

REALIZZAZIONE IMPIANTO AGRIVOLTAICO A TERRA DA 39,99 MW SU TRACKER DI TIPO AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE E IMPIANTO DI ACCUMULO (BESS) DA 15 MW

“SERRI” COMUNE DI SERRI (SU)

QUADRO PROGETTUALE
Studio di Impatto Ambientale

Committente: ENERGYSERRI1 S.R.L.

Località: COMUNE DI SERRI

CAGLIARI, 07/2023

STUDIO ALCHEMIST

Ing.Stefano Floris – Arch.Cinzia Nieddu

Via Isola San Pietro 3 - 09126 Cagliari (CA)
Via Semplicio Spano 10 - 07026 Olbia (OT)

stefano.floris@studioalchemist.it
cinzia.nieddu@studioalchemist.it



Sommario

1.	PREMESSA.....	3
2.	UBICAZIONE.....	3
3.	DESCRIZIONE IMPIANTO ED INSERIMENTO NEL CONTESTO.....	4
3.1	Impianto BESS (BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM).....	6
	Caratteristiche tecniche dell'impianto BESS.....	8
	Modalità di funzionamento dell'impianto BESS.....	10
3.2	MODULI FOTOVOLTAICI.....	12
3.3	INVERTER.....	13
3.4	POWER STATION.....	14
3.5	TRACKERS.....	14
3.6	CAVI ELETTRICI.....	15
4	ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI.....	16
5	DISMISSIONE IMPIANTO.....	19
5.3	SMALTIMENTO TRACKER.....	23
5.4	SMALTIMENTO IMPIANTO ELETTRICO.....	23
5.5	SMALTIMENTO MANUFATTI PREFABBRICATI.....	23
5.6	SMALTIMENTO BESS.....	25
6	VALUTAZIONE IMPATTI CUMULATIVI.....	26
6.1	IMPATTI CUMULATIVI ATTRIBUIBILI AGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI ED EOLICI.. Errore. Il segnalibro non è definito.	
6.2	PROGETTI PRESENTI SU VASTA SCALA (NON RIENTRANTI NEL BUFFER DI 3 Km).....	27
6.2.1	Progetto di un nuovo impianto eolico da 72 mw costituito da 12 aerogeneratori della potenza nominale di 6.0 mw ciascuno, e opere di connessione alla rtn in località "riu Mortoriu" (procedimento VIA nazionale).....	30
6.2.2	Progetto "Costruzione ed esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica denominato "Luminu" costituito da 17 aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale pari a 6,6 MW, per una potenza complessiva di 112,2 MW (procedimento in VIA nazionale).	31
6.2.3	Impianto eolico da 28 mw in località "Perd'e Cuaddu" nei Comuni di Isili, Genoni, Nuragus e Nurallao; committente Inergia S.p.A. (procedimento in PAUR).....	33
6.3	IMPATTI CUMULATIVI PROGETTI PRESENTI SU SCALA LOCALE (RIENTRANTI NEL BUFFER DI 3 Km)	34
6.3.1	Valutazione di impatto cumulativo per l' impianto eolico sito nel comune di Nurri e opere elettriche di connessione in comuni vari.....	36
6.3.2	Valutazione di impatto cumulativo per l'impianto microeolico sito all'interno dell'area di progetto presso il Comune di Serri.....	41

1. PREMESSA

La presente relazione fa parte del progetto esecutivo “REALIZZAZIONE IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA 39,99 MW SU TRACKER DI TIPO AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE E IMPIANTO DI ACCUMULO (BESS) DA 15 MW, DENOMINATO “SERRI”, PRESSO IL COMUNE DI SERRI (SU).

La società proponente del progetto è la **ENERGYSERRI1 S.R.L.**, con sede legale Via Pantelleria 12, Cagliari (CA), Codice Fiscale: 04065310924, di proprietà di Alchemist S.R.L. che opera nel settore della progettazione di impianti per lo sfruttamento delle energie rinnovabili.

2. UBICAZIONE

La scelta dell’area di intervento è stata supportata per i seguenti fattori:

- morfologia tendenzialmente pianeggiante o sub- pianeggiante del terreno nelle aree in cui è inserito l’impianto, che riduce notevolmente la movimentazione di terra e che favorisce una installazione dei pannelli in grado di assecondare e confermare quasi ovunque l’attuale andamento plano altimetrico;
- ottima esposizione per un rendimento efficiente dell’impianto;
- geomorfologia dei suoli che permette l’infissione di strutture in acciaio zincato evitando l’utilizzo di plinti di fondazione in calcestruzzo;
- l’accessibilità al sito è favorita dalla posizione rispetto alla rete viaria preesistente e a quella di piano.

L’area di intervento è ubicata all’interno di terreni siti nel Comune di Serri nella Loc. Pranu de Corongiu.

Dal punto di vista topografico, l’area in esame risulta inclusa nella cartografia catastale:

- Fig. 1 del Comune di **Serri**, particelle 89, 88, 107, 93, 98, 84, 83, 86.

L’area di intervento è ubicata all’interno di terreni siti nel Comune di Serri, il cui abitato è localizzato ad una altitudine di circa 640 m. s.l.m., con un territorio di 19,18 km² ed una popolazione di circa 629 abitanti.

Il progetto dell’impianto fotovoltaico interesserà un’area a circa:

- Circa 0,98 km lineari dal centro urbano del Comune di Serri;
- Circa 1,5 km lineari dal centro urbano del Comune di Escolca;
- Circa 1,94 km lineari dal centro urbano del Comune di Gergei;
- Circa 5,65 km lineari dal centro urbano del Comune di Mandas;
- Circa 0,98 km lineari dal centro urbano del Comune di Isili.

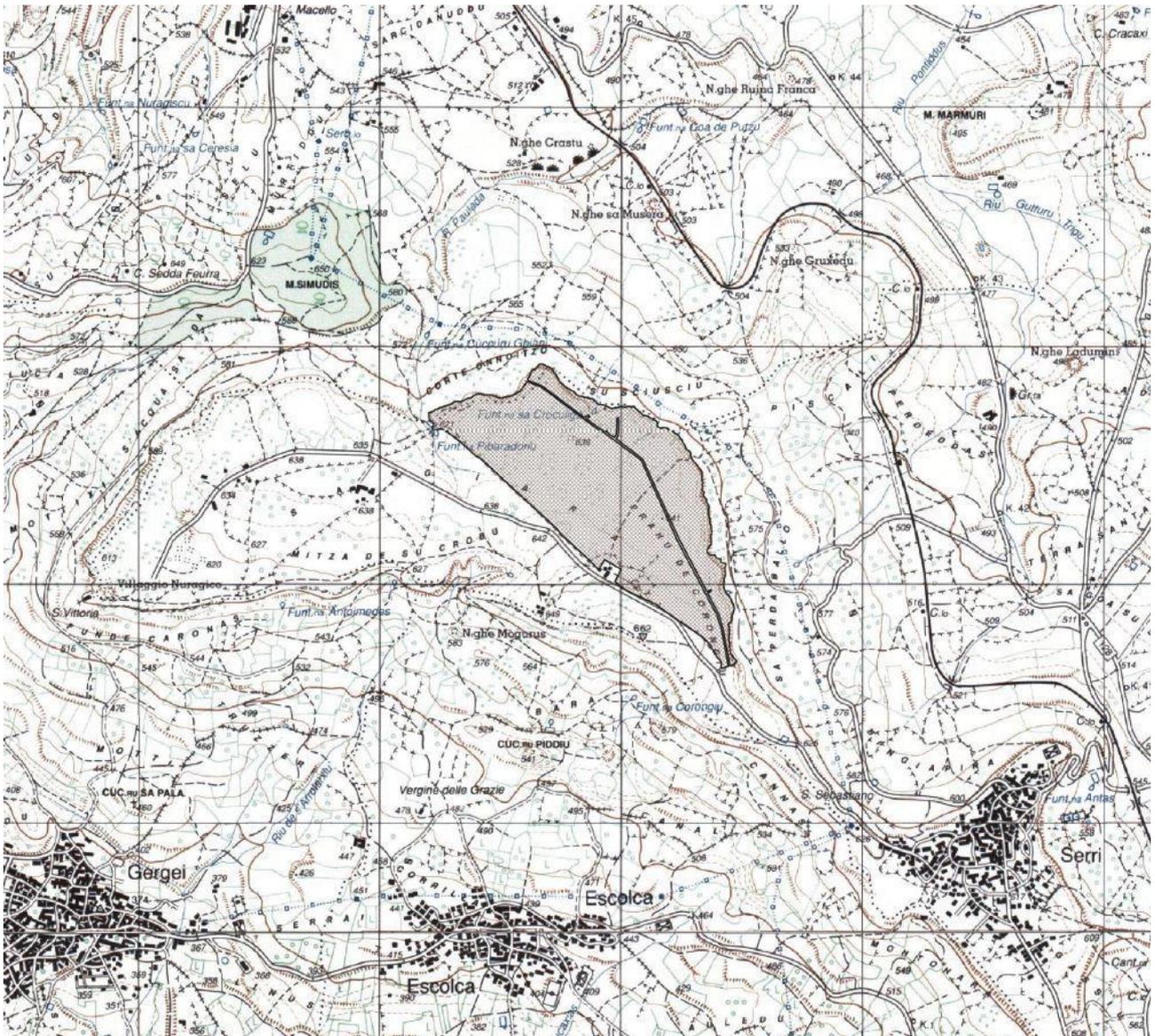


Fig. 1: Perimetro dell'area di progetto su carta IGM.

3. DESCRIZIONE IMPIANTO ED INSERIMENTO NEL CONTESTO

L'intervento contempla la realizzazione di un impianto fotovoltaico di potenza nominale in immissione pari a 39.990 kWp di picco per la produzione di energia elettrica posato sul terreno livellato mediante l'installazione di inseguitori solari e di un impianto di accumulo della potenza di 15 MW.

I nuovi sistemi di accumulo a batterie (BESS, Battery Energy Storage System), servono per contribuire alla Transizione energetica, basata sulle fonti rinnovabili, garantendo allo stesso tempo stabilità e sicurezza alla rete elettrica nazionale. Con l'uscita dal carbone, prevista nei prossimi anni, l'Isola vedrà infatti un forte sviluppo delle rinnovabili che, insieme alla nuova capacità di accumulo, permetteranno la decarbonizzazione della generazione di energia elettrica sull'isola, garantendo al tempo stesso la stabilità e la sicurezza della rete agendo in sinergia con i collegamenti sottomarini con il resto del Paese.

L'impianto sarà costituito da **70.174** moduli fotovoltaici monocristallini da **570 Wp** di tipo bifacciale, organizzati in stringhe e collegati in serie tramite 11 Power Station (di TIPO 1 da 3200 kVA) posizionate in maniera baricentrica rispetto alle strutture di supporto dei pannelli.

La tipologia e la configurazione delle strutture fotovoltaiche è caratterizzata da 1.293 tracker a pali infissi da

26x2 pannelli e 113 tracker da 13x2.

L'impianto poi, verrà collegato in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di una nuova Stazione (SE) della RTN a 150 kV in entra – esce alle linee RTN a 150 kV "Taloro – Villasor" e "Taloro – Tuili".

Dai moduli fotovoltaici l'energia verrà convogliata verso l'inverter, successivamente verso le cabine MT dove è presente il trasformatore elevatore a 15 kV.

Dalle cabine MT le linee verranno convogliate verso la cabina AT/MT dove la tensione verrà elevata a 150 kV e quindi vettoriata verso il punto di connessione nella nuova SE sopra descritta.

L'interruttore MT sarà aggiornato alla Delibera A70 di Terna mediante il posizionamento di n°3 TV a triangolo aperto con collegamento a 100v verso la protezione di interfaccia. All'interno del quadro generale è stato individuato un interruttore marca ABB SACE S2 1600 A idn reg., con modulo differenziale, dove verrà collegato l'impianto FTV attraverso un quadro di nuova realizzazione, contenente due interruttori MGT ed il sistema di Protezione di Interfaccia Mod. THITRONIC NV10P con DDI motorizzato.

Le strutture di fissaggio sono state conteggiate in fase esecutiva e dal computo metrico emergono le quantità puntuali.

Per quanto riguarda i calcoli di producibilità, le dimensioni dei cavi e le verifiche elettriche si rimanda alla relazione tecnica di calcolo allegata.

Sono stati eseguiti dei sopralluoghi allo scopo di definire le modalità di installazione e individuare le soluzioni più idonee alla connessione dell'impianto agrivoltaico alla rete pubblica di distribuzione dell'energia elettrica. Nel corso dei sopralluoghi sono scaturite le scelte che hanno portato a ridefinire il numero di pannelli da installare e le modalità di riqualificazione ambientale.

Il criterio di posizionamento si è basato sull'utilizzo di strutture quali i tracker monoassiali per disporre i pannelli. Le strutture, disposte con orientamento est-ovest, sono concepite per ruotare durante il giorno e seguire il tragitto del sole in maniera tale da ottenere un irraggiamento massimo per più ore possibili. Nell'intorno del campo fotovoltaico vengono lasciati idonei spazi per effettuare le manutenzioni.

I moduli verranno vincolati al solaio tramite apposita struttura di fissaggio di tipo tracker. I calcoli strutturali vengono definiti nella apposita relazione.

All'interno della cabina elettrica verrà realizzato il quadro elettrico nel quale verranno installati gli interruttori di sezionamento.

La linea in corrente continua 2*6mmq tipo FG21M21, che dai moduli arriva all'inverter, verrà posizionata all'interno di una canale metallica con fissaggi ogni 2m e fissata direttamente alla struttura di supporto dei pannelli quando possibile; in prossimità del punto nord della struttura di fissaggio verrà realizzato un cavidotto interrato, con pozzetti come individuato nelle tavole grafiche.

Dal quadro elettrico la linea in cavo tipo FG16(0)R16 verrà collegata al quadro generale posizionato di fronte allo stesso quadro FTV.

Si rimanda alla relazione tecnica specialistica per i criteri di dimensionamento elettrico e le verifiche.

