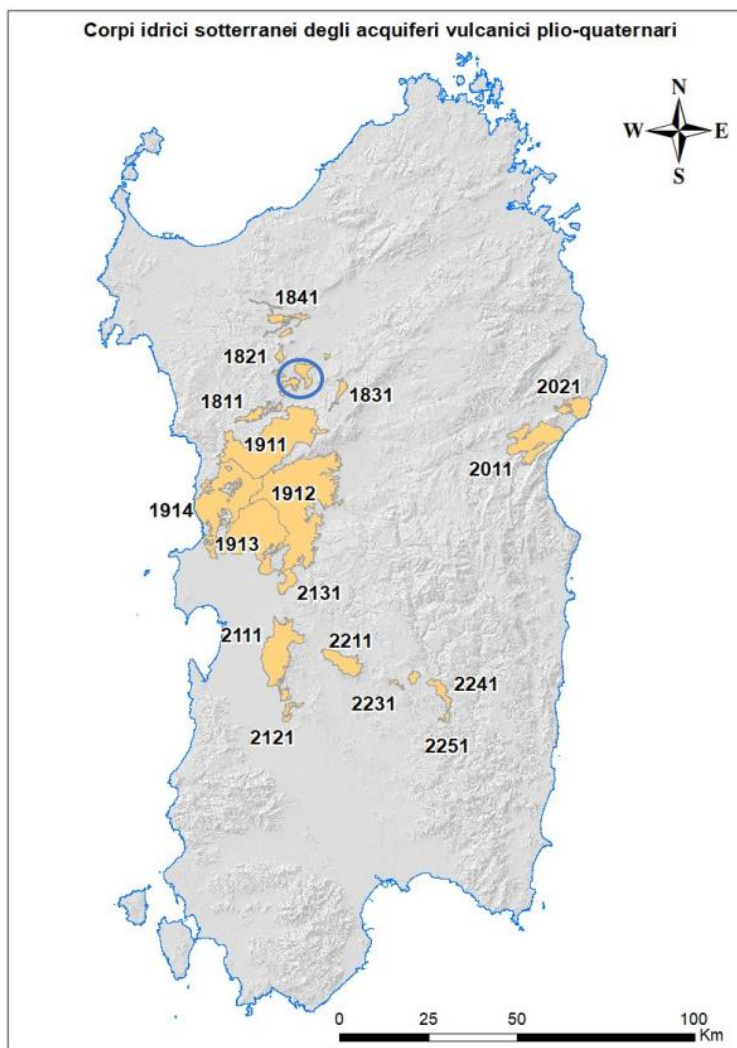


Figura 2-7: Individuazione dell'area in studio (cerchiata in blu) rispetto alla rappresentazione dei corpi idrici sotterranei degli acquiferi vulcanici plio-quadernari (fonte: PDG)

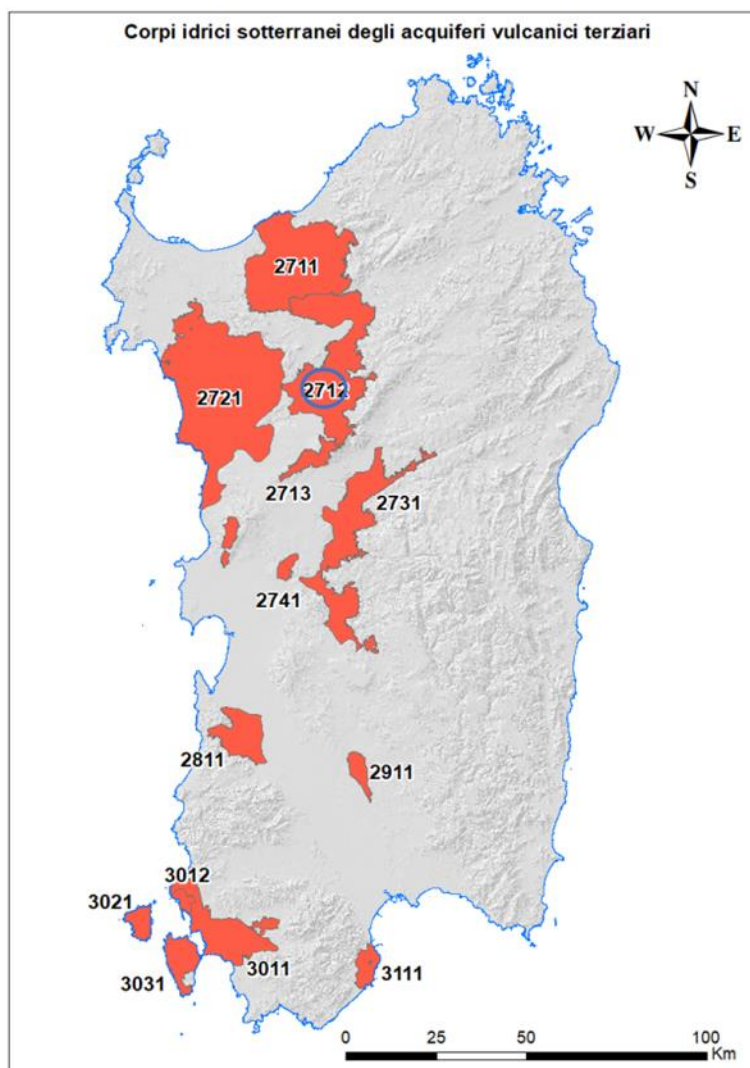


Figura 2-8: Individuazione dell'area in studio (cerchiata in blu) rispetto alla rappresentazione dei corpi idrici sotterranei degli acquiferi vulcanici terziari (fonte: PDG)

La caratterizzazione e l'individuazione dei corpi idrici sotterranei vengono definite dal D. Lgs 30/2009, che recependo le direttive 2000/60/CE e 2006/118/CE e modificando contestualmente il D. Lgs 152/2006, stabilisce i valori soglia e gli standard di qualità per definire il buono stato chimico delle acque sotterranee, definisce i criteri per il monitoraggio quantitativo e per la classificazione dei corpi idrici sotterranei.

La caratterizzazione delle acque sotterranee è definita mediante due parametri: Stato chimico e Stato quantitativo, espressi mediante due classi: buono e non buono.

Nel periodo compreso tra il 2016 e il 2020, la stazione *Vulcaniti plio-pleistoceniche di Torralba* (ID 1821) è stata sottoposta a monitoraggio di tipo *Operativo* mediante n.5 stazioni sia per il monitoraggio quantitativo che per quello chimico.

Durante lo stesso periodo temporale la stazione *Vulcaniti oligo–mioceniche di Bonorva-Ozieri* (ID2712) è stata sottoposta a monitoraggio di tipo *Sorveglianza* mediante n.3 stazioni per il monitoraggio quantitativo e n.2 stazioni per quello chimico.

La tabella seguente mostra i risultati relativi allo stato chimico, quantitativo e complessivo (che riflette il peggiore dei due stati precedenti) per le due stazioni.

COD CIS	Denominazione corpo idrico	STATO CHIMICO				STATO QUANTITATIVO				STATO COMPLESSIVO	
		stato chimico	livello di confidenza	motivo stato scarso	parametro che determina lo stato scarso	stato quantitativo	livello di confidenza	motivo stato scarso	elemento associato allo stato scarso: bilancio idrico/trend livello piezometrico	Stato complessivo	livello di confidenza
1821	Vulcaniti plio-pleistoceniche di Torralba	buono	basso			buono	medio			buono	basso
2712	Vulcaniti oligo-mioceniche di Bonorva-Ozieri	buono	medio			buono	medio			buono	medio

Figura 2-9: Estratto della tabella riportante la classificazione dello stato chimico e quantitativo 2021 (Fonte: PDG)

Dai risultati sopra riportati si evince, per entrambi i corpi idrici sotterranei in studio, uno stato chimico e quantitativo, e quindi complessivo, “buono”.

Nella figura seguente si riporta un estratto della Carta della permeabilità, tratta dal geoportale SardegnaMappe. L’area di intervento ricade in:

- Permeabilità bassa per fratturazione
- Permeabilità medio alta per carsismo e fratturazione
- Permeabilità medio bassa per fratturazione
- Permeabilità medio alta per porosità

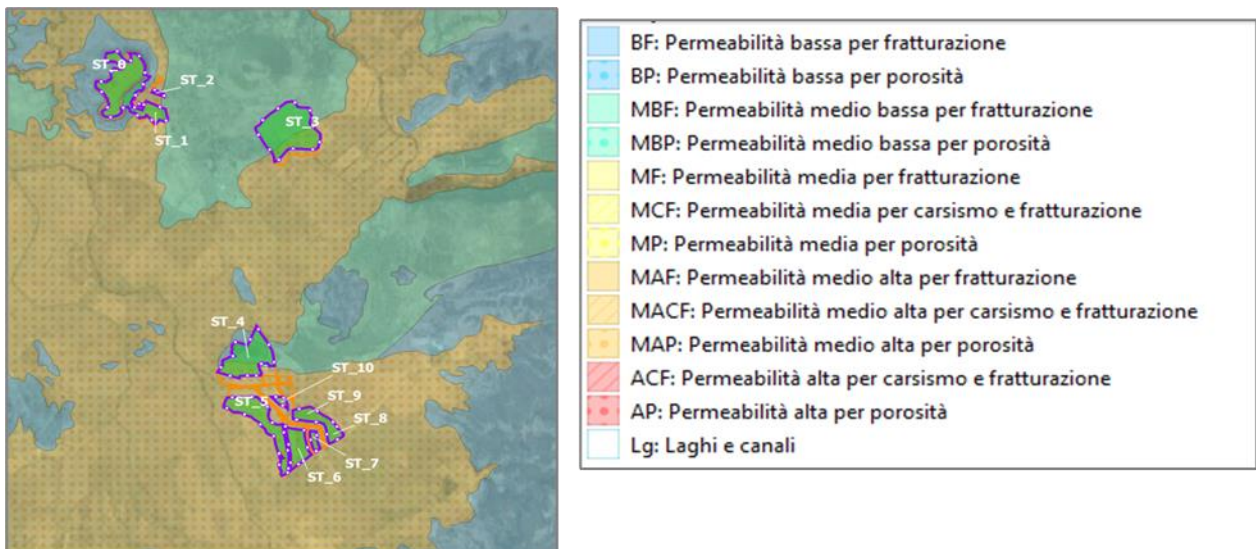


Figura 2-10: Carta delle permeabilità 2019 (fonte: SardegnaMappe)

2.2.5 Caratterizzazione geotecnica

La schematizzazione geotecnica dell'area vasta in studio segue pedissequamente quella di sintesi stratigrafica, con l'identificazione di cinque zone omogenee caratterizzate dalla presenza di terreni di origine eluviale – colluviale o detritica, sovrapposti ad un basamento lapideo, quest'ultimo solitamente di origine vulcanica effusiva, ma anche sedimentaria. Talvolta il substrato lapideo risulta pressoché affiorante.

Le osservazioni e i dimensionamenti si basano su:

- Una analisi geologica dell'area di interesse basata sul dato bibliografico edito disponibile e sulle risultanze del rilevamento di campagna appositamente effettuato.
- N° 6 (sei) saggi di scavo geognostici
- N° 10 (dieci) prove penetrometriche dinamiche superpesanti DPSH
- N° 2 (due) analisi sismiche mediante metodo MASW e rifrazione
- Dati provenienti da indagini eseguite in aree adiacenti e geotecnicamente assimilabili.

Le indagini effettuate non hanno individuato, per le profondità raggiunte, la presenza di falde imbrifere ad eccezione di una delle varie aree analizzate (Zona 1), dove le misure freatiche eseguite sia negli scavi dei saggi sia nei foro della prova DPSH, hanno individuato una falda imbrifera con livello piezometrico a circa -2,50 da p.c. attuale; si ritiene più che probabile la presenza di circolazioni idriche profonde ($\approx 10,0 \div 50,0$ m) per permeabilità di tipo fissurale nell'ambito degli spessori dei litotipi lapidei di basamento.

La caratterizzazione geotecnica svolta ha evidenziato la presenza di terreni con comportamento meccanico sia attritivo sia coesivo, entrambi contraddistinti da valori dei parametri geotecnici da medi a molto elevati. Solo per una delle varie aree analizzate (zona 1) non è stato individuato il basamento lapideo, mentre per le restanti questo è stato rilevato a differenti profondità nell'ambito dello sviluppo verticale di analisi (8 m max); in certi casi il basamento lapideo risulta anche sub affiorante. Si segnala un'ampia area (zona 1) dove si evidenziano, in superficie, terreni caratterizzati da una elevata plasticità unita ad una elevatissima capacità di campo quasi interamente di carattere igroscopico: queste caratteristiche rendono le lavorazioni su questi terreni estremamente difficoltose, se non impossibili, nelle stagioni piovose.

Per ulteriori dettagli in merito si rimanda agli Studi specialistici "BON_RS_0201_0_Relazione Geologica e Geotecnica".