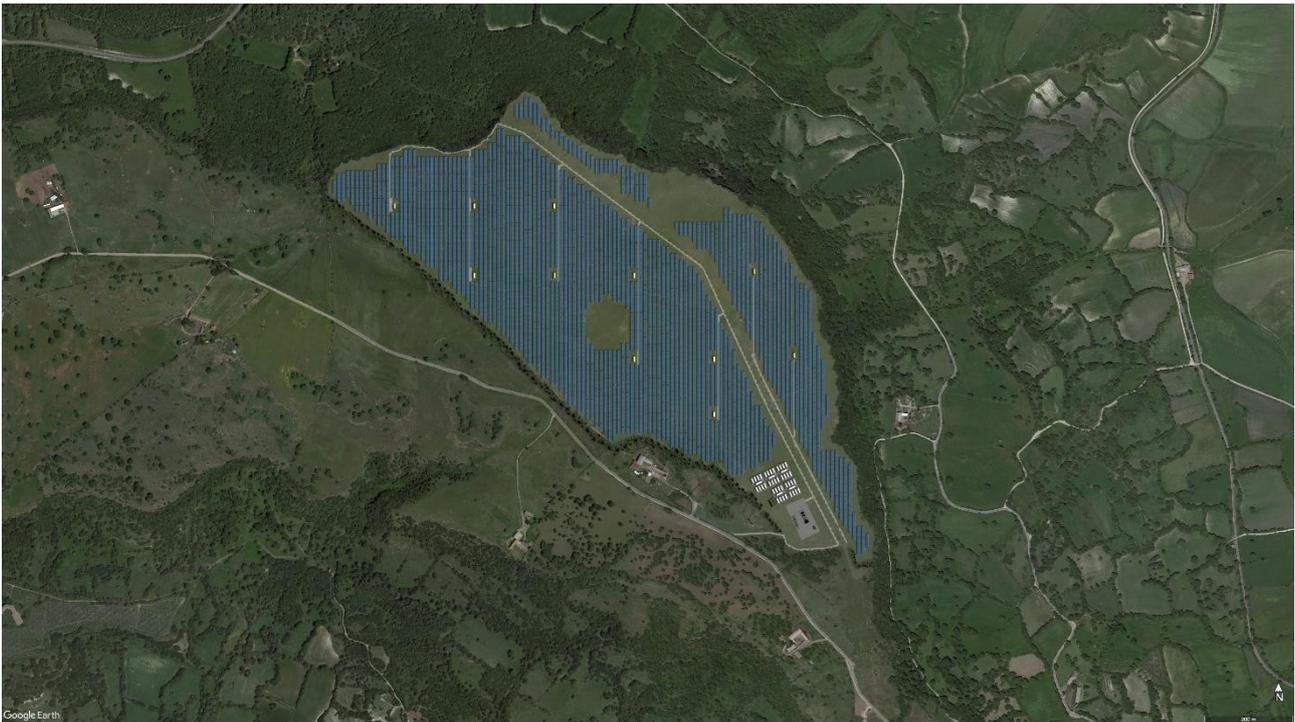


Fig. 2: Fotosimulazione impianto

3.1 Impianto BESS (BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM)

Il progetto prevede anche la realizzazione di un impianto BESS (Battery Energy Storage System), un impianto di accumulo elettrochimico di energia elettrica costituito da sottosistemi, apparecchiature e dispositivi necessari all'immagazzinamento dell'energia ed alla conversione bidirezionale della stessa in energia elettrica in media tensione.

Per un sistema di accumulo elettrochimico si intende un insieme di apparecchiature e logiche di gestione e controllo, finalizzate a immettere e assorbire energia elettrica, funzionante in maniera continuativa in parallelo con una rete con obbligo di connessione di terzi. I sistemi di accumulo dell'energia elettrica sono finalizzati a favorire il dispacciamento degli impianti non programmabili (es. eolico e fotovoltaico) e sono ritenuti necessari per permettere l'immissione ed il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile. I sistemi BESS possono infatti operare sia come carico, durante la carica degli accumulatori, sia come generatore durante la loro fase di scarica.

È noto che per la sicurezza del sistema elettrico è necessario prevedere una copertura di tipo programmabile (impianti termoelettrici tradizionali) da affiancare agli impianti di produzione non programmabili. Risulta quindi evidente come l'utilizzo di impianti BESS permetta di considerare questi ultimi come impianti di tipo programmabile: si utilizzeranno i sistemi BESS come carico (quindi in accumulo) in caso di eccedenza di potenza immessa in rete da parte di impianti di produzione non programmabili, mentre gli stessi BESS potranno funzionare come generatori in caso di deficit di potenza immessa in rete.



Fig. 3: Esempio di Parco solare integrato ad un sistema BESS (storage di Lily – USA)

Caratteristiche tecniche dell'impianto BESS

L'impianto di accumulo, il Battery Energy Storage System (BESS), comprende sia la realizzazione dello storage che l'installazione delle relative infrastrutture connesse (cabine elettriche, rete elettrica interrata, strade, sottostazione AT/MT per la connessione alla rete pubblica).

Il BESS è costituito da batterie agli ioni di litio del tipo litio, ferro, fosfato "LiFePo" (identificato come LFP), i moduli delle celle e i rack per contenere i moduli stessi.

Il sistema di batterie è alloggiato in contenitori speciali con adeguata resistenza al fuoco e adeguatamente protetto da un sistema di rilevazione e spegnimento degli incendi. I contenitori della batteria sono condizionati per mantenere la corretta temperatura ambiente per il funzionamento del sistema.

Il sistema di stoccaggio è costituito anche dai dispositivi di gestione dell'energia e dell'energia del sistema di batterie e dal collegamento alla rete elettrica nazionale:

- Sistema di conversione bidirezionale DC /AC (PCS);
- Trasformatori di potenza MT/BT;
- Quadri elettrici MT;
- Sistema locale di gestione e controllo dell'assemblaggio della batteria (Sistema di gestione della batteria "BMS");
- Sistema locale di gestione e controllo integrato dell'impianto (Impianto SCADA);
- Apparecchiature elettriche (quadri elettrici, trasformatori) per il collegamento alla rete elettrica nazionale.



Fig. 4: Componenti container BESS

Il BESS è progettato in sottosistemi:

- Sottosistema primario: sottosistema di accumulo e sottosistema di conversione di potenza
- Sottosistema ausiliario
- Sottosistema di controllo: sottosistema di comunicazione, sottosistema di gestione e sottosistema di protezione

Il BESS sarà costituito dai seguenti componenti tipici principali:

- **Sottosistema batteria (di accumulo):** sarà composto da batterie agli ioni di litio con un'aspettativa di vita pari alla durata prevista dell'impianto in condizioni operative normali adatte per l'installazione all'aperto. La batteria sarà composta da celle elettrochimiche, tra loro elettricamente collegate in serie ed in parallelo per formare moduli di batterie. I moduli sono collegati elettricamente tra loro ed assemblati in appositi armadi/rack in modo tale da conseguire i valori richiesti di potenza, tensione e corrente. Ogni rack avrà il proprio sistema di gestione della batteria "Battery Management System" (BMS), per gestire lo stato di carica "State of Charge" (SOC), lo stato di salute "State of Health" (SOH), la tensione, la corrente e la temperatura di ogni livello dei moduli batteria nel rack, nonché il controllo e la protezione. Le batterie e il loro BMS saranno integrati in container ISO standard di 40 piedi o cabinet personalizzati da posizionare all'aperto equipaggiati di sistema di condizionamento ambientale, sistema antincendio e rilevamento fumi.
- **Sottosistema di conversione di potenza:** costituito da uno o più convertitori di potenza bidirezionali a 4 quadranti, integrati in cabinet personalizzati per posa esterna o container ISO standard di 20/40 piedi equipaggiati di sistema di condizionamento ambientale, sistema antincendio e rilevamento fumi. Il PCS sarà corredato da controllori dei convertitori, trasformatori BT/MT, filtri sinusoidali e RFI, interruttori e protezioni AC, interruttori e protezioni DC, ecc.
- **Sottosistema di controllo:** sarà composto da diversi sistemi, ad esempio, il sistema di controllo integrato (SCI) di impianto, che assicurerà il corretto funzionamento di ogni assemblata batteria azionato da PCS e il sistema centrale di controllo integrato (SCCI) che riporterà allarmi e segnali di warning dell'impianto BESS nella sala di controllo principale. Nello specifico saranno raggruppati nei seguenti sottogruppi:
 - Sistema gestione della batteria: il BMS è un sistema per la gestione locale e il controllo del modulo batteria e dei suoi componenti; il BMS controlla i dispositivi e i sistemi di protezione e sicurezza, i dispositivi di controllo, monitoraggio e diagnostica e i servizi ausiliari.
 - Energy Management System: il sistema di controllo dell'energia (EMS) è composto tipicamente da PC industriali collegati al sistema tramite architettura ridondante; il quale gestisce l'intero sistema di accumulo, la gestione dell'energia e l'ottimizzazione della rete e tutte le comunicazioni con gli operatori di livello superiore.
 - Protezione e ausiliari: apparecchiature destinate a svolgere particolari funzioni aggiuntive allo stoccaggio o all'estrazione dell'energia elettrica, ad esempio: sistemi di protezione e di controllo, servizi ausiliari (condizionamento, ventilazione, interfacce, UPS, ecc.), circuito di distribuzione dell'energia, ecc.
- **Balance of Plant:** tutti i componenti dell'impianto saranno progettati e installati tenendo conto delle condizioni ambientali del sito di installazione e delle caratteristiche di potenza e tensione. A titolo

esemplificativo, ma non esaustivo, saranno presenti le seguenti apparecchiature: quadri elettrici in BT ed MT, trasformatori ausiliari, trasformatore di isolamento, trasformatore elevatore MT/AT, ecc.

La configurazione finale del sistema BESS, in termini di numero di sistemi di conversione e numero di moduli batteria, sarà effettuata in base alle scelte progettuali relative alla fornitura, che saranno condivise con il fornitore del sistema, nonché al numero di contenitori.

In genere, i componenti del BESS saranno assemblati e spediti in uno o più container pronti per essere installati sul campo. Il BESS sarà fornito di tutti i cavi BT, MT, segnalazione e controllo nonché cavi FO necessari per collegare tra loro tutti i sottosistemi e per collegare il BESS al POC.

COMPONENTI DEL BESS
Celle elettrochimiche assemblate in moduli e rack (Battery Assembly)
DC/AC Two-Way Conversion System (PCS)
Trasformatori di potenza MT/BT
Quadri elettrici di potenza MT
Sistema locale di gestione e controllo dell'assemblaggio della batteria (BMS);
Sistema integrato locale di gestione e controllo dell'impianto (SCI) - garantisce il corretto funzionamento di ogni gruppo di batterie gestito da PCS chiamato anche EMS (Energy Management System)
Servizi ausiliari
Cavi di alimentazione e segnale
Controller BESS e sistema SCADA (BESS PPC);
Container o quadri ad uso esterno equipaggiati di sistema di condizionamento ambientale, sistema antincendio e rilevamento fumi.

Modalità di funzionamento dell'impianto BESS

Il sistema BESS funzionerà in parallelo alla rete. Nel seguito sono descritti i possibili servizi di rete che il BESS consente di ottenere.

Funzionamento in parallelo di rete

Come già anticipato in premessa, le opere oggetto del presente studio sono necessarie alla realizzazione di un sistema di accumulo elettrochimico per l'energia elettrica prodotta principalmente da impianti non programmabili.

Lo scopo della loro installazione è nella capacità di questi sistemi nel fornire servizi di rete, migliorando i profili di tensione e il dispacciamento degli impianti di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili esistenti.

Il sistema proposto quindi non rappresenta un impianto di generazione dell'energia elettrica, in qualunque forma, ma solo un meccanismo di immagazzinamento di questa ultima, generata da altri impianti, che

altrimenti rischierebbe di essere perduta (non prodotta) o sfruttata non correttamente dal punto di vista del sistema elettrico.

In generale i servizi che un sistema di accumulo gestionale è in grado di fornire si dividono in “Servizi di Potenza” e in “Servizi di Energia”. I primi riguardano gli aspetti relativi alla potenza del sistema di accumulo, alla velocità di risposta dello stesso e ai benefici apportati dal sistema di accumulo relativamente allo scambio di potenza della rete elettrica cui è connesso. I secondi riguardano gli aspetti energetici, quindi sono intrinsecamente legati allo scambio di potenza che si protrae su intervalli di tempo maggiori rispetto ai primi. Entrambi i servizi sopra definiti sono a loro volta scomponibili, in base alle funzioni svolte e ai criteri di dimensionamento e impiego, in quattro sotto-sezioni, che risultano essere i seguenti: -

- Security;
- Power Quality;
- Mercato;
- Accesso (differimento degli investimenti).
-

Caratteristiche dell’impianto BESS di Serri

L’impianto BESS si suddivide in due aeree, ognuna delle quali sarà opportunamente recintata, e per quanto riguarda il caso specifico di Serri, sarà costituito da 5 isole ognuna delle quali composta da 8 container batterie e da un gruppo inverter trasformatore BT/MT. Ogni isola avrà una potenza di circa 3.5MW e il gruppo di conversione avrà la funzione di raddrizzare la corrente in fase di carica e di invertirla in caso di scarica e quindi di immissione di potenza sulla linea elettrica di alta tensione.

Sono pertanto previsti in progetto un totale di n. 5 trasformatori MT/BT isolati in olio. All’interno della sottostazione sarà invece presente un trasformatore AT/MT posizionato all’aperto di potenza pari a 180 MVA ed isolato in olio.

I trasformatori MT/BT e il trasformatore AT/MT rientrano nell’attività individuata al punto 48.1.B dell’allegato I del D.P.R. 1° agosto 2011, n.151, “*Macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantitativi superiori 1 m³*”.

All’interno della sottostazione sarà presente anche un gruppo elettrogeno. Il gruppo elettrogeno appartenendo alla categoria di rischio “A” (Gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici ed impianti di cogenerazione di potenza complessiva da 25 a 350 kW, individuato al punto 49.1.A dell’allegato I del D.P.R. 1° agosto 2011, n. 151), viene indicato per la valutazione di eventuali interferenze.

L’attività per la quale si richiede la valutazione del progetto sarà svolta su di un’area libera delimitata e accessibile dalla rete stradale.

Il Battery Energy Storage System (BESS) sarà costituito da batterie, moduli delle celle e i rack per contenere i moduli stessi.

Di seguito si riportano le caratteristiche principali del sistema:

- Numero di moduli: **5**
- Potenza nominale complessiva: **15 MW**
- Temperatura operativa di esercizio delle batterie: **30-35°C**

Il sistema di batterie (celle, moduli e rack) è alloggiato in contenitori speciali con adeguata resistenza al fuoco e adeguatamente protetto da un sistema di rilevazione e spegnimento degli incendi. I contenitori della batteria sono condizionati per mantenere la corretta temperatura ambiente per il funzionamento del sistema.

Funzionalità del sistema BESS

Il sistema BESS potrà partecipare alla regolazione primaria, secondaria e terziaria di rete (eventualmente ad altri servizi ancillari di rete, come riserva rotante, solo su esplicita richiesta del TSO) nel punto di Connessione in accordo. Il sistema BESS, oggetto del seguente documento, sarà in configurazione Stand Alone (quindi non asservito ad altre unità produttive) ma potrà eventualmente operare in combinazione con l'impianto di produzione da fonte fotovoltaica in progetto.

3.2 MODULI FOTOVOLTAICI

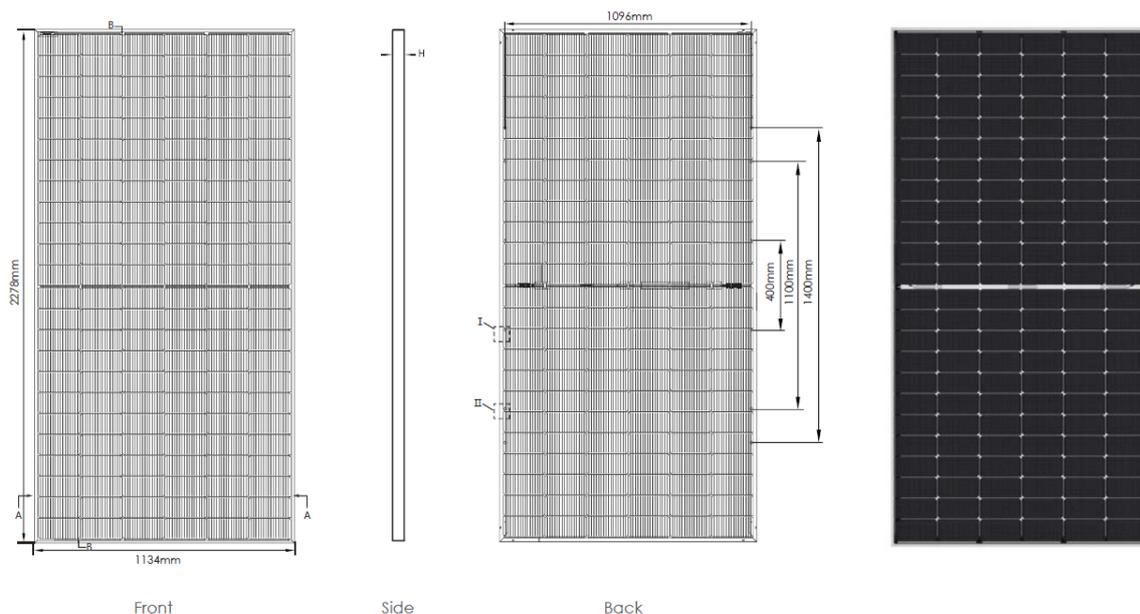


Fig. 5: Pannelli Jinko Solar Tiger Neo N-type 72HL4-BDV da 570 W.