2.2.6 Caratterizzazione sismica

Il rischio sismico esprime l'entità dei danni derivanti dal verificarsi di un evento sismico su un certo territorio in un dato periodo di tempo. Il rischio sismico dipende da tre fattori:

- la pericolosità sismica, cioè la probabilità che in un dato periodo di tempo possano verificarsi terremoti dannosi;
- la vulnerabilità sismica degli edifici, cioè la capacità che hanno gli edifici o le costruzioni in genere di resistere ai terremoti;
- l'esposizione, ovvero una misura dei diversi elementi antropici che costituiscono la realtà territoriale: popolazione, edifici, infrastrutture, beni culturali, eccetera che potrebbero essere danneggiati, alterati o distrutti.

Con l'introduzione dell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri (O.P.C.M.) n. 3274 del 20 Marzo 2003 "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica" (pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 105 dell'8 maggio 2003.) e s.m.i. sono stati rivisti i criteri per l'individuazione delle zone sismiche e definite le nuove norme tecniche per la progettazione di nuovi edifici, di nuovi ponti, per le opere di fondazione, per le strutture di sostegno, ecc.

Nel 2003 sono stati emanati i criteri di nuova classificazione sismica del territorio nazionale, basati sugli studi e le elaborazioni più recenti relative alla pericolosità sismica del territorio, ossia sull'analisi della probabilità che il territorio venga interessato in un certo intervallo di tempo (generalmente 50 anni) da un evento che superi una determinata soglia di intensità o magnitudo.

Il provvedimento detta i principi generali sulla base dei quali le Regioni, a cui lo Stato ha delegato l'adozione della classificazione sismica del territorio (Decreto Legislativo n. 112 del 1998 e Decreto del Presidente della Repubblica n. 380 del 2001 - "Testo Unico delle Norme per l'Edilizia"), hanno compilato l'elenco dei comuni con la relativa attribuzione ad una delle quattro zone, a pericolosità decrescente, nelle quali è stato riclassificato il territorio nazionale.

- Zona 1 – È la zona più pericolosa, dove possono verificarsi forti terremoti
- Zona 2 – Nei comuni inseriti in questa zona possono verificarsi terremoti abbastanza forti
- Zona 3 – I comuni inseriti in questa zona possono essere soggetti a scuotimenti modesti
- Zona 4 – È la zona meno pericolosa

Di fatto, viene eliminato il territorio "non classificato", che diviene zona 4, nel quale è facoltà delle Regioni prescrivere l'obbligo della progettazione antisismica. A ciascuna zona, inoltre, viene attribuito un valore dell'azione sismica utile per la progettazione, espresso in termini di accelerazione massima su roccia (zona 1=0.35 g, zona 2=0.25 g, zona 3=0.15 g, zona 4=0.05 g).

La Regione Sardegna, essendo considerata da tutti gli studi di settore in particolare dal GNDT (Gruppo Nazionale per la Difesa dai Terremoti) come un'area caratterizzata da una bassa sismicità, ai sensi dell'O.P.C.M. n. 3274/2003 è stata classificata come zona 4.

Il nuovo studio di pericolosità, allegato all'O.P.C.M. n. 3519 del 28 aprile 2006, ha fornito alle Regioni uno strumento aggiornato per la classificazione del proprio territorio, introducendo degli intervalli di accelerazione (a_g), con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni, da attribuire alle 4 zone sismiche.

Tabella 2 1: Suddivisione delle zone sismiche in relazione all'accelerazione di picco su terreno rigido (OPCM 3519/06)

ZONA SISMICA ACCELERAZIONE CON PROBABILITÀ DI SUPERAMENTO PARI AL 10% IN 50 ANNI (a_g)

1. $a_g > 0.25$
2. $0.15 < a_g \leq 0.25$
3. $0.05 < a_g \leq 0.15$
4. $a_g \leq 0.05$

In Figura seguente si riporta la Mappa di pericolosità sismica del territorio nazionale elaborata dall'INGV ai sensi dell'O.P.C.M. n.3519/2006, dalla quale si può osservare come la Regione Sardegna resti esente dalla classificazione: nonostante non possa essere considerata una terra asismica come spesso si crede poiché storicamente i sisma non sono stati del tutto assenti (si ricorda ad esempio la scossa sismica che nel 1600 danneggiò le torri costiere del sud Sardegna), è una terra molto antica e stabile, con una scarsissima probabilità di future nuove scosse.

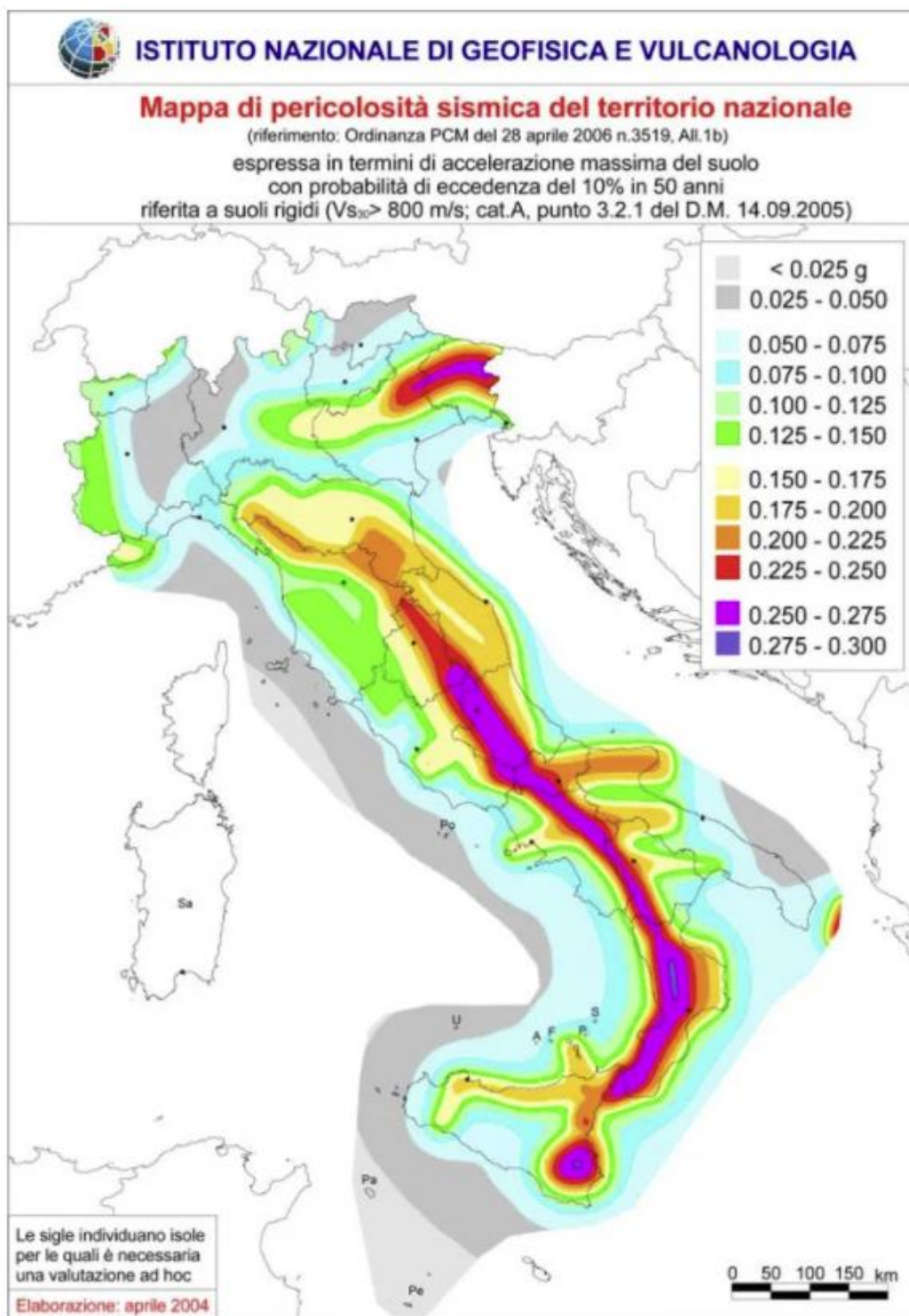


Figura 2-11: Mapa di pericolosità sismica del territorio nazionale O.P.C.M. n.3519/2006 (fonte: INGV)

3 STATO DI PROGETTO

I criteri con cui è stata redatta la progettazione definitiva dell'impianto fotovoltaico fanno riferimento sostanzialmente a:

- rispetto delle normative pianificazione territoriale e urbanistica;
- analisi del PAI;
- scelta preliminare della tipologia impiantistica, ovvero impianto fotovoltaico a terra fisso con tecnologia moduli bifacciali;
- ottimizzazione dell'efficienza di captazione energetica realizzata mediante orientamento dinamico dei pannelli;
- disponibilità delle aree, morfologia ed accessibilità del sito acquisita sia mediante sopralluoghi che rilievo topografico di dettaglio.

Oltre a queste assunzioni preliminari si è proceduto tenendo conto di:

- rispetto delle leggi e delle normative di buona tecnica vigenti;
- soddisfazione dei requisiti di performance di impianto;
- conseguimento delle massime economie di gestione e di manutenzione degli impianti progettati;
- ottimizzazione del rapporto costi/benefici;
- impiego di materiali componenti di elevata qualità, efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato;
- riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto, al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete.

3.1 Layout impianto

Il layout d'impianto è stato sviluppato secondo le seguenti "best practice" di progettazione:

- rispetto dei confini dei siti disponibili;
- posizione delle strutture di sostegno con geometria a matrice in modo da ridurre i tempi di esecuzione;
- disposizione dei moduli fotovoltaici sulle strutture di sostegno in 2 file verticali;
- interfila tra le schiere calcolate al fine di evitare fenomeni di ombreggiamento;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ai locali tecnici;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ostacoli esistenti;
- zona di rispetto al reticolo idrografico e i vincoli all'interno delle fasce di rispetto.
- zona di rispetto agli elettrodotti.

Specificatamente per il progetto sono state tenute in considerazione anche le seguenti criticità:

- presenza di esemplari di sughere dal quale è stata mantenuta una distanza di sicurezza tale da non interferire sul ciclo di vita della pianta ed evitare fenomeni di ombreggiamento.



ELEMENTI STATO DI FATTO	ELEMENTI STATO DI PROGETTO
AREA DISPONIBILITÀ CATASTALE	STRUTTURE Fisse (2P x 15 MODULI)
CURVE DI LIVELLO PRINCIPALI	FASCIA DI MITIGAZIONE ESTERNA
CURVE DI LIVELLO SECONDARIE	ACCESSO AREA IMPIANTO
PALO - LINEE BT E MT	RECINZIONE
RECINZIONE ESISTENTE	VIABILITÀ INTERNA
FASCIA DI RISPETTO 10 M - LINEE BT E MT	STRADELLO NUOVO
LINEA BT	FABBRICATI DA DEMOLIRE
LINEA MT	SPOSTAMENTO LINEA BT
STRADELLO	NUOVO PALO BT
STRADA	FASCIA DI RISPETTO 10 M - LINEA BT
FASCIA DI RISPETTO STRADALE	LINEA DI CONNESSIONE MT
CANALETTA DI DRENAGGIO PRINCIPALE	CABINA DI CONSEGNA SOTTOCAMPO
FASCIA DI RISPETTO CANALETTA DI DRENAGGIO PRINCIPALE	CABINA ELETTRICA POWER STATION
CANALETTA DI DRENAGGIO SECONDARIA	UFFICIO, MAGAZZINO
MURETTI A SECCO	PARCHEGGI
FABBRICATI ESISTENTI	
PONTICELLO	
SUGHERA	

PIANO PAESAGGISTICO REGIONALE (PPR)
 FONTE: SARDEGNA GEOPORTALE

PPR06 - Componenti di paesaggio a valenza ambientale: Boschi

D.Lgs 43/2004 e succ. mod.
 FONTE: SARDEGNA GEOPORTALE AREE TUTELATE

FIUMI, TORRENTI E CORSI D'ACQUA E RELATIVE SPONDE PER UNA FASCIA DI 150 M, art. 142 comma 1 lett. c) D.Lgs 42/04 e succ. mod.

VULCANI_ART. 142 D.Lgs 42/04 e succ. mod.

Repertorio beni 2017 Beni paesaggistici ex art. 143 D.Lgs. 42/2004; Nuraghi

PIANO STRALCIO DI BACINO PER L'ASSETTO IDROGEOLOGICO (PAI)
 FONTE: SARDEGNA GEOPORTALE - MAPPE PAI

PERICOLO IDRAULICO

FASCE art. 30 ter DELLE NA DEL PAI Identificazione E Disciplina Delle Aree Di Pericolosità Quale Misura Di Prima Salvaguardia

PERICOLO FRANA

Hg1

Hg3

- Figura 3-1: Layout di progetto vasta scala

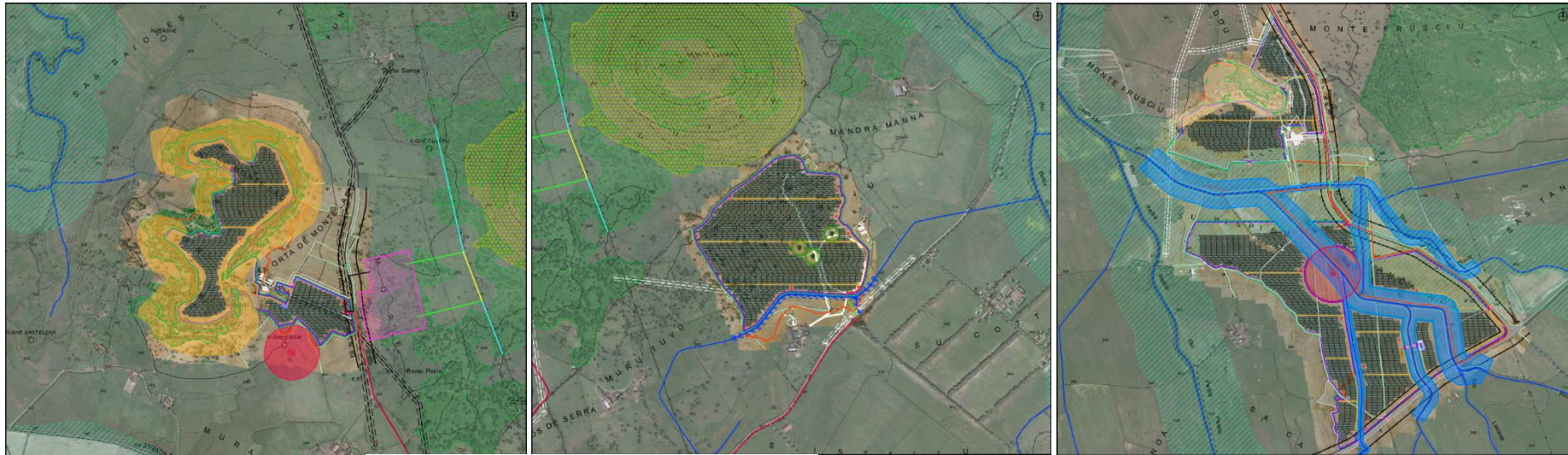


Figura 3-2: Layout di progetto: dettaglio aree

3.2 Componenti dell'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico avrà una potenza in DC di 72,66 kW (in condizioni standard 1000 W/m²).

L'impianto è così costituito:

- n. 1 cabina di raccolta e di consegna AT posizionata all'interno dell'area impianto (vedi planimetria). All'interno della cabina saranno presenti, oltre al trasformatore di servizio da 160kVA 36.000/400V, le apparecchiature di protezione dei rami radiali verso tutte le PS, e gli apparati SCADA e telecontrollo, ed il Controllore Centrale dell'Impianto, così come previsto nella variante 2 della norma CEI 0-16 (V2 del 06/2021) allegato T. (cabina "0" nelle tavole grafiche);
- n. 29 Power Station (PS) o cabine di campo da 3250 kVA, collegate in modo radiale e ad anello, aventi la funzione principale di elevare la tensione da bassa (BT) 800 V ad alta tensione (AT) 36.000 V e convogliare l'energia raccolta dall'impianto fotovoltaico alla cabina di consegna;
- n. 344 inverter di campo da 215 kVA (SUN2000-215KTL-H3 della HUAWEI) con massimo 5 ingressi in parallelo per ognuno dei 3 MPPT. La tensione di uscita a 800 Vac ed un isolamento a 1.500 Vdc consente di far lavorare l'impianto con tensioni più alte e di conseguenza con correnti AC più basse e, quindi, ridurre le cadute di tensione ma, soprattutto, la dispersione di energia sui cavi dovuta all'effetto joule. Il numero dei pannelli con la loro suddivisione negli ingressi degli inverter consentono la gestione ed il monitoraggio delle 3615 stringhe (ognuna con 30 moduli fotovoltaici) in modo assolutamente puntuale e dettagliato;
- n. 108.450 moduli fotovoltaici installati su apposite strutture metalliche fisse con il sostegno fondato su pali infissi nel terreno;
- n.3615 strutture fisse +23° in grado di gestire stringhe da 30 pannelli (configurazione 2P).

L'impianto è completato da:

- tutte le infrastrutture tecniche necessarie alla conversione DC/AC della potenza generata dall'impianto e dalla sua consegna alla rete di distribuzione nazionale;
- opere accessorie, quali: impianti di illuminazione, videosorveglianza, monitoraggio, cancelli e recinzioni.

L'impianto sarà essere in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione, rete di trasmissione dati, ecc.).

Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, tutti i carichi elettrici indispensabili e privilegiati verranno alimentati da un generatore temporaneo di emergenza, che si ipotizza possa essere rappresentato da un generatore diesel.

I manufatti destinati a contenere le power station, gli uffici e il magazzino saranno del tipo container prefabbricati o strutture prefabbricate in cemento precompresso.

Di seguito si riporta la descrizione dei principali componenti d'impianto; per dati tecnici di maggior dettaglio si rimanda agli elaborati "BON_PG_0201_0_Relazione tecnica del progetto" e "BON_PG_0401_0_Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi".

3.2.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici utilizzati per la progettazione dell'impianto, saranno di prima scelta, del tipo silicio monocristallino a 132 celle con tecnologia bifacciale, indicativamente della potenza di 670 Wp, dotati di scatola di giunzione (Junction Box) installata sul lato posteriore del modulo, con cavetti di connessione muniti di connettori ad innesto rapido, al fine di garantire la massima sicurezza per gli operatori e rapidità in fase di installazione.

I componenti elettrici e meccanici installati saranno conformi alle normative tecniche e tali da garantire le performance complessive d'impianto.

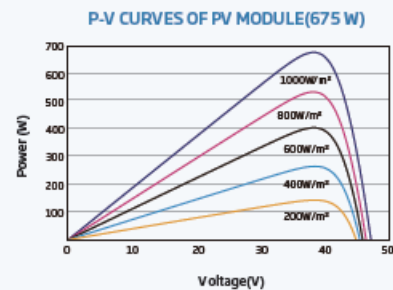
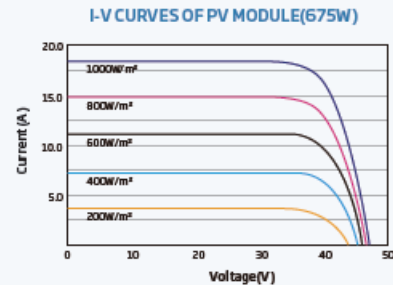
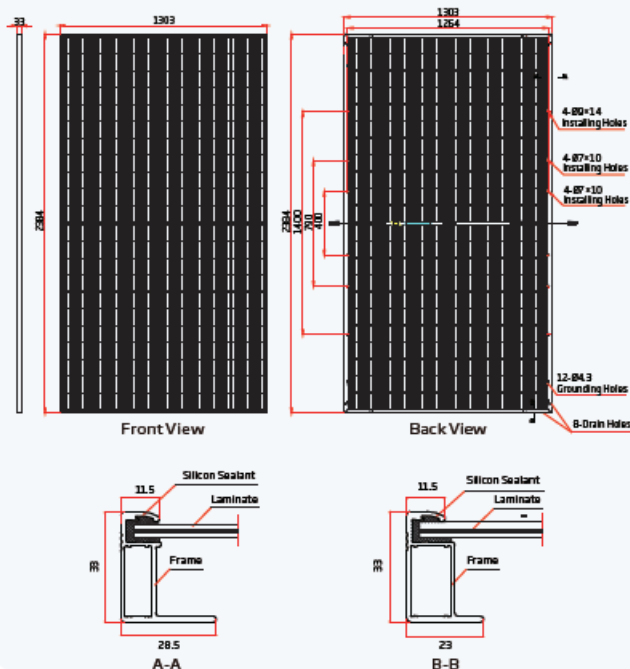
La tecnologia di moduli fotovoltaici bifacciali utilizzata è progettata appositamente per impianti di grande taglia connessi alla rete elettrica.

Il modulo selezionato è provvisto di:

- certificazione TUV su base IEC 61215;
- certificazione TUV su base IEC 61730;
- certificazione TUV su base UL 61730;
- cavi precablati e connettori rapidi tipo MC4;
- certificazione IP68 della scatola di giunzione.



DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{max} (Wp)*	670	675	680	685	690
Power Tolerance- P_{max} (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.09	17.12	17.16	17.19	17.23
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	18.10	18.14	18.18	18.21	18.25
Module Efficiency η_m (%)	21.6	21.7	21.9	22.1	22.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±2%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power- P_{max} (Wp)	724	729	734	740	745
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.46	18.49	18.53	18.57	18.61
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	19.55	19.59	19.63	19.67	19.71
Irradiance ratio (rear/front)			10%		

Product Efficiency: 20.23%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{max} (Wp)	510	514	517	521	526
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	36.8	37.0	37.2	37.3	37.7
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.86	13.89	13.91	13.94	13.96
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	44.5	44.7	44.9	45.2	45.4
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	14.59	14.62	14.65	14.67	14.71

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2394x1303x33 mm (93.86x51.30x1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmittance, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm (1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 350/280 mm (13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02/ TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max. Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
 30 year Power Warranty
 1% First year degradation
 0.4% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 33 pieces
 Modules per 40' container: 594 pieces

Figura 3-3: Datasheet modulo

3.2.2 Inverter di stringa

Gli inverter di stringa hanno la funzione di convertire l'energia elettrica dal campo fotovoltaico da corrente continua (DC) a corrente alternata (AC).

Vengono collegati a stringhe di pannelli consentendo di non inficiare l'utilizzo delle altre in caso di ombreggiamenti ai pannelli di una stringa. Inoltre, tale configurazione indipendente, consente una settorializzazione totale dell'impianto utile per manutenzione e riparazioni.

Si prevede di impiegare inverter tipo SUN2000-215KTL-H3 o similare.

SUN2000-215KTL-H3
Technical Specifications

Efficiency		
Max. Efficiency		≥99.0%
European Efficiency		≥98.8%
Input		
Max. Input Voltage		1,500 V
Number of MPP Trackers		3
Max. Current per MPPT		100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT		4/5/5
Start Voltage		550 V
MPPT Operating Voltage Range		500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage		1,080 V
Output		
Nominal AC Active Power		200,000 W
Max. AC Apparent Power		215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		215,000 W
Nominal Output Voltage		800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current		144.4 A
Max. Output Current		155.2 A
Adjustable Power Factor Range		0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion		< 1%
Protection		
Input-side Disconnection Device		Yes
Anti-islanding Protection		Yes
AC Overcurrent Protection		Yes
DC Reverse-polarity Protection		Yes
PV-array String Fault Monitoring		Yes
DC Surge Arrester		Type II
AC Surge Arrester		Type II
DC Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Monitoring Unit		Yes
Communication		
Display		LED Indicators, WLAN + APP
USB		Yes
MBUS		Yes
RS485		Yes
General		
Dimensions (W x H x D)		1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)		≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range		-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method		Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating		4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity		0 ~ 100%
DC Connector		Staubli MC4 EVO2
AC Connector		Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree		IP66
Topology		Transformerless

SOLAR.HUAWEI.COM

SUN2000-215KTL-H3
Smart String Inverter*Figura 3-4: Datasheet e immagine tipo inverter di stringa.*

3.2.3 Power Station o Cabina di campo

Le Power Station (o cabine di campo) hanno la funzione di elevare la tensione.

Le cabine sono costituite da un package precablato che non può essere costruito in opera. Saranno progettate per garantire la massima robustezza meccanica e durabilità. L'apparato avrà le dimensioni indicative riportate negli elaborati grafici e sarà posato su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni.

Alcune cabine saranno collegate tra di loro in configurazione radiale e altre in configurazione ad anello (vedi schema unifilare). Avranno una posizione per quanto possibile baricentrica rispetto ai sottocampi fotovoltaici in cui saranno convogliati i cavi provenienti dalle String Box che a loro volta raccoglieranno i cavi provenienti dai raggruppamenti delle stringhe dei moduli fotovoltaici collegati in serie.

Per ognuna delle cabine è indicativamente prevista la realizzazione di un impianto di ventilazione naturale che utilizzerà un sistema di griglie posizionate nelle pareti in due differenti livelli e un impianto di condizionamento e/o di ventilazione forzata adeguato allo smaltimento dei carichi termici introdotti nel locale dalle apparecchiature che entrerà in funzione nel periodo di massima temperatura estiva.

All'interno del sistema saranno presenti:

- Trasformatore BT/AT;
- Quadro di parallelo in bassa tensione per protezione dell'interconnessione tra gli inverter e il trasformatore;
- Interruttori di media tensione;
- Quadri servizi ausiliari;
- Sistema di dissipazione del calore;
- Dotazioni di sicurezza;
- UPS per servizi ausiliari;

- Rilevatore di fumo;
- Sistema centralizzato di comunicazione con interfacce RS485/USB/ETHERNET.

Per il prospetto indicativo si veda la figura sotto riportata e per i dettagli tecnici si rimanda all'elaborato Rif "BON_PI_0901_0_ Particolari costruttivi cabine di campo (PS)".