Nel presente progetto si utilizzeranno dei moduli fotovoltaici tipo Tiger Neo N-type 72HL4-BDV da 570 W, tra i più recenti disponibili in commercio, le cui caratteristiche di massima sono riportate nelle schede tecniche allegate.

JinkoSolar è uno dei più innovativi e grandi fabbricanti di moduli fotovoltaici integrati al mondo. La tecnologia TOPCon consiste in una passivazione selettiva del wafer che determina minori perdite per resistenza ed innalza la Voc della cella. Gli ulteriori vantaggi sono una diminuzione delle perdite per LID (light-induced degradation) e LETID (light and elevated temperature-induced degradation), un miglioramento del coefficiente di temperatura che è di soli $-0,30\%/^{\circ}\text{C}$ che permette ai moduli di migliorare anche di un 2% la resa energetica in comparazione a celle di Tipo P diminuendo la temperatura di esercizio (NOCT).

Le celle sono tagliate a metà (tecnologia Half-Cut) per migliorare le prestazioni con ombre e diminuire le perdite interne e la corrente è collezionata da molteplici bus-bar (SMBB).

3.3 INVERTER



Fig. 6: Inverter HUAWEI SUN 2000 - 215 KTL

I sistemi di conversione adottati per tale tipologia di impianto sono composti dal componente principale **inverter** e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

L'inverter è costituito principalmente da:

- Sezione d'arrivo dal campo fotovoltaico con organo di sezionamento e misure e controllo d'isolamento;
- Convertitore statico, provvisto di ponte IGBT a commutazione forzata, logiche di comando, protezioni, autodiagnostica e misure;
- Sezione d'uscita in corrente alternata, comprendente il trasformatore di isolamento e i dispositivi di comando del parallelo.

Gli inverter, dimensionati sulle specifiche elettriche del generatore fotovoltaico, saranno del tipo HUAWEI SUN 2000 - 215 KTL, specificamente ottimizzato per connessione in rete.

Il SUN2000 è un inverter a stringa collegato alla rete elettrica FV che converte l'alimentazione CC generata dalle stringhe FV in alimentazione CA e immette l'elettricità nella rete elettrica.

- Nove circuiti di tracciamento del punto di massima potenza (MPPT) indipendenti; configurazione flessibile in stringhe.
- linee di monitoraggio smart ad alta precisione delle stringhe FV: Aiuta a identificare e correggere le eccezioni in modo tempestivo.
- Rete MBUS: Utilizza la linea elettrica esistente per la comunicazione e non richiede un cavo di comunicazione aggiuntivo, il che riduce i costi di costruzione e manutenzione e migliora l'affidabilità e l'efficienza della comunicazione.
- Diagnosi curva Smart I-V: Implementa la scansione I-V e la diagnosi di integrità per le stringhe FV. In questo modo, potenziali rischi e guasti possono essere rilevati in tempo, migliorando la qualità di funzionamento e manutenzione dell'impianto (O&M).

Inoltre, l'inverter sarà protetto riguardo alle anomalie di funzionamento che si possono verificare quali sovracorrenti, sovratensioni, sovratemperature, corto circuiti in ingresso o in uscita. L'inverter dovrà altresì essere corredato di una porta di comunicazione per segnalare eventuali allarmi verso un sistema di acquisizione remoto tipo RS485. L'inverter sarà alloggiato sulla struttura di fissaggio dei pannelli fotovoltaici in posizione NORD, per cui riparato dalla radiazione solare diretta; sarà dotato di lamiera di copertura coibentata, e sarà installato nel rispetto delle distanze minime indicate nel manuale d'uso. In prossimità dell'inverter saranno apposti i cartelli monitori di pericolo previsti dalle normative.

3.4 POWER STATION



Fig. 7: Power station SUNWAY 2000 1500V 640 LS

Le stazioni utilizzate sono della marca Santerno, le SUNWAY 2000 1500V 640 LS; consentono una configurazione ottimale per l'impianto fotovoltaico, essendo state poste in maniera baricentrica alla disposizione dei pannelli.

Sono sottostazioni preassemblate, completamente allestite e collaudate per ridurre al minimo i costi di impianto. Sono inoltre costruite con pannelli in lamiera sandwich e fondazioni integrate in cemento armato vibrato per un facile trasporto. Presentano *Modbus* integrato su RS485 e TCP / IP su connessione dati Ethernet, porte in fibra ottica integrate.

3.5 TRACKERS

La struttura di fissaggio di tipo TRACKER monoassiale sarà orientata con asse NORD/SUD come indicato nelle tavole grafiche e con inseguimento solare EST-OVEST.

L'inseguitore solare è un dispositivo che funziona mediante un sistema automatico e meccanico che permette di orientare i pannelli fotovoltaici rispetto ai raggi del sole seguendone il suo percorso apparente. Tale percorso assume due valori caratteristici, in termini di altezza del sole, in due date precise dell'anno:

- il 21 giugno (solstizio di estate), assume l'altezza massima per un angolo di azimuth pari a 180° (direzione Sud);
- il 21 dicembre (solstizio di inverno), assume l'altezza minima per il medesimo valore dell'angolo di azimuth.

Questo sistema permette di catturare maggiore energia solare, in questo modo quella captata durante un'intera giornata e superiore rispetto all'impiego di normali pannelli fotovoltaici.

L'inseguitore solare fotovoltaico quindi ha lo scopo di inseguire i raggi del sole e di massimizzare al contempo l'efficienza dell'intero sistema di pannelli solari. Grazie all'inseguitore è possibile durante la giornata mantenere in modo costante il punto di fuoco che viene generato dal sole. L'allineamento con i raggi solari permette dunque di ottenere una maggiore efficienza per la conversione in energia elettrica a parità di superficie. Il movimento degli inseguitori è garantito da appositi motori fissati direttamente alla struttura di tipo monofase che attraverso un sistema di riduttori e paranchi assicurano il movimento delle vele da est ad ovest. L'intero sistema garantisce una certa resistenza al vento, in maniera da evitare spostamenti indesiderati. Generalmente è necessaria una maggiore manutenzione rispetto a un palo fisso tradizionale, sebbene i progressi tecnologici e l'affidabilità in elettronica e meccanica hanno drasticamente ridotto i problemi a lungo termine per i sistemi di tracciamento.

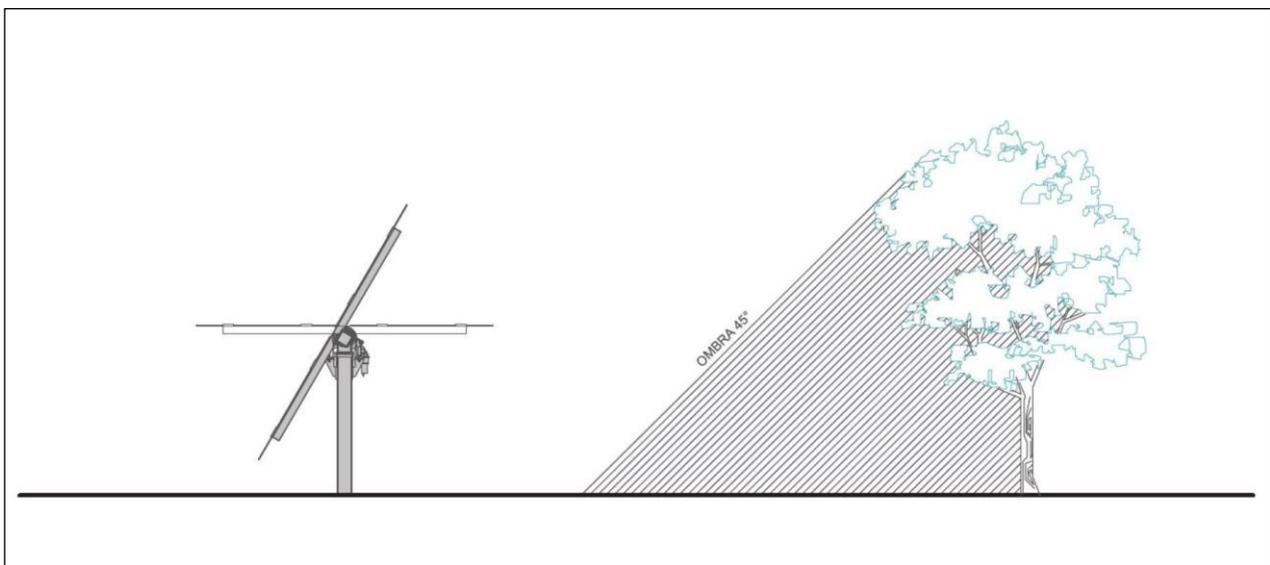


Fig. 8: Posizionamento Tracker, adeguata distanza dai fattori di ombreggiamento.

3.6 CAVI ELETTRICI

I cavi di interconnessione tra i moduli fotovoltaici, saranno di tipo "solare" FG21M21 1500V di sezione 4 mmq, e 6 mmq, così come quelli colleganti le stringhe all'inverter. I cavi a valle dell'inverter (lato AC) saranno del tipo FG7OR 0,6/1kV, adatti per posa in esterno, di sezione opportuna al trasporto dell'energia.

Le terminazioni sui quadri saranno debitamente segnalate ed etichettate.

I cavi saranno alloggiati entro canale metallica, tipo "Bocchiotti".

I canali saranno a sezione circolare, la stessa è stata dimensionata in modo che sia pari a due volte la sezione realmente occupata dai cavi.

Le giunzioni e derivazioni saranno realizzate solo all'interno di quadri o scatole di parallelo.

L'ingresso ai quadri avverrà mediante passacavo a tenuta stagna.

La dimensione dei tubi sarà tale da risultare pari a 1,3 volte il diametro del fascio dei cavi in esso posati. È prevista la posa di opportune tubazioni di riserva.

Le condutture saranno interrotte ogni 20-25 m da pozzetti giunti rompitratta.

Le linee verranno dimensionate prevedendo una caduta massima totale pari al 2%.

Si realizzeranno con l'impiego di cavi unipolari e multipolari con conduttori in corda di rame, isolati in PVC con guaina in EPR, non propaganti l'incendio e a bassa emissione di gas corrosivi, tipo FG7 0.6-1kV, in riferimento alle norme CEI20-13 e 20.-22II.

4 ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI

Il presente progetto è stato pensato e disegnato secondo i criteri di sostenibilità economica dell'intervento, perseguibile tramite:

- la massimizzazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile in relazione alla superficie disponibile;
- l'abbattimento dei costi di investimento che concorrono a creare il piano economico e finanziario;
- il reperimento delle migliori tecnologie che possono minimizzare gli impatti ambientali.

Per il presente progetto, anche in virtù della ricerca e dell'ottenimento del cosiddetto mix energetico previsto dai piani in materia energetici, si ritiene più competitiva la tecnologia fotovoltaica.

Le strutture sulle quali viene fissato il generatore fotovoltaico variano di geometria e tipologia, a seconda che l'impianto solare sia fisso o ad inseguimento. Un'alternativa progettuale è offerta dalle diverse possibilità di fissaggio dei moduli al terreno.

L'ancoraggio al suolo è anche effettuato con pali infissi nel terreno o viti; tale soluzione è diventata negli anni lo standard di riferimento per centrali fotovoltaiche multi-megawatt realizzate su terreni agricoli, nel rispetto delle prescrizioni inserite nei pareri ambientali rilasciati dagli enti preposti a legiferare e vigilare in materia di autorizzazioni ambientali all'interno del quadro legislativo e regolatorio nazionale. In alcuni casi, all'interno dell'autorizzazione unica, viene a volte fatto esplicito riferimento al divieto assoluto di utilizzo di calcestruzzo per l'ancoraggio a terra delle strutture su cui vengono posizionati i moduli fotovoltaici. A tal proposito la soluzione con tracker prevista rappresenta quella con il minor impatto sulla componente suolo in quanto non comporta l'utilizzo di pesi morti in calcestruzzo, ma si configura come una semplice infissione di pali nel terreno. In questo modo le opere di scavo e sbancamento saranno limitate. La soluzione prevista presenta dei riflessi nella fase di dismissione dell'impianto per via della facilità di recupero delle strutture utilizzate.

A parità di produzione di energia elettrica, si può affermare che un impianto con strutture di tipo fisso, posizionate sempre mediante battipalo, interagisce maggiormente con i fattori ambientali ed in particolare col suolo sistema su tracker di cui al progetto.

Le differenze tra strutture fisse e tracker risultano essere:

- installazione di un maggior numero di pannelli sui tracker e quindi un maggior numero di strutture di supporto e quindi realizzare un numero maggiore di infissioni su suolo.
- le strutture fisse realizzano ombreggiamento sempre ed esclusivamente su stesse porzioni di suolo, questo non avviene con strutture mobili che seguono l'andamento del sole; l'aspetto dell'ombreggiamento è significativo per le modifiche che possono generarsi sul suolo e per i successivi utilizzi post dismissione.
- le strutture fisse favoriscono una scarsa ventilazione al suolo; l'aspetto della ventilazione è significativo per le modifiche che possono generarsi sul suolo.
- Alterazione delle proprietà del suolo e maggiore probabilità l'interazione con la componente idrica superficiale perchè la distanza dal suolo dei pannelli è inferiore rispetto al posizionamento su tracker nel momento di massima inclinazione.

Per queste motivazioni la scelta progettuale non è ricaduta sull'uso di strutture fotovoltaiche posizionate tramite tracker.

Quando si decide di installare un impianto fotovoltaico ci si trova a dover effettuare la scelta tra diverse tecnologie, i 3 principali tipi di pannelli oggi in commercio sono quelli in **silicio monocristallino**, in **silicio policristallino** e quelli in silicio amorfo, detti anche "**a film sottile**". I moduli mono e policristallini sono pannelli in silicio cristallino, e sono "*alternativi*" a quelli in silicio amorfo o a film sottile. Questi, rispetto ai precedenti, hanno una sostanziale differenza strutturale: non contengono cristalli in silicio perfettamente strutturati. I pannelli in silicio cristallino sono attualmente i più utilizzati negli impianti installati, la compravendita è oggi dominata da tale tecnologia, che rappresenta circa il 90% del mercato. Le principali differenze tra i pannelli fotovoltaici di questo tipo è l'efficienza che non è, però, un indicatore di qualità dei pannelli fotovoltaici, ma solo un rapporto tra produzione e superficie occupata. Un'efficienza minore non significa minore qualità dei pannelli, ma una maggiore superficie necessaria per kWh prodotto. Ciò che differenzia un modulo a film sottile da uno in silicio monocristallino è la superficie necessaria per produrre ogni kWh di elettricità a parità di irraggiamento, temperatura ad altre condizioni esterne di funzionamento impianto. Cambia, quindi, l'efficienza della produzione: notoriamente i pannelli fotovoltaici a film sottile hanno efficienze minori ma hanno il vantaggio di lavorare meglio in condizioni di alte temperature o luce diffusa.