STS-3000K-H1 Smart Transformer Station



Figura 3-5: Power Station tipo: Power Station tipo: STS3000K-H1 con inverter di stringa

3.2.4 Cabina AT di raccolta e di consegna

La cabina di consegna AT sarà contenuta in un manufatto realizzato in opera, suddiviso in più ambienti. La cabina sarà progettata per garantire la massima robustezza meccanica e durabilità. Il locale avrà le dimensioni indicative riportate negli elaborati grafici e sarà posato su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni.

3.2.5 Quadri di tensione

All'interno delle Power Station saranno presenti dei quadri AT e BT necessari per il trasporto dell'energia prodotta nonché per l'alimentazione dei carichi ausiliari dell'impianto.

I quadri BT svolgeranno le seguenti funzioni:

- Ricezione dell'energia da ogni singolo inverter (8 apparecchi ogni quadro)
- Protezione della linea tramite apparecchi magnetotermici differenziali in classe A, con potere di interruzione conforme alla tensione di esercizio di 800V (normalmente pari a 20kA) e taratura termica pari a 200A, curva C.
- Gestione delle utenze accessorie alimentate a 230/400V come: luci interne ed esterne, prese e servizi ausiliari, centrali gestione dati, videosorveglianza, ecc.
- Protezione generale di allacciamento a trasformatore elevatore BT/AT

I trasformatori elevatori saranno di tipo in resina con potenza nominale di 3250 kVA, con rapporto di trasformazione 800/36.000 V.

Nella cabina di consegna, cioè in partenza dal campo fotovoltaico, l'energia raccolta dalle altre cabine viene indirizzata alla cabina di utenza di Terna. In questo stesso locale verrà installato anche un trasformatore che riduce la tensione di linea da 36.000V a 230/400V con potenza nominale pari a 160kVA. Un apposito quadro BT porterà in distribuzione a tutte le cabine di campo questa tensione per poter gestire le utenze accessorie, divise in "normali" e "privilegiate".

A questo stesso quadro BT farà capo anche il gruppo elettrogeno di sicurezza di potenza non superiore a 25kW, installato all'esterno in apposito box silenziato.

Il gruppo elettrogeno alimenterà solo i circuiti di sicurezza e carichi privilegiati: luci interne ed esterne, trasmissione dati, videosorveglianza, allarme intrusione, motorizzazione delle celle AT.

Per ridurre il picco di potenza dovuto alla contemporanea energizzazione dei trasformatori ogni reinserimento automatico, al ritorno della presenza di tensione, verrà gestito con tempi di ritardo di diversi secondi per ogni trasformatore secondo un cronoprogramma prestabilito.

La cabina di utenza AT sarà contenuta in un manufatto prefabbricato suddiviso in più ambienti. La cabina sarà progettata per garantire la massima robustezza meccanica e durabilità. Il locale avrà le dimensioni indicative riportate negli elaborati grafici e sarà posato su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni.

3.2.6 Cavi potenza BT - AT

Le linee elettriche prevedono conduttori di tipo idoneo per le tre sezioni d'impianto (continua bassa tensione, alternata bassa tensione, alternata alta tensione) in rame o in alluminio. Il dimensionamento del conduttore è a norma CEI e la scelta del tipo di cavi è armonizzata anche con la normativa internazionale. L'esperienza costruttiva ha consentito l'individuazione di tipologie di cavi (formazione, guaina, protezione ecc.) che garantiscono una durata di esercizio ben oltre la vita dell'impianto anche in condizioni di posa sollecitata.

La posa sarà realizzata come segue:

Sezione in corrente continua:

- cablaggio interno del generatore fotovoltaico: cavi in posa libera fissata alle strutture di sostegno protette dalla sagoma della carpenteria, fascette anti-UV dove serve e equipaggiate ai terminali di stringa con connettori IP68, cavi in posa interrata dalle strutture di sostegno ai quadri di parallelo (string-box). Sezioni previste: 6 - 10 mmq

- cablaggio inverter: cavi in posa intubata con PVC corrugato rigido o flessibile in cavidotto, sia interrato che fuori terra in calcestruzzo con chiusino. Sezioni previste: 6 – 10 mmq

Sezione in corrente alternata bassa tensione:

- cablaggio inverter – quadro BT di parallelo: cavi in rame di sezione 120 – 150 mmq in tubi corrugati a doppio spessore interrati, con percorso che parte dal punto di installazione degli inverter alla cabina stessa passando in pozzetti predisposti.

Sezione in corrente alternata media tensione:

- cablaggio cabine di campo - cabina di consegna: cavi AT da 120 – 185 mmq infilati in cavidotto interrato e fuori terra in calcestruzzo con pozzetti intermedi muniti di chiusino.
- cablaggio cabina di consegna – trafo AT: cavi AT in cavidotto interrato.

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato "BON_PG_0401_0_Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi".

3.2.7 Sistema Monitoraggio e controllo

Verrà installato un sistema di monitoraggio e controllo basato su architettura SCADA-RTU in conformità alle specifiche della piramide CIM, al fine di garantire una resa ottimale dell'impianto fotovoltaico in tutte le situazioni.

Il sistema sarà connesso a diversi sistemi e riceverà informazioni:

- di produzione dal campo solare;
- di produzione dagli apparati di conversione;
- di produzione e scambio dai sistemi di misura;
- di tipo climatico ambientale dalle stazioni di rilevamento dati meteo;
- di allarme da tutti gli interruttori e sistemi di protezione.

3.2.8 Strutture di supporto moduli

Il progetto prevede l'impiego di una struttura metallica di tipo fisso con fondazione su pali infissi nel terreno ed in grado di esporre il piano ad un angolo di tilt pari a 23°.

Le peculiarità delle strutture di sostegno sono:

- riduzione dei tempi di montaggio alla prima installazione;
- facilità di montaggio e smontaggio dei moduli fotovoltaici in caso di manutenzione;
- meccanizzazione della posa;
- ottimizzazione dei pesi;
- miglioramento della trasportabilità in sito;
- possibilità di utilizzo di bulloni antifurto.

Le caratteristiche generali della struttura sono:

- materiale: acciaio zincato a caldo;

- tipo di struttura: fissa su pali;
- inclinazione sull'orizzontale 23°;
- Esposizione (azimuth): 0°;
- Altezza min: 1,35 m (rispetto al piano di campagna)
- Altezza max: 3,25 m (rispetto al piano di campagna)
- Profondità infissione pali: 2,00 m

Tipologico - 02 con pali infissi per 2,00 m

Prospetto laterale

scala 1:50

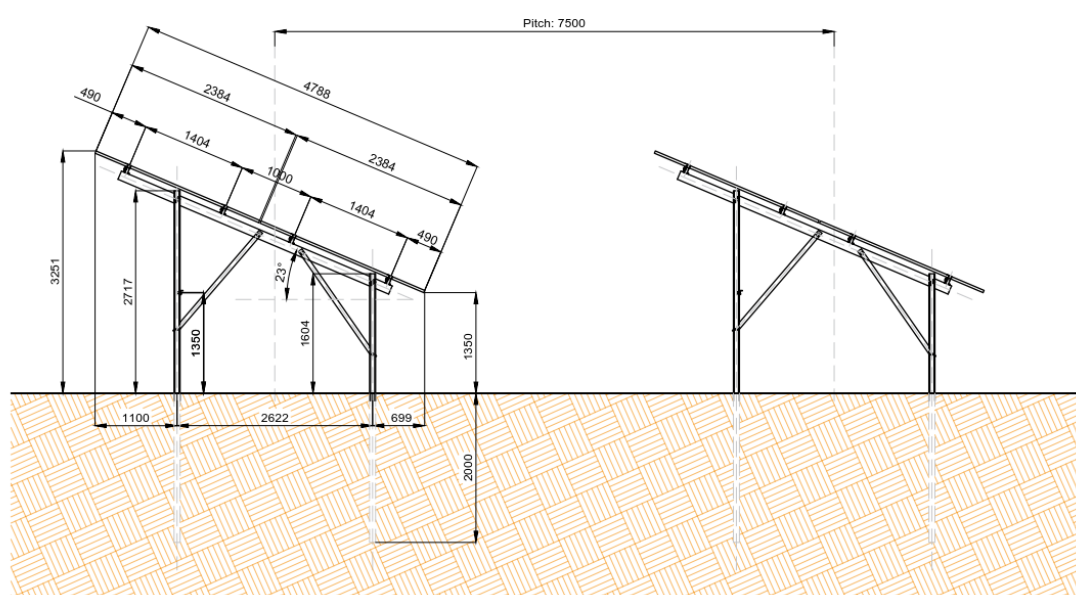


Figura 3-6: Particolare strutture di sostegno moduli

Indicativamente il portale tipico della struttura progettata è costituito da 30 moduli montati con una disposizione su due file in posizione verticale. Tale configurazione potrà variare in conseguenza della scelta del tipo di modulo fotovoltaico.

I materiali delle singole parti saranno armonizzati tra loro per quanto riguarda la stabilità, la resistenza alla corrosione e la durata nel tempo.

Durante la fase esecutiva, sulla base della struttura fissa scelta saranno definite le fondazioni e scelta la soluzione tecnologica di fondazione più adatta.

3.2.9 Recinzione e cancello

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

SEZIONE LONGITUDINALE

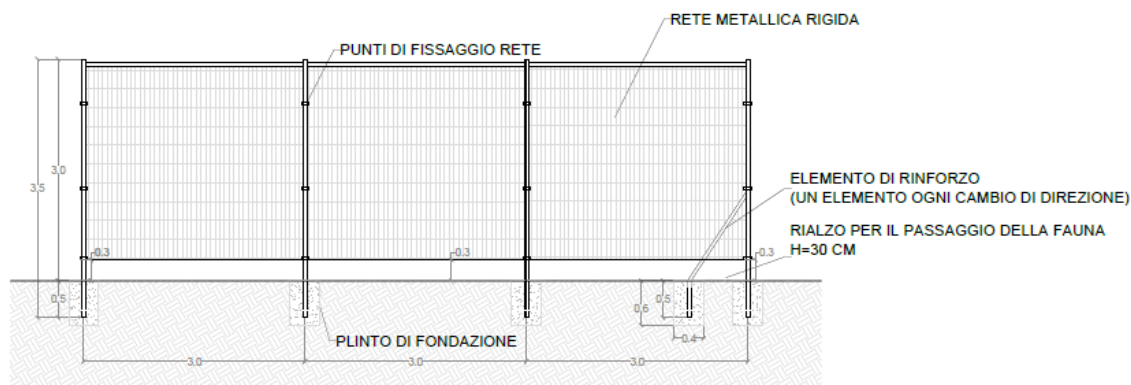


Figura 3-7: Particolare recinzione

Si prevede che la recinzione sia opportunamente sollevata da terra di circa 30 cm per non ostacolare il passaggio della fauna selvatica. Inoltre, all'interno della recinzione, sono stati previsti passaggi di dimensione pari a 30x30 cm per consentire il passaggio della fauna selvatica di taglia maggiore.

La recinzione sarà posizionata ad una distanza minima di 5 metri dai pannelli; esternamente ad essa sarà posizionata una fascia di mitigazione all'interno del sito catastale.

Ad integrazione della recinzione di nuova costruzione, è prevista l'installazione di cancelli carrabili per un agevole accesso alle diverse aree dell'impianto.

Nella figura seguente si riporta il particolare dell'accesso al campo FV.

SEZIONE LONGITUDINALE

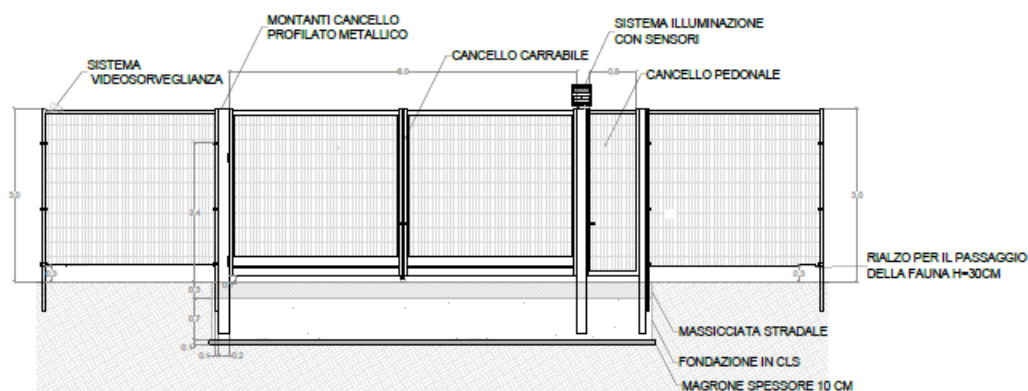


Figura 3-8: Particolare accesso

3.2.10 Viabilità interna area impianto

In assenza di viabilità esistente adeguata sarà realizzata una strada (larghezza carreggiata netta 4 m) per garantire l'ispezione dell'area di impianto dove necessario e per l'accesso alle piazzole delle cabine. La viabilità è stata prevista lungo gli assi principali di impianto.