La scelta progettuale è ricaduta sui Moduli bifacciali:

moduli fotovoltaici bifacciali sono costituiti da celle attive su entrambi i lati, che catturano l'energia del sole sia frontalmente che posteriormente, convertendola poi in energia elettrica. Il valore aggiunto dei moduli fotovoltaici bifacciali riguarda, innanzitutto, le migliori performance lungo l'intera vita utile del sistema, dovute a una maggior produzione e resistenza del pannello. I tre principali vantaggi sono:

1. **Migliori prestazioni:** I moduli, catturando la luce riflessa sulla parte posteriore, garantiscono un incremento di produzione che può oscillare tra il 10 e il 25% in più rispetto a un modulo monofacciale a seconda dell'albedo. Poiché anche il lato posteriore del modulo è in grado di catturare la luce solare, è possibile ottenere un notevole incremento nella produzione di energia lungo tutta la vita del sistema.
2. **Maggior durabilità:** Spesso il lato posteriore di un modulo bifacciale è dotato di uno strato di vetro aggiuntivo, per consentire alla luce di essere raccolta anche dal retro della cella FV. Questo conferisce al modulo caratteristiche di maggior rigidità, fattore che riduce al minimo lo stress meccanico a carico delle celle, dovuto al trasporto e all'installazione o a fattori ambientali esterni.
3. **Riduzione dei costi:** Grazie all'aumento delle capacità produttive, il prezzo del vetro è tornato a livelli stabili dopo mesi di forti rincari. Tenendo conto che il vetro pesa per circa il 15% sui costi di produzione poiché presente in quantità maggiore rispetto ai moduli monofacciali, la stabilità dei prezzi raggiunta da questo materiale lascia ben sperare che i listini dei moduli bifacciali restino stabili. La bifaccialità, incrementando notevolmente l'efficienza del modulo e facendo quindi aumentare la densità di potenza dell'impianto, rende possibile la riduzione dell'area di installazione dell'impianto stesso e, quindi, anche i costi relativi al montaggio e cablaggio del sistema (strutture, cavi, manodopera, etc.).

Sulla base di tali considerazioni sebbene il costo del prodotto sia superiore al modulo tradizionale per il progetto proposto la scelta è ricaduta su questa tipologia di componente anche in considerazione della maggiore produzione dell'impianto a parità di superficie utilizzata rispetto ai moduli tradizionali. La produzione di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili come i pannelli fotovoltaici ha un impatto

estremamente positivo sull'ambiente. Si parla di dimensioni e proporzioni completamente differenti rispetto agli altri metodi di produzione energetica. L'analisi dell'evoluzione dei sistemi ambientali e antropici in assenza della realizzazione del progetto (ossia l'opzione zero) è analizzata con riferimento alle componenti ambientali considerate nello Studio di Impatto Ambientale. Le considerazioni circa la possibilità di non realizzazione dell'opera permettono di immaginare il perpetuarsi delle condizioni di utilizzo pastorale e agricolo delle aree prescelte, con conseguente scarsa produttività delle aree interessate dal progetto. L'analisi è volta alla caratterizzazione dell'evoluzione del sistema nel caso in cui l'opera non venisse realizzata al fine di valutare la miglior soluzione possibile dal punto di vista ambientale, sociale ed economico. Lo scenario generato dall'alternativa "zero" impone inoltre ulteriori considerazioni circa la mancata creazione di nuove opportunità occupazionali sia a breve che a lungo termine legate alla realizzazione e gestione/manutenzione dell'impianto in esercizio. Questo avrebbe dei riflessi sulla situazione occupazione dell'area vasta, dove sono presenti alti tassi di disoccupazione giovanile, favoriti anche dalla mancanza di prospettive occupazionali stabili e durature.

L'intervento costituisce l'occasione per il territorio di Serri di implementare azioni volte al perseguimento di obiettivi nazionali, europei e mondiali favorendo la creazione di un nuovo mercato non più basato esclusivamente sul petrolchimico e sulla chimica ma maggiormente ispirata ai principi della green economy. Tale scenario impedirebbe infatti la realizzazione di un impianto di produzione di energie alternative in grado di apportare un sicuro beneficio ambientale globale e locale in termini di riduzione di emissioni climalteranti e di consumo di risorse non rinnovabili.

La mancata realizzazione di qualsiasi progetto alternativo atto a incrementare la produzione energetica da fonti rinnovabili, porta infatti delle ricadute negative in termini di poca flessibilità del sistema. A livello globale tali ricadute negative vanno comunque ad annullare i benefici associati alla mancata realizzazione del progetto (benefici intesi in termini di mancato impatto sulle componenti ambientali).

L'impatto ambientale della tecnologia deve essere considerato in associazione alle seguenti fasi:

- nella **fase di produzione dei pannelli** l'impatto ambientale è assimilabile a quello di qualsiasi industria o stabilimento produttivo. A seconda della tipologia di pannello solare fotovoltaico si avranno quindi differenti impatti di carattere ambientale e sanitario.
- nella **fase di esercizio**, l'unico vero impatto ambientale è rappresentato dall'occupazione della superficie. Per l'impatto sul paesaggio, è stata posta attenzione alla possibile presenza di riflessi e/o beni architettonici e paesaggistici presenti nell'area, nonché al consumo di suolo nel caso di impianti a terra. L'esercizio della nuova infrastruttura è caratterizzato da una totale assenza di emissioni di inquinanti e gas serra (CO₂). Nello specifico, la realizzazione del progetto in esame prevede un'occupazione di suolo agricolo non coltivata. La realizzazione del progetto prevede l'installazione di strutture che potranno essere comunque dismesse a fine esercizio senza implicare particolari complicazioni di ripristino ambientale dell'area in esame. La mancata realizzazione del progetto comporterebbe, data la stagnazione della imprenditoria agricola locale, il mantenimento delle aree incolte o sottoutilizzate dal punto di vista agricolo.

L'attività inoltre non inciderà in alcun modo sui flussi di traffico e avrebbe un'incidenza nulla sulla produzione dei rifiuti liquidi, solidi e sul rumore.

- nella **fase di fine vita** l'impatto è determinato dallo smaltimento e dal recupero del prodotto. Per un pannello solare, normalmente i produttori certificano una durata di 25 anni, ben più lunga di qualsiasi bene mobile di consumo o di investimento. Al termine del ciclo di vita i pannelli si trasformano in un rifiuto speciale

da trattare. Un pannello solare contiene sostanze tossiche come il rame, il piombo, il gallio, il selenio, l'indio, il cadmio e il tellurio. La separazione e il recupero dei metalli non è un processo semplice. Occorre quindi investire per migliorare le tecnologie di separazione e riciclaggio di questi elementi.

La realizzazione dell'impianto, pur non prevedendo grandi regimi occupazionali, permetterà inoltre l'occupazione di più unità lavorative a tempo indeterminato destinati alla manutenzione, alla pulizia dei pannelli, allo sfalcio delle erbacce e alla sorveglianza dell'impianto, inoltre non è trascurabile l'indotto generato in fase di costruzione e di dismissione.

Dopo un periodo medio di 25/30 anni un pannello fotovoltaico raggiunge una fase in cui può convenire la sua sostituzione, nonostante esso continui ad operare e a produrre energia pulita. Si parla così, anche se impropriamente della fine della sua vita e si deve parlare quindi del suo smaltimento. La normativa italiana prevede una procedura precisa per evitare la dispersione nell'ambiente di materiali inquinanti e per ottimizzare il recupero dei materiali riciclabili. Chiunque volesse smaltire i pannelli deve affidarsi a un centro di raccolta RAEE, compilando un modulo apposito. In questo modo è possibile separare alluminio, plastica, vetro, rame, argento e silicio, o tellururo di cadmio, a seconda del tipo di pannello. Queste sostanze verranno riciclate nel mercato del fotovoltaico per la produzione di nuovi pannelli: la percentuale di materiale recuperato può arrivare fino al 95%.

Per tutti i motivi esposti sino ad ora si ritiene la soluzione progettuale ragionevolmente preferibile al non intervento e che sono state considerate le scelte progettuali più adeguate alla realizzazione del progetto fotovoltaico.

5 DISMISSIONE IMPIANTO

L'impianto sarà dismesso ipotizzando la vita di progetto in circa 30- 35 anni dalla data di entrata in esercizio seguendo le prescrizioni normative in vigore al momento. Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

1. Sezionamento impianto lato DC e lato CA (Dispositivo di generatore);
2. Sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
3. Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo multicontact;
4. Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
5. Smontaggio moduli fotovoltaici e inverter dalla struttura di sostegno;
6. Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno;
7. Smontaggio sistema di illuminazione;
8. Smontaggio sistema di videosorveglianza;
9. Rimozione cavi da canali interrati; 10. Rimozione pozzetti di ispezione;
11. Rimozione parti delle power station,
12. Smontaggio struttura metallica tracker;
13. Rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione;

14. Rimozione manufatti prefabbricati;

15. Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento.

I codici C.E.R. (o Catalogo Europeo dei Rifiuti) sono delle sequenze numeriche, composte da cifre riunite in coppie, volte ad identificare un rifiuto, di norma, in base al processo produttivo da cui è originato. I codici, in tutto 839, divisi in 'pericolosi' e 'non pericolosi' sono inseriti all'interno dell'"Elenco dei rifiuti" istituito dall'Unione Europea con la Decisione 2000/532/CE. Il suddetto "Elenco dei rifiuti della UE" è stato recepito in Italia a partire dal 1° gennaio 2002 in sostituzione della precedente normativa.

L'elenco dei rifiuti riportato nella decisione 2000/532/CE è stato trasposto in Italia con 2 provvedimenti di riordino della normativa sui rifiuti:

- il D.Lgs. 152/2006 (recante "Norme in materia ambientale"), allegato D, parte IV;
- il Decreto Ministero dell'Ambiente del 2 maggio 2006 ("Istituzione dell'elenco dei rifiuti") emanato in attuazione del D.Lgs. 152/2006;
 - Legge 27 dicembre 2006, n. 296 (art.1, comma 1116): stabilisce la realizzazione di un sistema integrato per il controllo e la tracciabilità dei rifiuti, in funzione ed in rapporto alla sicurezza nazionale; alla prevenzione e repressione dei gravi fenomeni di criminalità organizzata in ambito di smaltimento illecito dei rifiuti;
 - Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n.4 (art.2, comma 24): stabilisce l'obbligo per alcune categorie di soggetti di installazione ed utilizzo di apparecchiature elettroniche, ai fini della trasmissione e raccolta di informazioni su produzione, detenzione, trasporto, recupero e smaltimento di rifiuti;
 - Legge 3 agosto 2009, n. 102 (art. 14-bis): affida al Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare la realizzazione del sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti speciali e di quelli urbani limitatamente alla Regione Campania, attraverso uno o più decreti che dovranno, tra l'altro, definirne:
 1. tempi e modalità di attivazione;
 2. data di operatività del sistema;
 3. informazioni da fornire;
 4. modalità di fornitura e di aggiornamento dei dati;
 5. modalità di interconnessione ed interoperabilità con altri sistemi informativi;
 6. modalità di elaborazione dei dati;
 7. modalità con le quali le informazioni contenute nel sistema informatico dovranno essere detenute e messe a disposizione delle autorità di controllo;
 8. entità dei contributi da porre a carico dei soggetti obbligati per la costituzione e funzionamento del sistema.
- Direttiva UE 2008/98/CE relativa ai rifiuti, attualmente in fase di recepimento, la quale, tra l'altro:
 - I. stabilisce l'obiettivo di ridurre al minimo le conseguenze della produzione e della gestione di rifiuti per la salute umana e per l'ambiente (art. 1);
 - II. riconosce il principio "chi inquina paga" (art.14);

- III. obbliga gli Stati ad adottare misure affinché produzione, raccolta, trasporto, stoccaggio e trattamento dei rifiuti pericolosi siano eseguiti in condizioni da garantire protezione dell'ambiente e della salute umana; a tal fine prevede, tra l'altro, l'adozione di misure volte a garantire la tracciabilità dalla produzione alla destinazione finale ed il controllo dei rifiuti pericolosi, per soddisfare i requisiti informativi su quantità e qualità di rifiuti pericolosi prodotti o gestiti (art.17);
- IV. stabilisce che le sanzioni debbano essere efficaci, proporzionate e dissuasive (art.36).

Le strutture presenti nell'area che dovranno essere smaltite sono le seguenti:

	Codice C.E.R.	Descrizione
2.1	17 04 05	Parti strutturali in acciaio di sostegno dei pannelli
2.2	16 02 16	Pannelli fotovoltaici
2.3	17 04 05	Recinzione in metallo plastificato, paletti di sostegno in acciaio, cancelli sia carrabili che pedonali
2.4	17 09 04	Calcestruzzo prefabbricato dei locali cabine elettriche
2.5	17 04 11	Linee elettriche di collegamento dei vari pannelli fotovoltaici
2.6	16 02 16	Macchinari ed attrezzature elettromeccaniche
2.7	17 04 05	Infissi delle cabine elettriche
2.8	16 06 05	Battery Energy Storage System

Fig. 9: Codici per lo smaltimento delle componenti dell'impianto ftv e BESS.

La rimozione dei materiali, macchinari, attrezzature, edifici e quant'altro presente nel terreno seguirà una tempistica dettata dalla tipologia del materiale da rimuovere e, precisamente, dalla determinazione della riutilizzabilità di detti materiali (vedi recinzione, cancelli, infissi, cavi elettrici, ecc.) o del loro necessario smaltimento e/o recupero (vedi pannelli fotovoltaici, ecc.). In prima fase si procederà prima alla eliminazione di tutte le parti (apparecchiature, macchinari, cavidotti, ecc.) riutilizzabili, con loro allontanamento e collocamento in magazzino; poi si procederà alla demolizione e smaltimento delle altre parti non riutilizzabili. Questa operazione avverrà tramite operai specializzati, dove preventivamente si sarà provveduto al distacco di tutto l'impianto dalla rete di distribuzione del Gestore di riferimento. Tutte le lavorazioni saranno sviluppate nel rispetto delle normative al momento vigenti in materia di sicurezza dei lavoratori. I rifiuti derivanti dalle diverse fasi d'intervento verranno smaltiti attraverso ditte debitamente autorizzate nel rispetto della normativa vigente al momento.

La dismissione di un impianto fotovoltaico e di un impianto BESS di tali dimensioni potrebbe provocare fenomeni di erosione superficiale e di squilibrio della vegetazione presente. Tali inconvenienti saranno prevenuti mediante l'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica abbinate ad una buona conoscenza del territorio di intervento. In questo senso, è possibile identificare una serie di obiettivi correlati al ripristino dei luoghi e della flora del sito:

- riabilitare le zone soggette ai lavori che hanno subito una modifica rispetto alle condizioni pregresse;

- consentire una migliore integrazione paesaggistica dell'area interessata dalle modifiche.

Per il compimento di tali obiettivi il piano di ripristino dovrà necessariamente prevedere:

- una attenta e mirata selezione delle specie erbacee, arbustive ed arboree maggiormente adatte alle differenti situazioni a cura di tecnici del settore floristico in accordo con specialisti come agronomi e faunisti, tenendo come obiettivo quello di conservare e migliorare gli habitat e gli ecosistemi;
- la selezione di personale tecnico specializzato per l'intera fase di manutenzione necessaria durante il periodo dei lavori di riabilitazione.

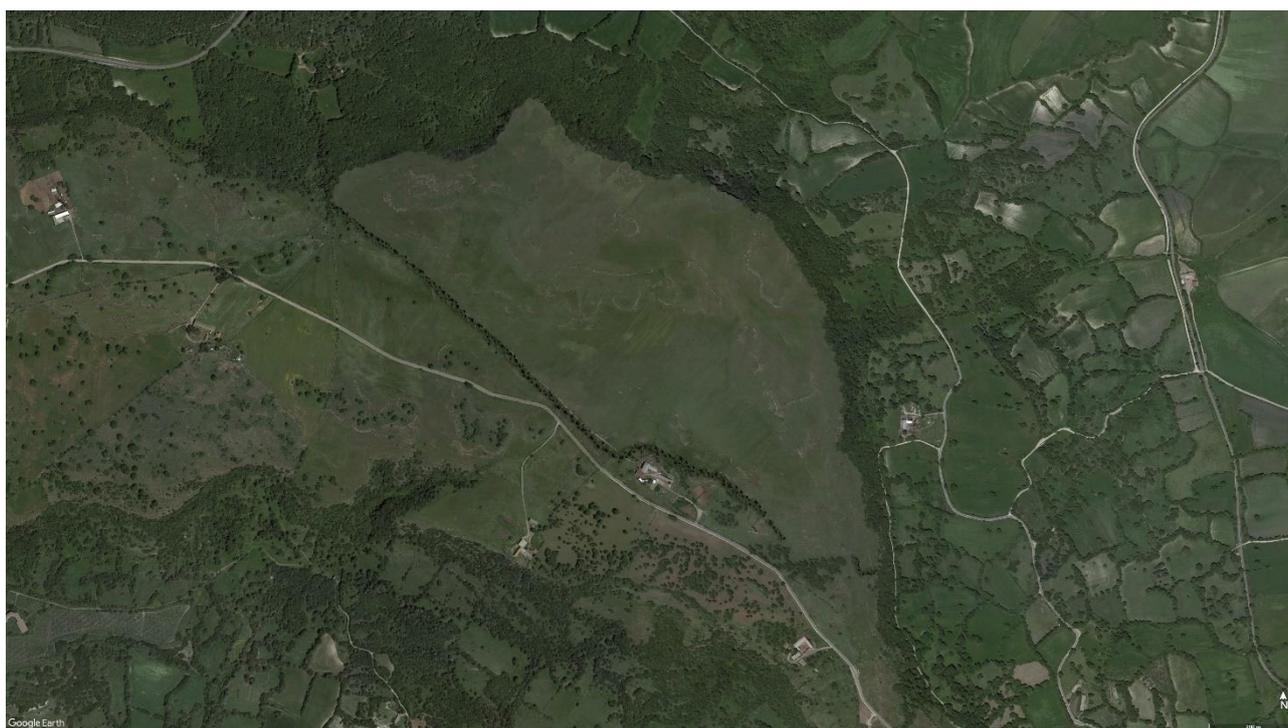


Fig. 10: Fotosimulazione della fase di dismissione



Fig. 11: Fotosimulazione della fase di rinaturalizzazione

5.3 SMALTIMENTO TRACKER

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno delle parti infisse. I materiali ferrosi e legnosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge. Per quanto attiene al ripristino del terreno non sarà necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in calcestruzzo gettati in opera.

5.4 SMALTIMENTO IMPIANTO ELETTRICO

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione MT/BT saranno rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore. Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio. I cavidotti ed i pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata, il quale verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta. I manufatti estratti verranno trattati come rifiuti ed inviati in discarica in accordo alle vigenti disposizioni normative. Le colonnine prefabbricate di distribuzione elettrica saranno smantellate ed inviate anch'esse ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

5.5 SMALTIMENTO MANUFATTI PREFABBRICATI

Per quanto attiene alla struttura prefabbricate si procederà alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi). Per quanto di concernente le platee delle cabine elettriche previste in calcestruzzo, si prevedono una fase di frantumazione delle opere strutturali ed una successiva asportazione e conferimento dei detriti a ditte specializzate per il recupero di materiali inerti. Per quanto riguarda lo smaltimento dei pannelli Fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati. Difatti, la maggior parte dei materiali costituenti tali elementi è rappresentato da elementi riciclabili e

riutilizzabili. Le operazioni consisteranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi ad idonea piattaforma predisposta dal costruttore di moduli FV che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:

- recupero cornice di alluminio;
- recupero vetro;
- recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;
- invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella.

Lo Stato italiano si sta dotando delle norme per garantire un completo smaltimento dei prodotti elettrici ed elettronici. E' comunque da far notare che le celle fotovoltaiche, sebbene garantite 20 anni contro la diminuzione dell'efficienza di produzione, essendo costituite da materiale inerte, quale il silicio, garantiscono cicli di vita ben superiori alla durata ventennale del Conto Energia (sono infatti presenti impianti di prova installati negli anni 70 ancora funzionanti). I moduli fotovoltaici risentono solo di un calo di prestazione dovuto alla degradazione dei materiali che compongono la stratigrafia del modulo quali vetro (che ingiallisce) fogli di EVA e Tedlar. Del modulo fotovoltaico potranno essere recuperati almeno il vetro di protezione, le celle al silicio la cornice in alluminio ed il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso. La power station, altro elemento composto da materiali pregiati (componentistica elettronica) costituisce il secondo elemento di un impianto fotovoltaico che in fase di smaltimento dovrà essere debitamente curato. Tutti i cavi in rame potranno essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno. L'impianto fotovoltaico è da considerarsi l'impianto di produzione di energia elettrica che più di ogni altro adotta materiali riciclabili e che durante il suo periodo di funzionamento minimizza l'inquinamento del sito di installazione, sia in termini di inquinamento atmosferico (nullo non generando fumi), di falda (nullo non generando scarichi) o sonoro (nullo non avendo parti in movimento). Negli ultimi anni sono nate procedure analitiche per la valutazione del ciclo di vita (LCA) degli impianti fotovoltaici. Tali procedure sono riportate nelle ISO 14040-41-42-43. I Moduli Fotovoltaici sono costituiti da materiale non pericoloso e dunque non necessariamente da smaltire. Nello specifico è possibile individuare: Celle Fotovoltaiche in Silicio (o altro materiale); uno strato di Tedlar; uno strato di EVA; cornice in alluminio anodizzato; vetro Temperato. Si tratta dunque di materiali assolutamente non pericolosi e non da smaltire con particolari accorgimenti imposti per legge. Il Silicio è un materiale non pericoloso ed impiegato anche nell'industria dell'Hardware per Computer. Il Silicio non perde inoltre la sua capacità di trasformare l'irraggiamento in energia elettrica nel tempo. La ragione per cui i moduli fotovoltaici perdono di efficienza nel tempo è da ricercare nei contatti elettrici, soggetti ad ossidazione ed usura. A questo scopo, e soprattutto in Germania, stanno nascendo dei consorzi per la raccolta dei moduli fotovoltaici e per il riciclo degli stessi. Altro discorso vale per i moduli fotovoltaici in Ca-Te (Cadmio Tellurio). In questo caso lo smaltimento non è necessario ed in genere è lo stesso produttore che assicura il cliente dello smaltimento a fine ciclo gratuitamente. Ad esempio, la First Solar, ha annunciato la costruzione di un impianto, il primo in Europa, per lo smaltimento dei pannelli, capace di recuperare il 90% dei materiali. L'impianto sarà realizzato in Germania, nei pressi di Francoforte, e sarà in grado di recuperare fino al 90% dei materiali di cui i moduli sono formati per utilizzarli per la fabbricazione di nuovi moduli o di altri prodotti. E' dunque l'industria del Fotovoltaico a dare una risposta al recupero dei moduli da lei stessa prodotta. Il consorzio PV CYCLE, nato nel 2007, è riuscito a coniugare lo slogan "Energia fotovoltaica = Energia doppiamente verde" con la consapevolezza che le industrie del settore, basate sulla compatibilità e sostenibilità ambientale, non potessero sottrarsi alla responsabilità sull'intero ciclo di vita dei loro prodotti. Ad oggi sono ben 36 i produttori di pannelli membri di PV CYCLE e rappresentano circa il 70% dei produttori europei. La missione che il consorzio si è data è stata la ripresa in carico su base volontaria da parte

dell'industria ed il varo di un programma europeo di riciclo dei pannelli a fine vita. L'impegno sottoscritto dai membri di PV CYCLE è di raccogliere almeno il 65% dei moduli fotovoltaici installati in Europa a partire dal 1990 e riciclarne l'85% dei materiali. Dettaglio che vale la pena sottolineare è che i costi dell'operazione di recupero saranno a carico dei produttori di pannelli. Ad oggi si sta lavorando a mettere a punto l'ambizioso progetto che dovrà risolvere due grosse problematiche:

1. la logistica legata alla raccolta (censimento dei pannelli, trasporto, centri di raccolta, conferimento, smistamento, ecc.);

2. la tecnologia per il recupero e riciclo dei materiali (attualmente sono operanti due tecnologie, quella di Deutsche Solar, valida per i pannelli a silicio cristallino, e quella di First Solar, valida per i moduli a base di tellururo di cadmio. Sono poi in fase di sviluppo processi per altre tecnologie. Tuttavia, l'industria di PV sta lavorando per creare le soluzioni con più di 200 esperti nell'energia fotovoltaica, gestione dei rifiuti e riciclaggio che hanno partecipato alla prima conferenza internazionale sul riciclaggio del vero modulo sostenibile prendendo in considerazione gli impatti ambientali di tutte le fasi del ciclo di vita di prodotto, dal sourcing della materia prima attraverso la raccolta degli stessi e la rigenerazione dello stesso.

Sebbene l'industria di PV sia giovane, i principali produttori abbracciano il concetto della responsabilità di produzione e sono in accordo sullo stabilire un ritiro volontario su scala industriale del modulo e sul programma del riciclaggio. Attraverso il PV Cycle, l'industria fotovoltaica vuole installare una gestione globale dei rifiuti e una politica del riciclaggio che raggiunge la più alta raccolta ed economicamente fattibile in considerazione del rispetto delle condizioni ambientali.

5.6 SMALTIMENTO BESS

Il processo di decommissioning, riciclaggio e smaltimento dei materiali costituenti il sistema BESS sarà in carico al fornitore dello stesso e verrà attuato in conformità alle leggi nazionali, europee ed internazionali vigenti (tra le quali European Directive on batteries and accumulators 2006/66/EC), assicurandone il rispetto anche nel caso di modifiche e/o integrazioni di quest'ultime dal momento in cui l'impianto verrà messo in esercizio. Il fornitore del sistema BESS fornirà idonea documentazione nella quale verranno descritte le modalità gestionali e tecniche del processo di riciclaggio e smaltimento nonché le relative tempistiche e gli aspetti di sicurezza. Dal 1° gennaio 2009, in virtù del D.Lgs. 188, datato 20 novembre 2008, è stato esteso in Italia l'obbligo di recupero alle pile e agli accumulatori non basati sull'uso di piombo bensì sull'impiego di altri metalli o composti. Tale decreto recepisce e rende effettiva la direttiva europea 2006/66/CE. A fine vita il sistema di accumulo sarà disassemblato e, in conformità alle leggi vigenti, trasportato verso un centro autorizzato di raccolta e riciclaggio.

6 VALUTAZIONE IMPATTI CUMULATIVI

La realizzazione di impianti di produzione industriale di energia elettrica da fonte rinnovabile implica trasformazioni territoriali perché si configurano come interventi o diffusi o puntuali di modifica del paesaggio. Tali interventi devono essere finalizzati ad un miglioramento della qualità paesaggistica dei luoghi o quanto meno deve garantire che non vi sia una diminuzione delle sue qualità senza impedirne la trasformazione. Le proposte progettuali pertanto si devono basare su una conoscenza del contesto paesaggistico col fine di predisporre scelte tecniche che possano migliorare o mitigare le azioni e le opere previste.

E' essenziale ricordare che la trasformazione territoriale, opportunamente indirizzata, può contribuire alla crescita di processi equilibrati sennonché virtuosi di sviluppo sostenibile. Dal 1997, anno della sottoscrizione italiana del Protocollo di Kyoto, si è da un lato iniziato a sistematizzare le problematiche legate all'uso dei combustibili fossili, e dall'altro si è iniziato a concretizzare la possibilità, quasi dovuta ad una scelta obbligata, di un mercato della produzione di energia da fonte rinnovabile, in particolare quella prodotta dallo sfruttamento delle risorse quali la radiazione del sole ed il flusso del vento. Tali risorse che obbligano a localizzare gli impianti in determinate parti del territorio italiano, ossia dentro un paesaggio ricchissimo di pregi storico-culturali, quindi identitari, e di pregi ambientali.

Le scelte di localizzazione e strutturazione di un impianto FER sono motivate da ragioni di disponibilità tecniche, economiche, di risparmio energetico. Su di essi si considerano i possibili effetti ambientali e naturalistici (analizzati nel dettaglio dallo Studio di Impatto Ambientale - SIA - qualità dell'aria, acqua, suolo, rumore, tutela della fauna, della flora, della biodiversità). Le relazioni associate al presente progetto esplorano approfondendo la conoscenza paesaggistica dei luoghi, tramite l'analisi dei caratteri morfologici, degli elementi e delle relazioni caratterizzanti la percezione degli impianti, attraverso l'analisi multilivello che rivelano le vicende storiche, geologiche, botaniche, faunistiche, ecologiche e normative sia dell'area di progetto che dell'area vasta. Infatti da un punto di vista paesaggistico, i caratteri costitutivi dei luoghi non sono comprensibili attraverso l'individuazione di singoli elementi, ma devono essere letti come sommatoria non solo degli elementi ma anche dalle relazioni prodotte tra di essi.

Per tali motivi si è tenuta conto degli indirizzi di pianificazione cui è soggetto il presente progetto, sia da un punto di vista energetico, che dell'inserimento ambientale e paesaggistico, al fine di limitare i possibili conflitti che potrebbero insorgere con la vicinanza di altri progetti. La normativa (illustrata nel dettaglio nel Quadro Programmatico, in particolare il D. Lgs 3 aprile 2006 n. 152) segnala la necessità di tener conto degli effetti cumulativi di più impianti, sia quelli rilevanti per numero, dimensione delle macchine ed estensione territoriale, sia quelli modesti, collocati isolatamente o numerosi tanto da coinvolgere, per sommatoria, un vasto territorio.

Come riportato nei precedenti paragrafi, nell'area oggetto di analisi, oltre all'impianto agrivoltaico in progetto sono presenti altri impianti di tipo eolico, per cui di seguito si analizzeranno gli impatti cumulati generati da tale tipologia di impianti.