Le opere viarie saranno costituite da una regolarizzazione di pulizia del terreno per uno spessore adeguato, dalla fornitura e posa in opera di geosintetico tessuto non tessuto (se necessario) ed infine sarà valutata la necessità della fornitura e posa in opera di pacchetto stradale in misto granulometrico di idonea pezzatura e caratteristiche geotecniche costituito da uno strato di fondo e uno superficiale.

Durante la fase esecutiva sarà dettagliato il pacchetto stradale definendo la soluzione ingegneristica più adatta anche in relazione alle caratteristiche geotecniche del terreno, alla morfologia del sito, alla posizione ed accessibilità del sito.

3.3 Connessione alla RTN

La proponente ha richiesto la soluzione tecnica minima generale (STMG) di connessione a Terna S.p.A. Tale soluzione emessa da Terna (Codice Pratica 202002665) prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV a una nuova Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN a 220 kV denominata "Bonorva" da inserire in entra – esce alla linea 220 kV "Codrongianos – Ottana".

L'impianto sarà connesso in parallelo alla rete di distribuzione pubblica e saranno rispettate le seguenti condizioni (CEI 0-16)

- il parallelo non deve causare perturbazioni alla continuità e qualità del servizio della rete pubblica per preservare il livello del servizio per gli altri utenti connessi;
- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente in assenza di alimentazione della rete di distribuzione o qualora i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano entro i valori consentiti;
- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente se il valore di squilibrio della potenza generata da impianti trifase realizzati con generatori monofase non sia compreso entro il valor massimo consentito per gli allacciamenti monofase.

Ciò al fine di evitare che (CEI 0-16):

- in caso di mancanza di tensione in rete, l'utente attivo connesso possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto sulla linea MT, la rete stessa possa essere alimentata dall'impianto fotovoltaico ad essa connesso,

- in caso di richiusura automatica o manuale di interruttori della rete di distribuzione, il generatore fotovoltaico possa trovarsi in discordanza di fase con la tensione di rete, con possibile danneggiamento del generatore stesso.

L'impianto sarà inoltre provvisto dei sistemi di regolazione e controllo necessari per il rispetto dei parametri elettrici secondo quanto previsto nel regolamento di esercizio, da sottoscrivere con il gestore della rete alla messa in esercizio dell'impianto.

La linea di connessione AT 36 kV, dalla cabina di utenza interna al campo FV, si sviluppa in cavidotto interrato per una lunghezza di circa 0,238 km, massimamente su pubblica via, sino alla futura SE 220/36 KV RTN denominata "Bonorva".

Di seguito l'inquadramento su CTR delle opere in progetto.

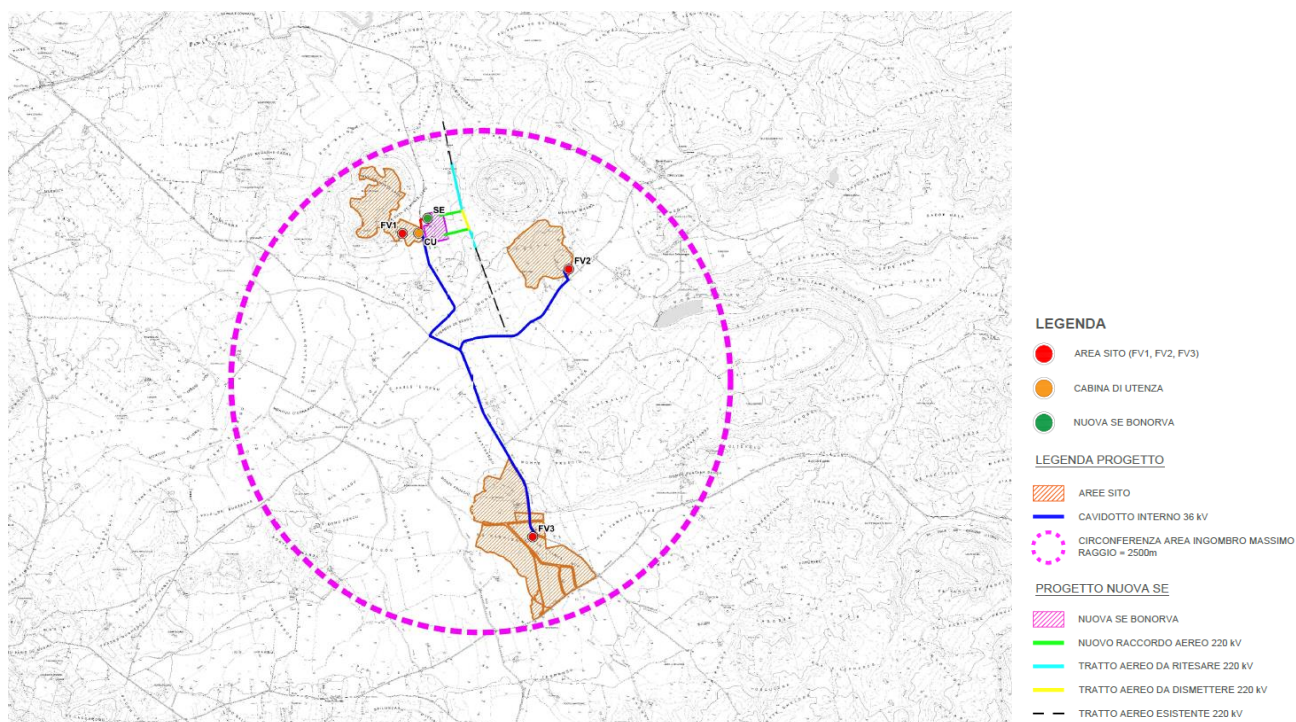


Figura 3-9: Inquadramento CTR delle opere in progetto

Nella cabina di consegna saranno presenti tutti gli elementi di protezione, sezionamento e misura per la corretta connessione dell'impianto alla RTN; nella stessa è localizzato il punto di misura fiscale principale e bidirezionale e le protezioni generale DG e di interfaccia DI richieste dalla norma CEI 0-16 e dal codice di rete TERNA.

3.4 Progetto agronomico e mitigazione

Al fine di favorire l'inserimento paesaggistico dell'impianto fotovoltaico nel contesto analizzato e per mitigare il possibile impatto visivo da e verso percorsi di fruizione panoramici, punti e luoghi di belvedere (centri e nuclei storici, luoghi simbolici, siti archeologici di valenza paesaggistica, piazze e strade), si prevede la realizzazione di fasce-arbustive di mitigazione.

All'esterno delle recinzioni di progetto, si prevede la messa a dimora di specie vegetali tipiche del contesto d'intervento in modo tale da salvaguardare l'agroecosistema dell'area, andando ad evitare fenomeni di "effetto barriera", inoltre, si favorisce il miglioramento della rete ecologica locale.

La scelta delle specie arboree-arbustive è dipesa principalmente dal loro scopo mitigativo, difatti, raggiungeranno altezze variabili dai 3 ai 6 metri e per alcune anche 8 metri ed avranno foglie persistenti, in modo tale da garantire la mitigazione dell'impianto durante tutte le stagioni. La crescita delle specie arbustive sarà inoltre aiutata dagli interventi di manutenzione che saranno realizzati nel post-impianto al fine di consolidare la schermatura dell'impianto nel più breve tempo possibile. Gli interventi di manutenzione delle siepi arbustive consentiranno infine di evitare fenomeni di ombreggiamento dei pannelli che potrebbero compromettere l'efficienza dell'impianto. Alla realizzazione della siepe perimetrale contribuiranno anche le specie arboree e arbustive che in fase di cantiere saranno espantate dall'area interna all'impianto e riposizionate lungo il perimetro dell'impianto. In considerazione che alcuni lati dell'impianto risulterebbero già schermati o comunque non visibili dal potenziale osservatore, in fase di cantiere si eviterà di realizzare barriere sull'intero perimetro delle recinzioni. Questo anche al fine di evitare di aumentare l'effetto barriera determinato dalla presenza delle recinzioni perimetrali e quindi di consentire una maggiore accessibilità delle aree pannellate alla fauna selvatica.

Il sesto d'impianto scelto per la messa a dimora delle fasce di mitigazione sarà di tipo naturale, difatti, si prevede una sistemazione sfalsata a sesto irregolare, di seguito si riporta uno schema del sesto d'impianto scelto. La siepe perimetrale avrà una ampiezza di circa 5 metri in funzione delle zone da schermare e degli spazi a disposizione.

Tabella 3-1 - Elenco specie e densità di impianto (in verde sono evidenziate le specie a foglie persistenti)

Piano arbustivo (densità di impianto: 1 p.ta/ml) per una fila						
Nome specifico	Nome volgare	%	N. piante per 100 ml	Età	Altezza (cm)	Contenitore (l)
<i>Quercus ilex</i> (allevato a siepe)	leccio	40	40	-	80-100	0,75
<i>Laurus nobilis</i>	alloro	25	25	-	80-100	0,75
<i>Pistacia lentiscus</i>	lentisco	10	10	-	80-100	0,75
<i>Phyllirea latifolia</i>	fillirea	10	10	-	80-100	0,75
<i>Erica arborea</i>	erica	5	5	-	80-100	0,75
<i>Myrtus communis</i>	mirto	5	5	-	80-100	0,75
<i>Arbutus unedo</i>	corbezzolo	5	5	-	80-100	0,75
Totale specie arbustive per 100 ml		100	100			

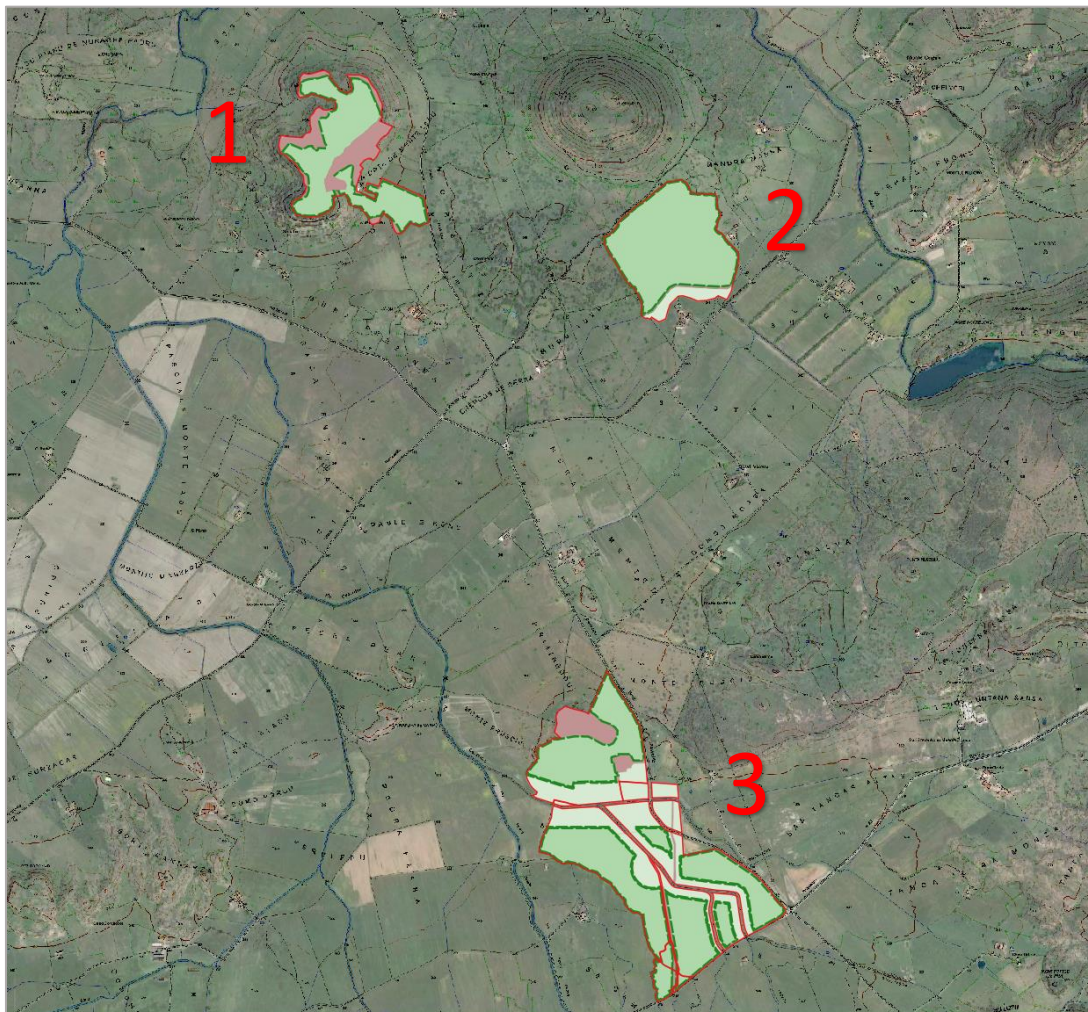
Dall'analisi del contesto di intervento è stato predisposto un piano colturale che prevede per tutti i terreni coinvolti la coltivazione di prati pascolo pluriennali polifiti gestiti attraverso pascolamento diretto di capi ovini. Parte dei terreni esterni è invece dedicata alla coltivazione di cerealicole e foraggere annuali. Di seguito si riportano la planimetria e la tabella che rappresentano e descrivono le scelte colturali:

Tabella 3-2 - Piano colturale definito per l'impianto agrivoltaico e le aree esterne (riepilgo).