Gli impatti rilevanti attribuibili a tali tipologie di impianti FER, sono di seguito riassumibili:

- Impatti I impianti Eolici (PE):

- Impatto visivo;
- Impatto su clima acustico (rumore e vibrazioni);

- Impatto su flora e fauna;
- Elettromagnetico;
- **Impatti i impianti fotovoltaici (FV) :**
- Impatto visivo;
- Impatto sul suolo (occupazione territoriale);
- Impatto su flora e fauna;
- Elettromagnetico.

La complessità dell'impatto cumulato, per ogni tipologia di impatto, può essere valutata brevemente in maniera qualitativa ed a parità di potenza installata.

Gli impatti cumulati possono definirsi di **tipo additivo**, quando l'effetto indotto sulla matrice ambientale considerata scaturisce dalla somma degli effetti; di **tipo interattivo**, quando l'effetto indotto sulla matrice ambientale considerata può identificarsi quale risultato di un'interazione tra gli effetti indotti.

Per un'analisi più completa degli impatti cumulativi e delle interferenze con il progetto "Serri" sono stati presi in considerazione sia i progetti riferibili ad una vasta scala che i progetti che rientrano all'interno dell'area di buffer da tener in conto per la valutazione degli impatti cumulativi (non esiste un valore di riferimento in normativa ma gli uffici Regionali consigliano un raggio di 2 km dal centro o dal perimetro dell'impianto).

6.1 PROGETTI PRESENTI SU VASTA SCALA (NON RIENTRANTI NEL BUFFER DI 3 Km)

Si è presa visione della raccolta dati consultabile sul sito di TERNA, per cui riportiamo i dati, organizzati per richieste di connessione, per fonte e per comune.

Il comune di **Serri** è interessato da un totale di richieste di connessione, in data 31/03/23, pari a:
 - 0.05 GW di potenza, STMG da accettare, nell'ambito della produzione di energia elettrica da solare.

Il comune di **Isili** è interessato da un totale di richieste di connessione, in data 31/03/23, pari a 0.33 GW di cui:
 - 0.21 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da eolico;
 - 0.03 GW di potenza, STMG da accettare, nell'ambito della produzione di energia elettrica da eolico;
 - 0.03 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da solare
 - 0.06 GW di potenza, STMG da accettare, nell'ambito della produzione di energia elettrica da solare.

Il comune di **Mandas** è interessato da un totale di richieste di connessione, in data 31/03/23, pari a 0.42 GW di cui:
 - 0.07 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da eolico;
 - 0.29 GW di potenza, STMG da accettare, nell'ambito della produzione di energia elettrica da eolico;
 - 0.03 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da solare
 - 0.03 GW di potenza, STMG da accettare, nell'ambito della produzione di energia elettrica da solare.

Il comune di **Nurri** è interessato da un totale di richieste di connessione, in data 31/03/23, pari a 0.29 GW di cui:
 - 0.22 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da eolico;

- 0.07 GW di potenza, STMG da accettare, nell'ambito della produzione di energia elettrica da solare.

Il comune di **Gergei** è interessato da un totale di richieste di connessione, in data 31/03/23, pari a 0.13 GW di cui:

- 0.11 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da eolico;
- 0.02 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da solare.

Il comune di **Orroli** è interessato da un totale di richieste di connessione, in data 31/03/23, pari a:

- 0.05 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da eolico.

Il comune di **Gesico** è interessato da un totale di richieste di connessione, in data 31/03/23, pari a:

- 0.13 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da eolico.

Il comune di **Nurallao** è interessato da un totale di richieste di connessione, in data 31/03/23, pari a:

- 0.01 GW di potenza, STMG accettate, nell'ambito della produzione di energia elettrica da solare.

Il totale delle richieste di connessione ricadenti entro i confini comunali di Mandas, Isili, Nurri, Gergei, Gesico, Serri, Orroli e Nurallao è pari a 1.41 GW di potenza, di cui:

- il 21.24%, ossia 0.30 GW riguarda il solare (di cui STMG accettate 0.08, da accettare 0.09);
- il 78.76% ossia 1.11 GW riguarda l'eolico (di cui STMG accettate 0.79, da accettare 0.32)

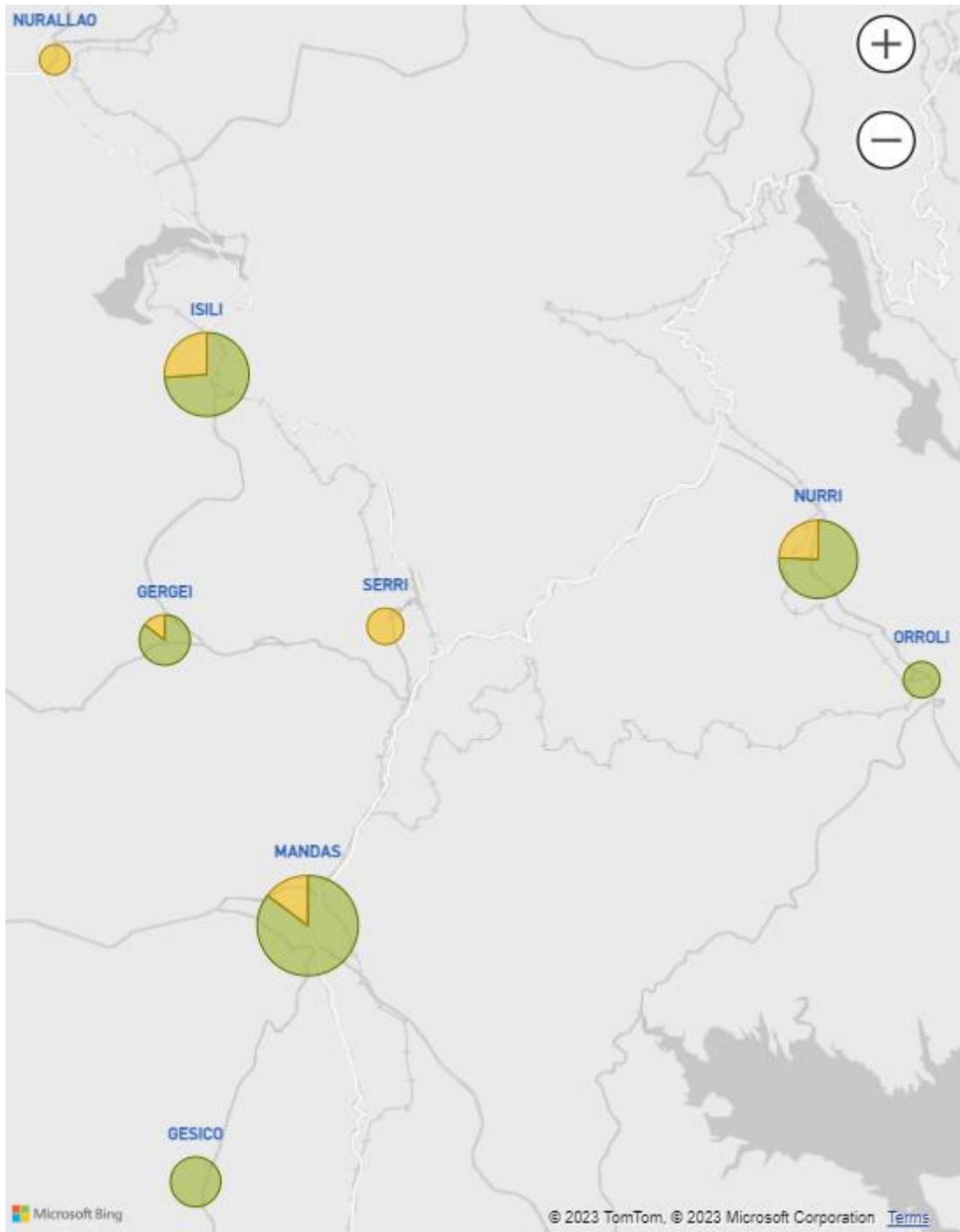


Fig. 12: Richieste di connessione per fonte (GW) e comune dal sito di TERNA.

Si è presa visione di progetti soggetti a VIA, pubblicati sul sito del MASE, per valutare l'eventuale presenza di impatti cumulativi. Dal momento che non è indicata con certezza la futura sottostazione da realizzare, si rimanda all'elaborato AURE05, cui si collegherà il cavidotto dell'impianto, si può solo avviare un'analisi dei progetti presentati sino a questo momento. Nel portale non risultano al momento procedure riguardanti progetti da installare nel territorio di Serri, pertanto si è passato ad indagare i progetti presentati nei comuni limitrofi, iniziando dalle procedure a carattere nazionale e poi regionale. I progetti analizzati sono sia in fase autorizzativa, sia in fase

Per un maggiore dettaglio si faccia riferimento all'elaborato **AU RE 14_ Censimento e Progetto di risoluzione delle interferenze** presente tra gli elaborati di progetto.

6.1.1 Progetto di un nuovo impianto eolico da 72 mw costituito da 12 aerogeneratori della potenza nominale di 6.0 mw ciascuno, e opere di connessione alla rtn in località "riu Mortoriu" (procedimento VIA nazionale).

Il parco eolico in progetto si estende nei territori comunali di Villanovafranca, Mandas e Gergei, al di fuori dei centri abitati. Il progetto prevede l'installazione di n. 12 aerogeneratori.

Per quanto riguarda il paesaggio si legge nella relazione pubblicata sul sito del MASE che "possiamo affermare che l'impatto sulla componente in esame è complessivamente di media entità, tenendo in considerazione gli effetti cumulativi degli aerogeneratori esistenti e dell'impianto in progetto". Non si ritiene che questo impianto possa influire negativamente con il progetto di agrivoltaico "Serrì" in quanto l'impianto agrivoltaico, per caratteristiche tecnologiche, non avrà un'estensione su asse verticale, bensì orizzontale, per tanto sarà visibile solo dai rilievi collinari e montuosi più alti della giara in cui il sito troverà posto, ed in particolare dall'area limitrofa alla località di Santa Sofia e dai rilievi che caratterizzano i comuni ad una altezza sul livello del mare maggiore, come il comune di Villanovatulo.

Per quanto riguarda l'impatto cumulativo sulla componente acustica non si ritiene la possibilità che si palesino effetti cumulativi per via delle diverse tecnologie FER previste.

Per quanto riguarda gli effetti sulla fauna da parte dell'impianto eolico si legge che "Gli impatti cumulativi potenziali e verificabili di numerosi impianti eolici sulla fauna consistono potenzialmente in:

- un eventuale aumento delle collisioni degli individui con gli impianti (mortalità) dovuto alla compresenza in un territorio ristretto di più impianti;
- un effetto barriera determinato dalla compresenza di più impianti in un territorio ristretto;
- un aumento della perdita di habitat idonei alla presenza delle specie nel territorio considerato.

Si tratta di impatti negativi e sinergici. Si sa relativamente poco sugli effetti densità-dipendenti sui tratti del ciclo vitale che possano controbilanciare l'aumento di mortalità dovuto alle turbine eoliche. In effetti è complicato effettuare valutazioni separate tra gli impatti dovuti ad uno specifico impianto eolico e altre attività antropogeniche nel territorio in esame o in altre regioni, soprattutto per specie migratrici.

Riguardo la sottrazione cumulativa di habitat, le strutture del parco eolico in progetto e quelle degli altri impianti presenti (inclusi gli impianti fotovoltaici) interessano nella maggior parte terreni coltivati. La sottrazione di habitat di origine naturale dovuta al progetto non si configura, a maggior ragione rispetto alla reale disponibilità di tali habitat nell'area. Non si prefigurano quindi effetti cumulativi dovuti alle opere relativamente a questo aspetto. Ne discende che non si verificherà sottrazione cumulata di habitat (e habitat di specie) dovuta alla realizzazione dell'impianto in progetto. Date le poche informazioni sulla demografia nei siti in cui vengono costruiti gli impianti, non è quindi facile valutare il loro effetto a lungo termine. In generale, per quanto concerne l'aumento di mortalità (rispetto alla situazione esistente) non è possibile effettuare valutazioni appropriate in questa fase, data l'assenza di dati disponibili; tali dati e la relativa valutazione appropriata discende necessariamente dall'esecuzione del monitoraggio post operam.

Gli impatti cumulativi tra il parco agrivoltaico proposto e il parco eolico da 72 MW si potranno apprendere solo in fase di monitoraggio per la mancanza di certezze sui dati.

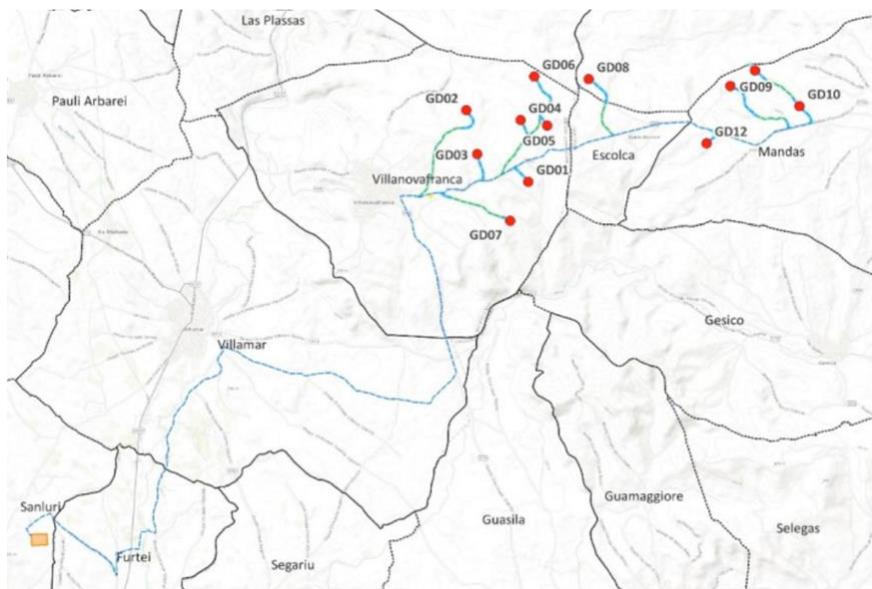


Fig. 13: Progetto per i 12 aerogeneratori con potenza nominale da 6 MW ciascuno.

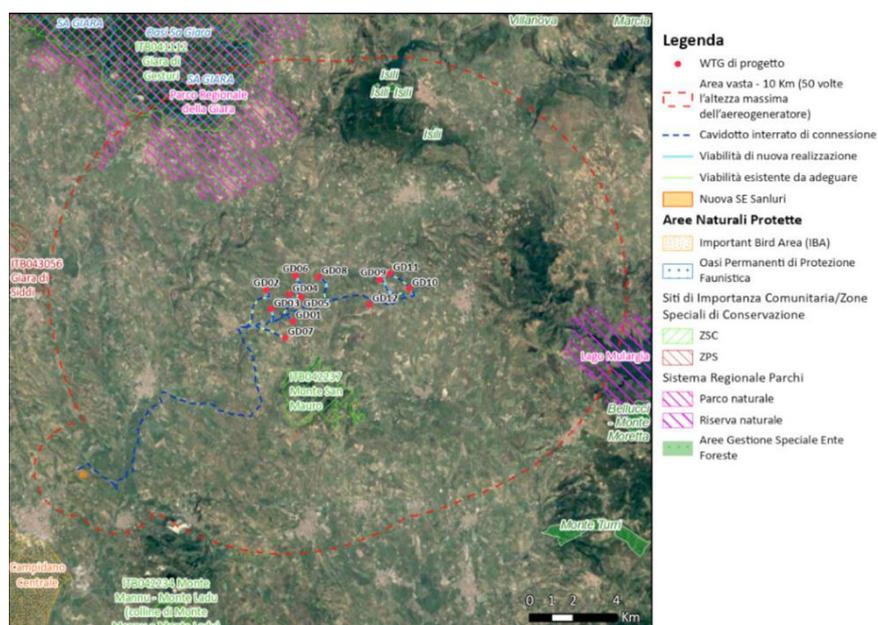


Fig. 14: Il parco eolico e i vincoli ambientali locali.

6.1.2 Progetto "Costruzione ed esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica denominato "Luminu" costituito da 17 aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale pari a 6,6 MW, per una potenza complessiva di 112,2 MW (procedimento in VIA nazionale).

Il progetto riguarda 17 aerogeneratori sono distribuiti all'interno dei territori comunali di 5 centri urbani: WTG01, WTG02, WTG03, WTG04, WTG05, WTG06, WTG07 e WTG13 si trovano nella porzione centro-meridionale del comune di Gergei; il WTG12 a nord-ovest della porzione del territorio comunale di Escolca compresa tra i comuni di Gergei, Mandas, Gesico, Villanovafranca e Barumini; i WTG10 e WTG11 a nord-est del comune di Villanovafranca; il WTG08 a est del territorio comunale di Las Plassas e, infine, i WTG09, WTG14, WTG15, WTG16 e WTG17 a sud-est del comune di Barumini.

Il presente progetto, con l'allegato dello Studio di impatto ambientale, ha indagato l'intervisibilità dell'impianto, definendo il bacino visivo dell'impianto, procedendo alla ricognizione dei centri abitati e dei

beni culturali-paesaggistici anche tramite fotoinserti e rendering. La descrizione dell'intervisibilità visiva risulta accettabile secondo i progettisti secondo i criteri della tipologia di impianto da installare.

Per quanto riguarda flora, fauna ed ecosistema, il progetto prevede misure di mitigazione atte a minimizzare le modifiche dell'habitat in fase di cantiere ed esercizio, prevedendo sia un piano di monitoraggio ante-operam sia un piano di ripristino e recupero della vegetazione da attuare alla fine della fase di cantiere. I cavidotti sono progettati tutti ad interro e le infrastrutture viarie sono pensate per impattare il meno possibile sul territorio.

Nella stessa relazione dello studio di impatto ambientale che "L'interessamento delle seguenti categorie di aree "non idonee" alla localizzazione di impianti eolici è ravvisabile localmente per le sole opere accessorie:

- Fascia di rispetto di 150m dai corsi d'acqua, bene paesaggistico individuato ai sensi dell'art. 142, comma 1, lettera c del D.Lgs. 42/2004 ss.mm.ii.;
- Fascia di rispetto di 150 m dai corsi d'acqua cartografati dal P.P.R. (artt. 8, 17, 18 N.T.A. P.P.R.);
- Buffer di tutela paesaggistica di 100m per edifici e manufatti di valenza storico-culturale;
- Terre gravate da usi civici;
- Aree cartografate dal P.A.I. a rischio inondazione;
- Fasce fluviali sottoposte all'art. 30ter delle N.T.A. del P.A.I.;
- Aree cartografate dal P.S.F.F. "
-

Nella stessa relazione sopra citata si evince che relativamente al cavidotto interrato a 30 kV di congiunzione tra l'impianto eolico e la Sottostazione Utente 30/150kV, si rileva la sovrapposizione con aree cartografate come "Sistema regionale dei parchi, delle riserve e dei monumenti naturali L.R. 31/89" (artt. 33 e 36 N.T.A. PPR). Nella fattispecie si tratta di un'area individuata come "Parco Regionale della Giara" che ad oggi non risulta essere istituita; pertanto, non si riscontrano elementi programmatici ostativi al riguardo.

Per la distanza che intercorre tra i progetti non si ritiene che vi possano essere particolari effetti cumulativi o interferenze tra il progetto "Luminu" e il progetto di agrivoltaico "Serr", mentre bisognerà considerare una volta saputa la nuova sottostazione cui andrà ad attaccarsi quest'ultimo progetto se effettivamente sono prevedibili delle interferenze.

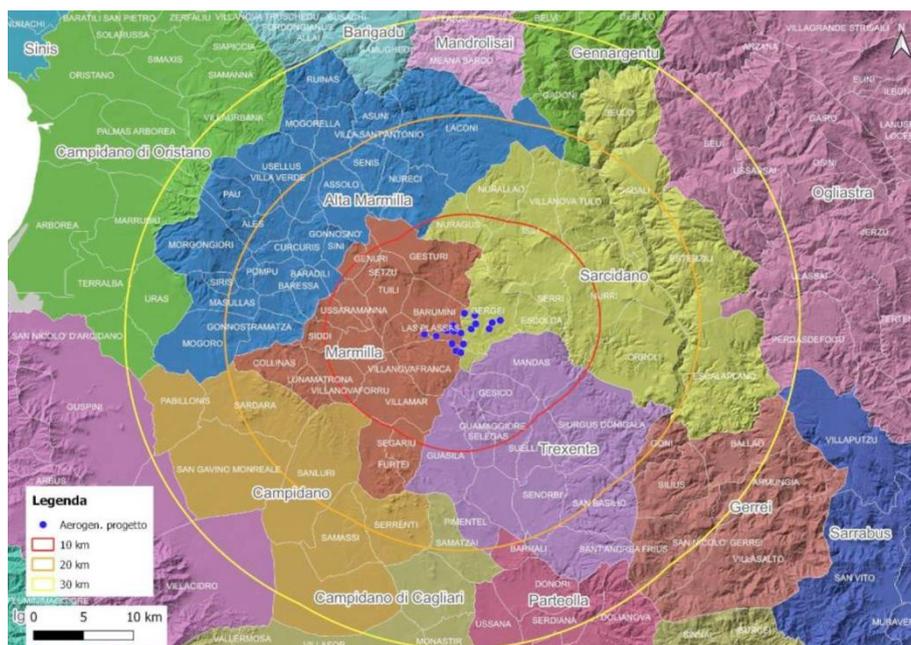


Fig. 15: Localizzazione del parco eolico "Luminu"

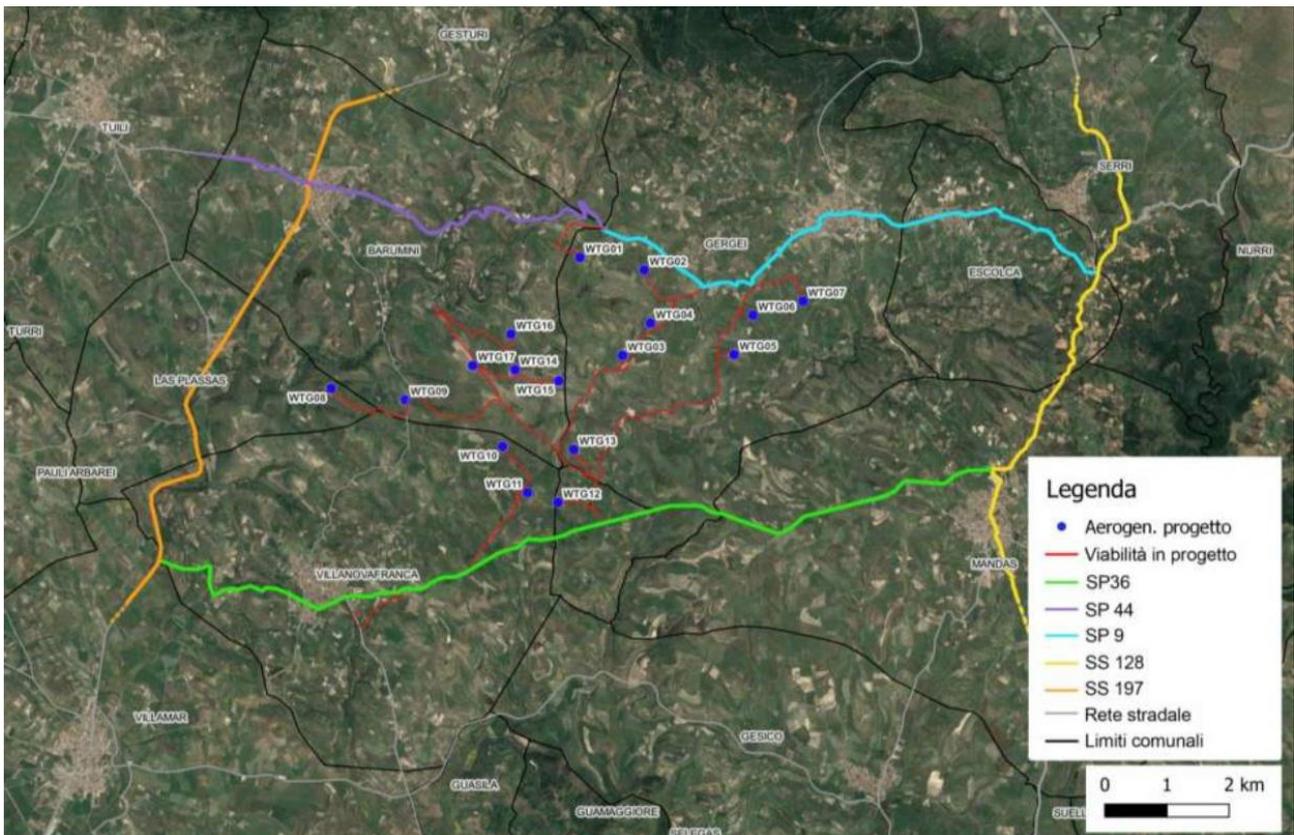


Fig. 16: Principali arterie che racchiudono il parco eolico "Luminu"

6.1.3 Impianto eolico da 28 mw in località "Perd'e Cuaddu" nei Comuni di Isili, Genoni, Nuragus e Nurallao; committente Inergia S.p.A. (procedimento in PAUR).

Come si può leggere negli elaborati di progetto, il sito previsto per questo impianto, non è inserito nel patrimonio UNESCO né si caratterizza per rapporti di visibilità con aree UNESCO presenti nel territorio regionale. L'area non ricade all'interno di aree naturali protette istituite ai sensi della Legge 394/91 ed inserite nell'Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette né interessa, direttamente o indirettamente, zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della Convenzione di Ramsar, aree SIC o ZPS istituite ai sensi delle Direttive 92/43/CEE e 79/409/CEE.

Relativamente all'Assetto Storico-Culturale, le installazioni eoliche e le opere accessorie si collocano interamente all'esterno del buffer di 100 metri da manufatti di valenza storico-culturale cartografati dal P.P.R. (artt. 47, 48, 49, 50 N.T.A.) nonché esternamente ai siti archeologici per i quali sussista un vincolo di tutela ai sensi della L. 1089/39 e del D.Lgs. 42/04 art. 10. Il sito non è prossimo a parchi archeologici o strettamente contermini ad emergenze di rinomato interesse culturale, storico e/o religioso. Sarà in ogni caso assicurata una opportuna salvaguardia delle emergenze archeologiche censite. Per quanto riguarda l'Assetto Insediativo, l'intervento ricade, in parte, (WTG2 e WTG5, cabina colletttrice e opere di connessione) all'interno di "Grandi aree industriali" (artt. 91÷93 N.T.A. del P.P.R.). E proprio per questo motivo, l'intervento non sottrae significative porzioni di superficie agricola e non interferisce in modo apprezzabile con le pratiche agricole in essere nel territorio in esame.

Le interferenze rilevate tra l'impianto eolico e i dispositivi di tutela paesaggistica possono sostanzialmente ricondursi agli elettrodotti interrati ed in particolare alla presenza di una serie di elementi idrici.

Relativamente al cavidotto interrato a 36 kV di collegamento elettrico tra l'impianto eolico e la futura stazione RTN Terna, si rileva la sovrapposizione con aree cartografate come "*Sistema regionale dei parchi, delle riserve e dei monumenti naturali L.R. 31/89*" (artt. 33 e 36 N.T.A. PPR). Dette aree, in particolare, risultano interne al Parco regionale della Giara di Gesturi, proposto dalla Legge Regionale 31/89 e mai istituito. A questo riguardo si evidenzia, peraltro, come le norme di salvaguardia previste ai termini della L.R. 31/89 nelle more dell'istituzione dei parchi regionali non trovino applicazione ai sensi dell'art. 26 c. 1 della suddetta Legge¹, essendo alla data odierna abbondantemente decadute. Pertanto, al riguardo, non si riscontrano elementi programmatici condizionanti.

Sempre in riferimento al tracciato del cavidotto 36 kV di collegamento tra il parco eolico e la futura stazione RTN Terna, si evidenzia la sovrapposizione con aree sottoposte a vincolo idrogeologico ai sensi della R.D. 3267/23.

Per la distanza che intercorre tra il progetto sopra citato e il progetto agrivoltaico "Serri" non si ritiene che vi possano essere particolari effetti cumulativi o interferenze sia su beni culturali, paesaggio, ecosistemi, flora e fauna, salute umana, sulle componenti indicate dai reciproci studi di carattere ambientale, mentre bisognerà considerare, una volta noto il posizionamento della nuova sottostazione cui andrà ad attaccarsi quest'ultimo progetto, se effettivamente sono prevedibili delle interferenze.

Si è proceduto anche alla consultazione del sito SardegnaAmbiente per valutare eventuali interferenze con progetti soggetti a procedimenti autorizzativi regionali.

6.2 IMPATTI CUMULATIVI PROGETTI PRESENTI SU SCALA LOCALE (RIENTRANTI NEL BUFFER DI 3 Km)

Si è proceduto ad un'analisi più approfondita circa gli impatti cumulativi che possono scaturire tra il progetto oggetto della seguente relazione e i progetti rientranti nel buffer consigliato per l'analisi degli impatti cumulativi di 2 km.

La prima analisi è attuata tramite foto satellitari e sopralluoghi in situ attraverso un approccio visivo tramite il portale atla.gse con l'obiettivo di raccogliere le più estese opere di estrazione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare ed eolica nell'area di progetto. Da questa verifica è emerso che sono presenti due impianti eolici all'interno del buffer di 2 km da analizzare, uno sito a circa a Nord-Ovest dall'area di progetto a circa 2 km di distanza all'interno dei confini amministrativi del Comune di Nurri ed un impianto di microeolico presente all'interno dell'area stessa di progetto, quindi all'interno dei confini del Comune di Serri.

Alla luce di quanto esposto si può affermare che l'impianto denominato "Serri" verrà collocato in un'area già profondamente segnata dalla presenza di impianti da fonte rinnovabile, in particolare da fonte eolica, e con una vocazione alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile già consolidata.