Tipologia area	Coltura	Estensione (ha)
Interne	PRATO PASCOLO PLURIENNALE + INTERVENTI DI MIGLIORAMENTO (miscela di leguminose e graminacee pluriennali da pascolo)	80,59
Esterne	AVVICENDAMENTO FRA CEREALICOLE E LEGUMINOSE DA FORAGGIO	25,32
Totale aree coltivate		105,91

Tabella 3-3 – Aree non destinate alla coltivazione e verifica delle superfici disponibili.


Tipologia area	Descrizione	Estensione (ha)
Mitigazione	Piantumazione di alberi e arbusti	7,12
Aree non coltivabili	Aree non idonee alla piantumazione la cui destinazione non muterà: (p.e. aree limitrofe alle strade, aree boscate ecc.)	12,47
Aree occupate da elementi progettuali	Aree di sedime delle strade interne, delle Cabine Power Station, Consegna, Uffici e Magazzino	2,81
(A) Totale aree non coltivate		22,41
(B) Totale aree coltivate		105,91
Totale area disponibile (A+B) [coincidente con area catastale]		128,32



LEGENDA

 Area disponibilità catastale

PIANO COLTURALE E MITIGAZIONI

 FASCIA DI MITIGAZIONE ESTERNA:
 Quercis ilex (leccio), laurus nobilis (alloro), Pistacia lentiscus (lentisco), Phyllirea latifolia (fillirea), Erica arborea (erica arborea), Myrtus communis (mirto), Arbutus unedo (corbezzolo).

 AVVICENDAMENTO FRA CEREALICOLE E LEGUMINOSE DA FORAGGIO

 PRATO PASCOLO PLURIENNALE + INTERVENTI DI MIGLIORAMENTO
 (miscela di leguminose e graminacee pluriennali da pascolo)

 Aree non destinate alla coltura e mitigazione

Figura 3.10 – Opere a verde

Tabella 3-4 - Piano colturale definito per l'impianto agrivoltaico e le aree esterne (dettaglio).

Settore	Tipologia area	Coltura	Estensione (ha)
Area impianto 1	Area interna	PRATO PASCOLO PLURIENNALE + INTERVENTI DI MIGLIORAMENTO (miscela di leguminose e graminacee pluriennali da pascolo)	17.1
Area impianto 2	Area interna	PRATO PASCOLO PLURIENNALE + INTERVENTI DI MIGLIORAMENTO (miscela di leguminose e graminacee pluriennali da pascolo)	23.22
Area impianto 3	Area interna	PRATO PASCOLO PLURIENNALE + INTERVENTI DI MIGLIORAMENTO (miscela di leguminose e graminacee pluriennali da pascolo)	40.27
Totale aree coltivate interne			80.59
Area impianto 2	Area Esterne	AVVICENDAMENTO FRA CEREALICOLE E LEGUMINOSE DA FORAGGIO	2.33
Area impianto 3	Area Esterne	AVVICENDAMENTO FRA CEREALICOLE E LEGUMINOSE DA FORAGGIO	22.99
Totale aree coltivate esterne			25.32
Totale aree coltivate			105.91

3.5 Calcoli di progetto

3.5.1 Calcoli elettrici

L'impianto elettrico di alta tensione è stato previsto con distribuzione radiale distribuita per 3 rami contenenti rispettivamente 6-6-7 power station, e con distribuzione ad anello per un ramo contenente 10 power station. Nel documento di calcolo sono esplicitate tutte le correnti di ramo che collegano le varie cabine.

I calcoli relativi ai dimensionamenti degli impianti sono contenuti nell'elaborato rif. "BON_PI_0101_0_Relazione calcolo preliminare degli impianti".

3.5.2 Calcoli di producibilità

I calcoli di producibilità sono riportati nell'elaborato Rif. "BON_PI_0201_0_Calcolo Producibilità" i quali sono stati determinati con l'ausilio del software PVsyst 7.4.2.

Per i moduli fissi, l'energia prodotta risulta essere di circa 115.235,31 MWh/anno e la produzione specifica è pari a circa 1.586 (kWh/kWp)/anno. In base ai parametri impostati per le relative perdite di

impianto, i componenti scelti (moduli e inverter) e alle condizioni meteorologiche del sito in esame risulta un indice di rendimento (performance ratio PR) del 85,86% circa.

3.5.3 Calcoli degli indici agrivoltaici

In riferimento a quanto previsto dalle **Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici pubblicate dal MITE il 27 Giugno 2022**, il presente progetto è definito come impianto agrivoltaico avanzato. **meritevole, ai sensi dell'art.65, co. 1-quater e 1-quinquies del D.L. 24 gennaio 2012, n.1, dell'accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche.** in quanto rispondente ai requisiti

- **REQUISITO A:** Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;
 - Nello specifico risultano soddisfatti i seguenti parametri:
 - A.1) Superficie minima coltivata: è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione;
 - A.2) LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola;
- **REQUISITO B:** Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;
 - Nello specifico risultano soddisfatti i seguenti parametri:
 - B.1) la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento;
 - B.2) la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.
- **REQUISITO C:** l'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra. Nello specifico risulta soddisfatto il seguente parametro:
 - l'altezza minima delle strutture fisse risulta pari a 135 cm, in modo da consentire la continuità dell'attività agricola, in particolare, di tipo zootecnico, configurandosi una situazione in cui si avrà una integrazione massima tra l'impianto agrivoltaico e tale tipo di attività; l'attività zootecnica potrà essere svolta anche al di sotto dei moduli stessi.
- **REQUISITO D:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;
 - Nello specifico nel corso della vita dell'impianto agrivoltaico saranno monitorati i seguenti parametri:
 1. il risparmio idrico;
 2. l'esistenza e la resa della coltivazione e il mantenimento dell'indirizzo produttivo.
- **REQUISITO E:** il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito "D", consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

In sintesi, il progetto consente il proseguo delle attività di coltivazione agricola in sinergia ad una produzione energetica da fonti rinnovabili, valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

La verifica degli indici agrivoltaici con il dettaglio del procedimento attuato e dei calcoli, è riportata nell'elaborato specifico (Rif.: *BON_PG_0301_0_Relazione sul rispetto delle linee guida MITE*).

3.5.4 Calcoli strutturali

Le opere strutturali previste dal progetto sono relative a:

1. Strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici;
2. Pali di strutture di sostegno;
3. Cabine/locali tecnici e relative fondazioni.

Per quanto riguarda le opere di cui al punto 1 e 3 si prevede l'impiego di strutture prefabbricate di cui si è definita la parte tecnica ed architettonico-funzionale in base alle condizioni ambientali e di impiego, rimandando i calcoli strutturali alla fase esecutiva di dettaglio.

Per quanto riguarda i pali delle strutture, nell'elaborato Rif "BON_PC_0101_0_Relazione calcolo preliminare strutture e fondazioni" si sono effettuati i calcoli preliminari degli stessi al fine di dimensionarne preliminarmente in termini di impatto visivo ed economico.

3.5.5 Calcoli idraulici

L'area di intervento è situata prevalentemente in una zona pianeggiante, e si sviluppa per una superficie totale di circa 128 ha. L'installazione si sviluppa tra le quote di 344 e 410 m sul livello del mare, ed è divisa in 3 aree.

L'area 1 può essere suddivisa in 2 sottoaree. La prima comprende una stretta fascia di raccordo pedemontano del M.te Ladu (verso WSW), con quote medie prossime a 350 m slmm. L'area risulta debolmente inclinata con pendenze comunque inferiori a 15°. L'uso del suolo è caratterizzato in parte dal prato-pascolo non irriguo al servizio dell'allevamento estensivo di ovini e in parte per la coltivazione di cerealicole. La seconda comprende buona parte del pianoro di vetta del M.te Ladu (*Loc. Planu de Monte Ladu*) Costituendo la vetta di un altopiano, l'area risulta pressoché pianeggiante, con quote medie prossime a 412 m slmm. L'uso del suolo è caratterizzato esclusivamente dal prato-pascolo non irriguo al servizio dell'allevamento estensivo di ovini. Quest'area non è direttamente interessata dalla presenza di alcun corso idrico.

L'area 2 comprende una fascia di raccordo pedemontano del M.te Cujaru (in senso orario da SW verso S). L'area risulta debolmente inclinata con pendenze comunque inferiori a 15° e con quote medie

prossime a 355 m slmm. L'uso del suolo è caratterizzato quasi esclusivamente dal prato-pascolo non irriguo al servizio dell'allevamento estensivo di ovini. L'area è interessata dall'attraversamento nella parte meridionale di un corso idrico del primo ordine gerarchico Strahler, vige pertanto una fascia di rispetto di 10 metri.

L'area 3 è caratterizzata da un assetto planoaltimetrico circa pianeggiante, con quote medie prossime a 344 m slmm. L'uso del suolo è caratterizzato in parte dal prato-pascolo non irriguo al servizio dell'allevamento estensivo di ovini e in parte per la coltivazione di cerealicole. Comprende inoltre un'ampia fascia di raccordo pedemontano del M.te Frusciu (in senso orario da NNE verso WSW) con quote medie prossime a 350 m slmm. L'area è interessata dall'attraversamento di diversi corpi idrici, tra cui spicca il "Rio Nuschesos" tutelato ai sensi dell'art. 142 del D.Lgs. 42/2004 sulla tutela del vincolo paesaggistico e per i quali vige una fascia di rispetto di 150 m, oltre agli corpi idrici per i quali vigono fasce di rispetto fino a 50 metri, corrispondenti all'ordine gerarchico Strahler 3.

L'area in progetto è interamente ricompresa nel bacino imbrifero del compluvio appartenente al sub bacino "Coghinas-Mannu-Temo" sul quale vengono convogliate le precipitazioni di una vasta area.

Si andrà dunque a stimare la precipitazione di progetto secondo le metodologie e gli studi disponibili in letteratura per l'intera regione Sardegna ed utilizzate nelle stesure del PAI e del PSFF.

Sono stati individuati 4 bacini idrologici, sui quali vengono convogliate le acque di precipitazione delle aree in progetto.

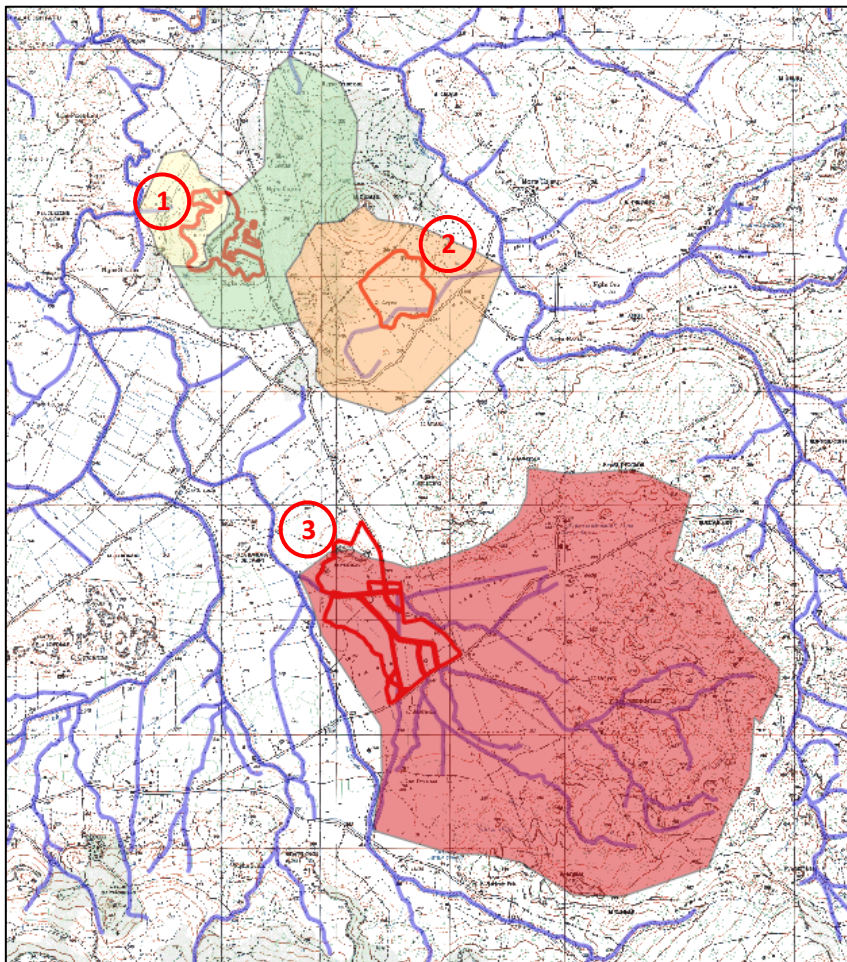


Figura 3-11: Bacini idrografici

Lo studio idrologico e idraulico si inserisce in questo contesto, analizzando la rete di drenaggio esistente e valutando l'impatto dell'opera in progetto.

Lo studio idrologico è svolto secondo le seguenti modalità:

- analisi delle piogge, eseguita utilizzando i dati forniti dall'ARPAS Sardegna;
- valutazione della durata dell'evento pluviometrico di progetto di durata pari al tempo critico dei bacini idrografici oggetto di studio (tempo di corrivazione e idrogramma di progetto);
- determinazione delle portate di riferimento e dimensionamento del sistema di collettamento delle stesse.

I calcoli di progetto sono riportati in dettaglio nell'elaborato Rif. "BON_PC_0401_0_Relazione idrologica e idraulica".

4 REALIZZAZIONE IMPIANTO

La realizzazione dell'impianto sarà avviata immediatamente a valle dell'ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione.

La fase di costruzione vera e propria avverrà successivamente alla predisposizione dell'ultima fase progettuale, consistente nella definizione della progettazione esecutiva, che completerà i calcoli in base alle scelte di dettaglio dei singoli componenti.

In ogni caso, per tutte le aree di impianto la sequenza delle operazioni sarà la seguente:

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

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

4.1 Cronoprogramma lavori

I tempi di realizzazione dell'impianto sono pari a circa 18 mesi. La costruzione dell'impianto sarà avviata immediatamente dopo l'ottenimento dell'Autorizzazione a costruire, previa realizzazione del progetto esecutivo e dei lavori di connessione.

Per il dettaglio delle tempistiche delle attività di realizzazione si faccia riferimento all'elaborato Rif. "BON_CA_0201_0_Cronoprogramma lavori di costruzione".

	Mese 1	Mese 2	Mese 3	Mese 4	Mese 5	Mese 6	Mese 7	Mese 8	Mese 9	Mese 10	Mese 11	Mese 12	Mese 13	Mese 14	Mese 15	Mese 16	Mese 17	Mese 18
Forniture																		
Recinzione																		
Strutture metalliche e pali di fondazione																		
Moduli FV																		
Cabine e locali tecnici																		
Inverter e trasformatori																		
Cavi																		
Quadristica																		
Costruzione - Opere civili																		
Approntamento cantiere																		
Preparazione terreno e movimento terra																		
Realizzazione recinzione																		

	Mese 1	Mese 2	Mese 3	Mese 4	Mese 5	Mese 6	Mese 7	Mese 8	Mese 9	Mese 10	Mese 11	Mese 12	Mese 13	Mese 14	Mese 15	Mese 16	Mese 17	Mese 18
Realizzazione viabilità di campo																		
Posa pali di fondazione																		
Posa strutture metalliche																		
Montaggio moduli FV																		
Scavi posa cavi																		
Posa cabine e locali tecnici																		
Opere idrauliche																		
Opere impiantistiche																		
Collegamenti moduli FV																		
Installazione inverter e trasformatori																		
Posa cavi																		
Allestimento cabine																		
Commissioning e collaudi																		

Il presente cronoprogramma dovrà essere adeguato in osservanza dell'obbligo di non lavorazione nel periodo 1° Marzo / 31 Luglio al fine di tutelare la fauna presente nel Sito Natura 2000 durante il periodo riproduttivo, tutte le operazioni che prevedono l'uso di mezzi meccanici motorizzati saranno interrotte nel periodo

Figura 4-1: Cronoprogramma realizzazione impianto

4.2 Prime indicazioni sicurezza

Il cantiere sarà contenuto in diverse aree delimitate. All'interno di ogni area sarà previsto un campo base (generalmente in prossimità dell'ingresso al sito) destinata ai baraccamenti al deposito dei materiali. Le aree saranno opportunamente recintate con rete di altezza 3 m. L'accesso alle aree di cantiere, che coinciderà con l'accesso definitivo del sito, sarà dotato di servizio di controllo e sarà consentito tramite un cancello di accesso di larghezza sufficiente alla carrabilità dei mezzi pesanti.

L'accesso al sito avverrà utilizzando la viabilità interna all'area di cantiere esistente. Per il trasporto dei materiali e delle attrezzature all'interno dei lotti si prevede l'utilizzo di mezzi tipo furgoni e cassonati.

Il volume di traffico su tali strade è molto limitato. All'interno del lotto di intervento, sia per le dimensioni delle strade che per la caratteristica del fondo (strade sterrate), sarà fissato un limite di velocità massimo di 10 km/h. L'accesso all'area avverrà dalla viabilità principale come indicato nella tavola "BON_PC_0601_0_Indicazione percorso viabilistico".

Nella viabilità all'interno del lotto, e in generale nelle vie di transito, si prevederà un'umidificazione costante al fine di prevedere lo svilupparsi di polveri al passaggio dei mezzi. Inoltre, durante l'esecuzione delle lavorazioni che lo richiederanno saranno impiegati sistemi di abbattimento polveri tramite cannone nebulizzatore in alta pressione che consente di neutralizzare le polveri più fini presenti nell'atmosfera.

A servizio degli addetti alle lavorazioni si prevedono le seguenti installazioni di moduli prefabbricati:

- Uffici Committente/Direzione lavori;
- Spogliatoi;
- Refettorio e locale ricovero;
- Servizi igienico assistenziali.

4.3 Movimentazione terra

Le attività di movimento terra si limiteranno comunque a:

- Eventuale preparazione del terreno: potranno interessare in tutta l'area lo strato più superficiale di terreno;
- Realizzazione di viabilità interna: la viabilità interna alla centrale fotovoltaica sarà costituita da tratti esistenti e da tratti di strada di nuova realizzazione tutti inseriti nelle aree contrattualizzate. Per l'esecuzione dei tratti di viabilità interna di nuova costruzione si realizzerà un rilevato di spessore di 10 cm circa utilizzando il materiale fornito da cava autorizzata;
- Formazione piano di posa di platee di fondazione cabine: in base alla situazione geotecnica di dettaglio, nelle aree individuate per l'installazione dei manufatti sarà da

prevedere o una compattazione del terreno in sito, o posa e compattazione di materiale e realizzazione di platea di sostegno in calcestruzzo. La movimentazione della terra interesserà solo lo strato più superficiale del terreno (max 50 cm);

- Scavi per posizionamento linee: si prevedono lavori di scavo a sezione ristretta prevalentemente per i cavidotti. Il layout dell'impianto e la disposizione delle sue componenti sono stati progettati in modo da minimizzare i percorsi dei cavidotti, così da minimizzare le cadute di tensione. Il trasporto di energia avverrà principalmente mediante cavo in tubazione corrugata o, per la maggior parte, con cavi idonei per interrimento diretto, posti su letto di sabbia, all'interno di uno scavo a sezione ristretta profondo circa 1 metro. Ulteriori tipologie di posa sono previste laddove sono presenti caratterizzazioni sensibili del terreno o delle possibilità tecniche di posa. Si prevede una profondità massima di scavo di 1,50 m;
- Scavi per realizzazioni canalette di drenaggio: Le canalette di ordine differente a seconda del ruolo all'interno della rete, saranno realizzate in scavo con una sezione trapezia avente inclinazione di sponda pari a circa 26°. Le profondità e la larghezza varieranno a seconda dell'ordine di importanza dei drenaggi. Lo scopo delle canalette è quello di consentire il drenaggio dei deflussi al netto delle infiltrazioni nel sottosuolo. Le acque meteoriche ricadenti su ogni settore, per la parte eccedente rispetto alla naturale infiltrazione del suolo, verranno infatti intercettate dalle canalette drenanti realizzate lungo i lati esterni morfologicamente più depressi.

4.4 Figure professionali e mezzi d'opera

Per la realizzazione di un'opera di questo tipo ed entità, si prevede di utilizzare le seguenti principali attrezzature e figure professionali:

- Mezzi d'opera:
 - Gru di cantiere e muletti;
 - Macchina pali;
 - Attrezzi da lavoro manuali e elettrici;
 - Gruppo elettrogeno (se non disponibile rete elettrica);
 - Strumentazione elettrica e elettronica per collaudi;
 - Furgoni e camion vari per il trasporto;
- Figure professionali:
 - Responsabili e preposti alla conduzione del cantiere;
 - Eletttricisti specializzati;
 - Addetti scavi e movimento terra;
 - Operai edili;
 - Montatori strutture metalliche.

Tutto ciò sarà meglio specificato e gestito nel Piano di Sicurezza e Coordinamento dell'opera preliminarmente all'attivazione della fase di costruzione.

4.5 Verifiche, prove e collaudi

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

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

In particolare, saranno previste:

- Prove e collaudi sui componenti sopra descritti prima e durante l'installazione al fine di verificarne la rispondenza dei requisiti richiesti, inclusa la gestione delle denunce delle opere strutturali prevista ai sensi della legislazione vigente
- Collaudi ad installazione completata, quali ad esempio:
 - su tutte le opere: ispezione al fine di verbalizzare la:
 - rispondenza dell'impianto al progetto approvato e rivisto "as built" dall'Appaltatore
 - la realizzazione dell'opera secondo le disposizioni contrattuali
 - stato dell'area di installazione (terreno, recinzione, cabine, accessi, sistema di sorveglianza)
 - generatore fotovoltaico
 - ispezione integrità superficie captante
 - verifica pulizia della superficie captante
 - verifica posa dei cavi intramodulo
 - fondazioni e strutture di sostegno
 - ispezione integrità strutturale e montaggio
 - denuncia delle opere
 - quadri di parallelo
 - prova a sfilamento dei cavi
 - verifica della integrità degli scaricatori
 - misure di resistenza di isolamento di tutti i circuiti
 - verifica della corretta marcatura delle morsettiere e terminali dei cavi
 - verifica della corretta targhetatura delle apparecchiature interne ed esterne
 - verifica della messa a terra di masse e scaricatori
 - quadri di sezione e sottocampo
 - prova a sfilamento dei cavi
 - battitura delle tensioni
 - misure di resistenza di isolamento di tutti i circuiti
 - verifica della corretta marcatura delle morsettiere e terminali dei cavi
 - verifica della corretta targhetatura delle apparecchiature interne ed esterne
 - verifica della messa a terra di masse e scaricatori
 - inverter

- prova a sfilamento dei cavi
- battitura delle tensioni in ingresso
- sistema di acquisizione dati
 - presenza componenti del sistema
- sistemi accessori: verifiche funzionali (videosorveglianza, ventilazione cabine, ecc.);
- documentazione di progetto: verifica della presenza di tutte le certificazioni e collaudi sui componenti necessarie all'accettazione dell'opera.
- Collaudo GRID
 - prove funzionali generali di avviamento e fermata inverter, scatto e ripristino protezioni di interfaccia alla rete, efficienza organi di manovra
 - verifica tecnico-funzionale dell'impianto
 - Run Test, finalizzato a verificare la funzionalità d'esercizio dell'impianto nel tempo. Nel corso del Test Run l'Appaltatore è tenuto alla sorveglianza dell'esercizio ma non sono consentite prove sull'impianto che non possano essere registrate dal sistema di acquisizione dei dati
 - verifica del sistema di acquisizione dati

4.6 Costi

La valutazione previsionale dei costi di progetto dell'impianto è riportata nell'elaborato Rif. "BON_TE_0101_0_ Computo metrico estimativo – Realizzazione".

L'incidenza dei costi di progetto relativi alla costruzione dell'impianto è circa di 1 149 966.04 € Euro/MWp per un totale di circa Euro 84 445 432.48 € escluso iva. Tale importo è comprensivo di importo lavori impianto, importo lavori connessione, oneri sicurezza e spese generali. Si riporta di seguito il quadro economico:

QUADRO ECONOMICO GENERALE			
Valore complessivo dell'opera privata			
DESCRIZIONE	IMPORTI IN €	IVA %	TOTALE € (IVA compresa)
A) COSTO DEI LAVORI			
A.1) Interventi previsti	56 228 069,10 €	10%	61 850 876,01 €
A.2) Oneri di sicurezza	441 734,41 €	10%	485 907,85 €
A.3) Opere di mitigazione	64 296,75 €	22%	78 442,04 €
A.4) Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	1 509 291,27 €	22%	1 841 335,35 €
A.5) Opere connesse	888 900,00 €	10%	977 790,00 €
TOTALE A	59 132 291,53 €		65 234 351,24 €
B) SPESE GENERALI			

QUADRO ECONOMICO GENERALE			
Valore complessivo dell'opera privata			
DESCRIZIONE	IMPORTI IN €	IVA %	TOTALE € (IVA compresa)
B.1 Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio ambientale, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità.	726 600,00 €	22%	886 452,00 €
B.2) Spese consulenza e supporto tecnico	0,00 €	22%	0,00 €
B.3) Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	98 091,00 €	22%	119 671,02 €
B.4) Spese per Rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini, monitoraggio ambientale	181 650,00 €	22%	221 613,00 €
B.5) Oneri di legge su spese tecniche B.1), B.2), B.4) e collaudi B.3)	40 253,64 €	22%	49 109,44 €
B.6) Imprevisti	1 182 645,83 €	22%	1 442 827,91 €
B.7) Spese varie	9 998 539,00 €	-	10 018 802,32 €
TOTALE B	12 227 779,47 €		12 738 475,69 €
C) eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge (...specificare) oppure indicazione della disposizione relativa l'eventuale esonero.	0,00 €	22%	0,00 €
"Valore complessivo dell'opera" TOTALE (A + B + C)	71 360 071,00 €		77 972 826,94 €

5 MANUTENZIONE IMPIANTO

La fase di manutenzione dell'impianto prevederà sostanzialmente le operazioni descritte nei paragrafi seguenti.

5.1 Moduli fotovoltaici

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

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

5.2 Stringhe fotovoltaiche

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

5.3 Quadri elettrici

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

- Ispezione visiva tesa alla identificazione di danneggiamenti dell'armadio e dei componenti contenuti ed alla corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti sul fronte quadro;
- Controllo protezioni elettriche: per verificare l'integrità dei diodi di blocco e l'efficienza degli scaricatori di sovratensione;
- Controllo organi di manovra: per verificare l'efficienza degli organi di manovra;

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

5.4 Collegamenti elettrici

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

6 DISMISSIONE IMPIANTO

L'impianto sarà interamente smantellato al termine della sua vita utile, prevista di 30 anni dall'entrata in esercizio, l'area sarà restituita come si presente allo stato di fatto attuale.

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

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

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

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

La descrizione e le tempistiche delle attività sono riportate nell'elaborato Rif. "BON_CA_0301_0_Cronoprogramma lavori di dismissione" che prevede una durata complessiva di circa 10 mesi.

Di seguito si riporta il cronoprogramma dei lavori di dismissione impianto e i costi relativi.

	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10
Rimozione impianto										
Approntamento cantiere										
Preparazione area stoccaggio rifiuti differenziati										
Rimozione dei cablaggi e smontaggio moduli FV										
Smaltimento pannelli FV										
Rimozione delle strutture di sostegno e pali										
Smaltimento delle strutture di sostegno e pali										
Rimozione cabine e locali tecnici										
Smaltimento cabine e locali tecnici										
Rimozione di cavi, canalette, tubazione e pozzetti										
Smaltimento di cavi, canalette, tubazione e pozzetti										
Demolizione fondazioni cabine										
Smaltimenti fondazioni cabine										
Rimozione e smaltimento recinzione										
Sistemazione mitigazioni e terreno per messa a coltura										

Il presente cronoprogramma dovrà essere adeguato in osservanza dell'obbligo di non lavorazione nel periodo 1° Marzo / 31 Luglio al fine di tutelare la fauna presente nel Sito Natura 2000 durante il periodo riproduttivo, tutte le operazioni che prevedono l'uso di mezzi meccanici motorizzati saranno interrotte nel periodo

Figura 6-1: Cronoprogramma lavori dismissione impianto

IMPIANTO FOTOVOLTAICO BONORVA					
ATTIVITÀ DI DISMISSIONE					
	VOCE	UNITA'	TOT.	IMPORTO UNITARIO	IMPORTO TOTALE
1	DISMISSIONE MODULI FOTOVOLTAICI				
1.1	Rimozione moduli fotovoltaici e cablaggi fra le stringhe, compreso trasporto e conferimento a discarica autorizzata dei materiali	a corpo	1	472 842,00 €	472 842,00 €
2	DISMISSIONE STRUTTURA DI SOSTEGNO DEI MODULI E FISSAGGIO AL SUOLO				
2.1	Rimozione e demolizioni strutture di sostegno moduli e dei pali di fondazione, compreso il trasporto e il conferimento a discarica autorizzata	a corpo	1	1 874 785,82 €	1 874 785,82 €
3	DISMISSIONE LOCALI PREFABBRICATI E CABINE ELETTRICHE				
3.1	Demolizione locali prefabbricati e cabine elettriche e rispettive fondazioni. Compreso il trasporto e il conferimento a discarica autorizzata. Compreso rinterri degli scavi.	a corpo	1	672 612,96 €	672 612,96 €
4	RIMOZIONE E SMANTELLAMENTO RECINZIONI E AUSILIARI				
4.1	Rimozione recinzione e accessi all'area di impianto, compreso il trasporto e il conferimento a discarica autorizzata. Compreso rinterro degli scavi.	a corpo	1	81 591,39 €	81 591,39 €
5	DISMISSIONE LINEE ELETTRICHE INTERNE ALL'IMPIANTO				
5.1	Rimozione canalette, materiale elettrico, cavi, pozzetti prefabbricati in PVC e pozzetti in resina per impianto di messa a terra, compreso trasporto e conferimento a discarica autorizzata	a corpo	1	2 223 115,05 €	2 223 115,05 €
6	MITIGAZIONE				
6.1	Sistemazione delle mitigazioni e del terreno per messa a coltura del terreno	a corpo	1	858,66 €	858,66 €
	TOTALE CAPITOLO				5 325 805,88 €
7	SICUREZZA DISMISSIONE IMPIANTO				
7.1	Costi per la sicurezza dismissione impianto	a corpo	1	142 273,49 €	142 273,49 €
	TOTALE CAPITOLO				142 273,49 €
	TOTALE DISMISSIONE				5 468 079,37 €

Figura 6-2: Costi dismissione impianto

7 RIFERIMENTI NORMATIVI

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

Leggi e decreti

Direttiva Macchine 2006/42/CE - "Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni" indicate dal DM del 14 Gennaio 2008, pubblicate sulla Gazzetta ufficiale n° 29 del 4/2/2008 - Suppl. Ordinario n. 30, integrate dalle "Istruzioni per l'applicazione delle Norme NTC " di cui al DM 14/01/2008, Circolare del 02/02/2009 n.617, Pubblicate nella Gazzetta Ufficiale n. 47 del 26 febbraio 2009 – Suppl. Ordinario n. 27

Eurocodici

UNI EN 1991 (serie) Eurocodice 1 – Azioni sulle strutture.

UNI EN 1993 (serie) Eurocodice 3 – Progettazione delle strutture di acciaio.

UNI EN 1994 (serie) Eurocodice 4 – Progettazione delle strutture composte acciaio-calcestruzzo.

UNI EN 1997 (serie) Eurocodice 7 – Progettazione geotecnica.

UNI EN 1998 (serie) Eurocodice 8 – Progettazione delle strutture per la resistenza sismica. UNI EN

1999 (serie) Eurocodice 9 – Progettazione delle strutture di alluminio.

Altri documenti

Esistono inoltre documenti (Istruzioni CNR) che non hanno valore di normativa, anche se in qualche caso i decreti ministeriali fanno espressamente riferimento ad essi:

CNR 10022/84 Costruzioni di profilati di acciaio formati a freddo;

CNR 10011/97 Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione; NR 10024/86 Analisi mediante elaboratore: impostazione e redazione delle relazioni di calcolo.

CNR-DT 207/2008, "Istruzioni per la valutazione delle azioni e degli effetti del vento sulle costruzioni".

Eventuali normative non elencate, se mandatorie per la progettazione del sistema possono essere referenziate.

In caso di conflitto tra normative e leggi applicabili, il seguente ordine di priorità dovrà essere rispettato:

1. *Leggi e regolamenti Italiani;*

2. *Leggi e regolamenti comunitari (EU); Documento in oggetto;*
3. *Specifiche di società (ove applicabili); Normative internazionali.*

Legislazione e normativa nazionale in ambito Civile e Strutturale

Decreto Ministeriale Infrastrutture 14 gennaio 2008 “Nuove Norme tecniche per le costruzioni”;

Circ. Min. Infrastrutture e Trasporti 2 febbraio 2009, n. 617 “Istruzioni per l’applicazione norme tecniche per le costruzioni”;

Legge 5.11.1971 N° 1086 - (norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica);

CNR-UNI 10021- 85 - (Strutture di acciaio per apparecchi di sollevamento. Istruzioni per il calcolo, l’esecuzione, il collaudo e la manutenzione).

Legislazione e normativa nazionale in ambito Elettrico

D. Lgs. 9 Aprile 2008 n. 81 e s.m.i.. (Attuazione dell’articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro).

CEI EN 50110-1 (Esercizio degli impianti elettrici) CEI 11-27 (Lavori su impianti elettrici)

CEI 0-10 (Guida alla manutenzione degli impianti elettrici)

CEI 82-25 (Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione)

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

CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008 Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici

CEI EN 60445 (CEI 16-2) Principi base e di sicurezza per l’interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori

Sicurezza elettrica

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

CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici

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

CEI 64-8/7 (Sez.712)- Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari

CEI 64-12 Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario

CEI 64-14 Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori

IEC/TS 60479-1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects

IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems

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

CEI 64-57 Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici - Impianti di piccola produzione distribuita.

CEI EN 61140 (CEI 0-13) Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature

Parte fotovoltaica

ANSI/UL 1703:2002 Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels

IEC/TS 61836 Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols CEI EN 50380 (CEI 82-22) Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici

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

CEI EN 50461 (CEI 82-26) Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino

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

CEI EN 60891 (CEI 82-5) Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento

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

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2) Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3) Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento

CEI EN 60904-4 (82-32) Dispositivi fotovoltaici - Parte 4: Dispositivi solari di riferimento -Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura

CEI EN 60904-5 (82-10) Dispositivi fotovoltaici - Parte 5: Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari fotovoltaici (PV) attraverso il metodo della tensione a circuito aperto

CEI EN 60904-7 (82-13) Dispositivi fotovoltaici - Parte 7: Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaici

CEI EN 60904-8 (82-19) Dispositivi fotovoltaici - Parte 8: Misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico

CEI EN 60904-9 (82-29) Dispositivi fotovoltaici - Parte 9: Requisiti prestazionali dei simulatori solari

CEI EN 60068-2-21 (91-40) 2006 Prove ambientali - Parte 2-21: Prove - Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda

CEI EN 61173 (CEI 82-4) Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida

CEI EN 61215 (CEI 82-8) Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo

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

CEI EN 61277 (CEI 82-17) Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida

CEI EN 61345 (CEI 82-14) Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV)

CEI EN 61683 (CEI 82-20) Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza

CEI EN 61701 (CEI 82-18) Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)

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

CEI EN 61727 (CEI 82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete

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

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

CEI EN 61829 (CEI 82-16) Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V

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

CEI EN 62108 (82-30) Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) – Qualifica del progetto e approvazione di tipo

Quadri elettrici

CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);

CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD;

CEI 23-51 Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.

Rete elettrica del distributore e allacciamento degli impianti

CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata

CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo

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

CEI 11-20, V1 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria – Variante

CEI 11-20, V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria – Allegato C - Prove per la verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica per i micro generatori

CEI EN 50110-1 (CEI 11-48) Esercizio degli impianti elettrici

CEI EN 50160 (CEI 8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione

dell'energia elettrica

Cavi, cavidotti e accessori

CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV CEI 20-14 Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV

CEI-UNEL 35024-1 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria

CEI-UNEL 35026 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata

CEI 20-40 Guida per l'uso di cavi a bassa tensione

CEI 20-65 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente

CEI 20-67 Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV

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

CEI EN 50086-1 (CEI 23-39) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali

CEI EN 50086-2-4 (CEI 23-46) Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati

CEI EN 50262 (CEI 20-57) Pressacavo metrici per installazioni elettriche

CEI EN 60423 (CEI 23-26) Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori

CEI EN 61386-1 (CEI 23-80) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali

CEI EN 61386-21 (CEI 23-81) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori

CEI EN 61386-22 (CEI 23-82) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori

CEI EN 61386-23 (CEI 23-83) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori

Conversione della Potenza

CEI 22-2 Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione

CEI EN 60146-1-1 (CEI 22-7) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali

CEI EN 60146-1-3 (CEI 22-8) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori

CEI UNI EN 45510-2-4 (CEI 22-20) Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza

Scariche atmosferiche e sovratensioni

CEI EN 50164-1 (CEI 81-5) Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione

CEI EN 61643-11 (CEI 37-8) Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove

CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1) Protezione contro i fulmini – Parte 1: Principi generali

CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2) Protezione contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio

CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3) Protezione contro i fulmini – Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone

CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4) Protezione contro i fulmini – Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture

Energia solare

UNI 8477-1 Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta

UNI EN ISO 9488 Energia solare - Vocabolario

UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici

Sistemi di misura dell'energia elettrica

CEI 13-4 Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica

CEI EN 62052-11 (CEI 13-42) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Parte 11: Apparato di misura

CEI EN 62053-11 (CEI 13-41) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 11: Contatori elettromeccanici per energia attiva (classe 0,5, 1 e 2)

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

CEI EN 62053-22 (CEI 13-44) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 22: Contatori statici per energia attiva (classe 0,2 S e 0,5 S)

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

CEI EN 50470-2 (CEI 13-53) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 2: Prescrizioni particolari - Contatori elettromeccanici per energia attiva (indici di classe A e B)

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

CEI EN 62059-31-1 (13-56) Apparat per la misura dell'energia elettrica – Fidatezza Parte 31-1: Prove accelerate di affidabilità - Temperatura ed umidità elevate