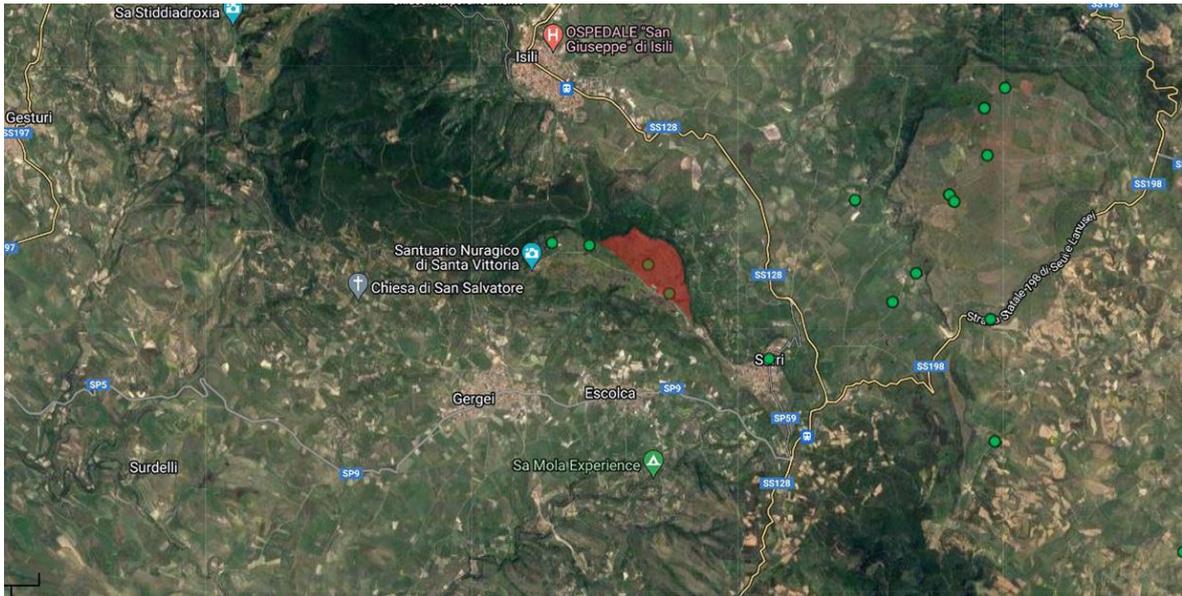


Fig. 18: Impianti di produzione di energia da impianti eolici– fonte atla.gse.



Fig. 19: Foto dell'area di progetto nello stato attuale nella quale sono visibili entrambi gli impianti eolici rientranti nel buffer di analisi di 2 km



Fig. 19: Foto dell'area di progetto nello stato attuale nella quale sono visibili gli aerogeneratori presenti all'interno dell'area di progetto

6.2.1 Valutazione di impatto cumulativo per l'impianto eolico sito nel comune di Nurri e opere elettriche di connessione in comuni vari.

Nel raggio di analisi consigliato dalla normativa per la valutazione degli impatti cumulativi derivati dalla presenza di più progetti FER è presente anche un impianto per la produzione di energia elettrica e delle relative opere ed infrastrutture connesse da fonte rinnovabile eolica, sito a Nurri in località Corti Turaci e Taquara, della potenza nominale di 57000 kW.

La Società ENSAR Srl ha depositato presso il Servizio Sostenibilità ambientale, valutazione impatti e sistemi informativi ambientali (Savi) dell'Assessorato regionale della Difesa dell'ambiente la seconda revisione del progetto e dello Studio di impatto ambientale relativo all'intervento dell'impianto

La configurazione progettuale finale prevede l'installazione di 18 aerogeneratori da 3 MW ubicati in Comune di Nurri, di cui 10 in località Turaci e 8 in località Arreixi, nonché la realizzazione di due elettrodotti AT ricadenti nei Comuni di Laconi (OR), Nurrallao (CA), Isili (CA), Genoni (OR), Nuragus (CA) tra le due nuove stazioni elettriche ubicate rispettivamente a Isili e Laconi.

La pubblicazione è stata effettuata nel quotidiano L'Unione Sarda in data 30 aprile 2014. La documentazione è consultabile presso i citati comuni, nonché presso i Comuni di Orroli e Serri e le province di Cagliari e Oristano.

Da quanto emerge dalla relazione generale presentata nel 2012, il parco eolico si estende complessivamente su una superficie di 240 ha, collocandosi in aree adiacenti al parco, totalmente indipendente dall'esistente, anche se poi di fatto ne costituisce un ampliamento. L'area interessata dal Parco ricade in zona E agricola, sotto zona E2 di sviluppo agro-pastorale, secondo le previsioni del Piano Urbanistico Comunale in vigore, risalente al 1992; è compresa, inoltre, nella fascia di pertinenza di 4 km dal perimetro dell'area destinata agli insediamenti produttivi (area PIP) del Comune di Nurri. Il sito era prevalentemente adibito all'allevamento estensivo.

L'energia prodotta dalla centrale eolica verrà fornita alla rete elettrica nazionale mediante la realizzazione di una sottostazione di trasformazione MT/AT che fornisce l'energia alla tensione di 150 kV. Il tratto che connette elettricamente la turbina 5 alla turbina 6 verrà realizzato ad una distanza di circa un metro da un muretto a secco presente lungo il percorso in modo da non interferire con eventuali future lavorazioni agricole nel lotto ospitante.

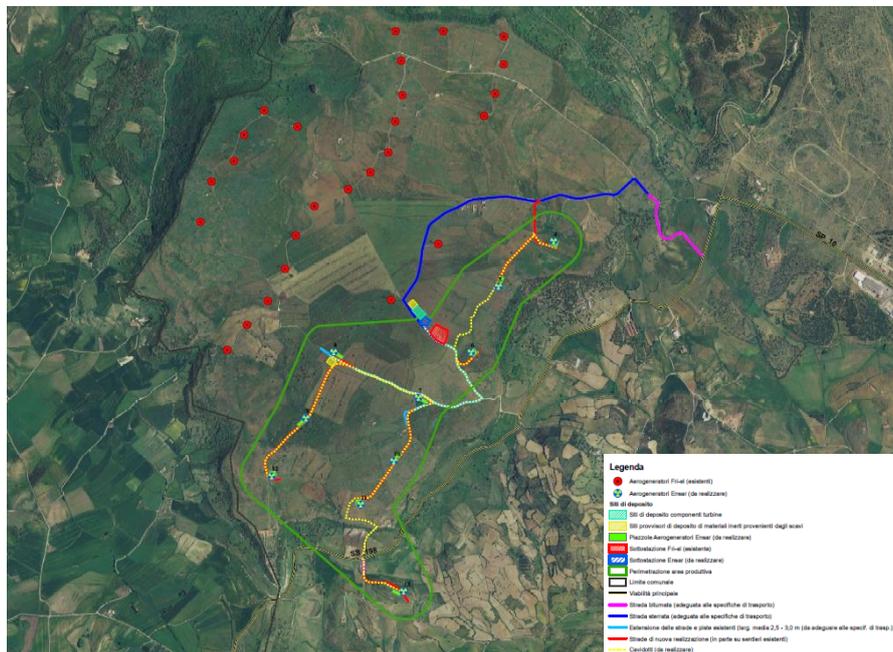
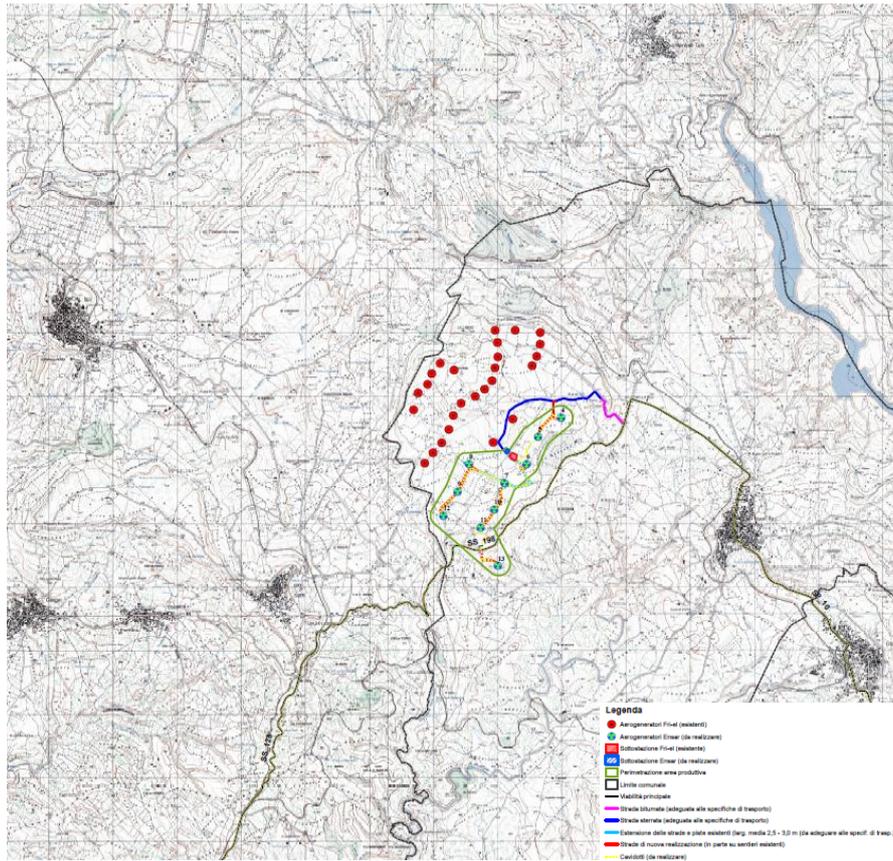
La profondità di posa delle tubazioni al di sotto del piano di percorrenza stradale della SS 198 non sarà inferiore ad 1,50 metri, e assumerà una profondità maggiore in corrispondenza del centro della carreggiata. Per facilitare l'infilaggio dei cavi all'interno delle tubazioni verranno realizzate, con una interdistanza di circa 150/200 m le une dalle altre, delle fosse di lunghezza di circa 6 m, larghezza pari all'ingombro longitudinale delle tubazioni e profondità di 1,1 m. Tutte le giunzioni dei cavi dovranno essere realizzate all'interno dello scavo e successivamente segnalati con le Ball Marker e cippi di segnalazione in cls, mentre le giunzioni della fibra ottica dovranno avvenire in appositi pozzetti in cls con coperchio carrabile.

Si riportano di seguito le caratteristiche costruttive dell'elettrodotta di parco:

- scavo della profondità di circa 1.20 metri e larghezza della base pari ad almeno 50 cm;
- letto di sabbia pari a 10 cm su cui posizionare la tubazione del diametro di 200 mm;
- letto di sabbia pari a 10 cm su cui posizionare il cavidotto per rete in fibra ottica in EPR del diametro di 50 mm;
- ricoprimento di 30 cm in terreno proveniente dallo scavo;
- posa del nastro monitor;
- strato finale di completamento in terreno proveniente dallo scavo previa interposizione di eventuale tessuto al fine di impedire eccessivi assestamenti del riempimento.

Lo scavo dovrà contenere una corda in Cu nuda da 50 mmq. per tutta la sua lunghezza, collegata all'anello della rete di terra di ciascuna torre presente nel parco.

Per quanto riguarda le interferenze coi cavidotti, non avendo ancora certezze date dal gestore, si è provveduto a mostrare la progettazione dell'impianto eolico ma non si possono prevedere al momento eventuali interferenze.



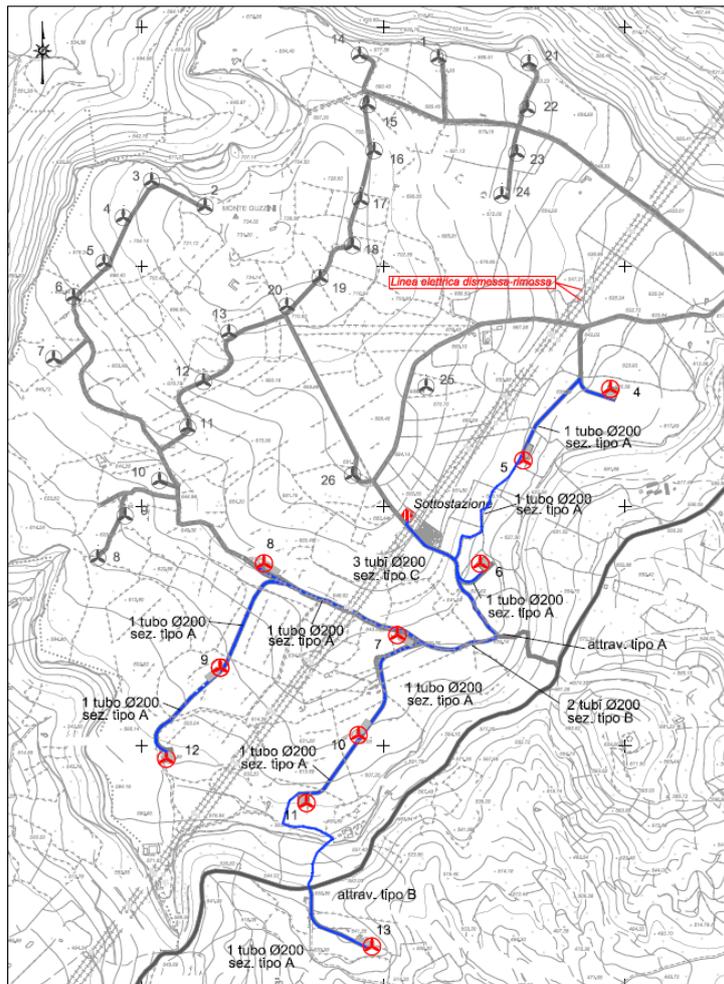


Fig. __, __, __: Tavole di progetto per l'impianto eolico sito presso il Comune di Nurri

Con la realizzazione del Parco si erano previsti come benefici:

- controllo dell'erosione del suolo imputabile alla fruizione agro-pastorale: le aree interessate dall'espansione del parco dovrebbero di un controllo diretto che, sottraendole all'uso intensivo attuale ed evitando gli interventi di "miglioramento del pascolo", potrà innescare fenomeni di articolata ristrutturazione sia dei suoli che del manto vegetale;
- la presenza del parco consente di commisurare il carico di bestiame alla reale produttività dei pascoli, evitando i fenomeni di degrado determinato dallo sfruttamento intensivo;
- la presenza del parco comporta, inoltre, un maggior controllo del territorio a favore della lotta contro gli incendi boschivi.

Per quanto riguarda l'ecosistema il territorio dell'area sottoposta al monitoraggio ambientale, con una superficie di 14.631 ettari, risulta essere caratterizzato da un ampio ventaglio di categorie di uso del suolo differenti (n=34) benché tra queste solo per la prima si evidenzia il valore percentuale di rappresentatività più significativo rispetto alle altre destinazioni d'uso del suolo. Le prime 7 in ordine di importanza relativa coprono complessivamente oltre l'78.32% dell'intera superficie: l'uso del suolo maggiormente rappresentato sono i Seminativi in aree non irrigue (5.279,6 ha; 36,09% della superficie), seguiti dai Prati artificiali (1.322,7 ha; 9,04% della superficie), dai Boschi di latifoglie (1.223,8 ha; 8,36% della superficie), dalla Macchia mediterranea (1.181,24 ha; 8,07% della

superficie), dalle Aree a pascolo naturale (1.039,17 ha pari al 7,1% della superficie) e dalla Gariga (904,46 ha; 6,18% della superficie).

Per quanto riguarda la fauna, non si ritiene che tale impianto eolico e quello presentato con la presente relazione ("Serrì") possa aumentare le interferenze nel mantenimento e tutela ecosistemica del luogo. Nell'area oggetto di indagine sono stati riscontrati n.5 rifugi temporanei la cui consistenza in termini di numero di individui di chiroterteri non risulta essere significativa (min.1 – max. 3); le specie riscontrate rientrano in categorie conservazionistiche ritenute minacciate ed entrambe sono comprese nell'Allegato II della D.H. 92/43. La distanza dei siti rifugio individuati risulta essere compresa tra un minimo di 3,5 km fino a 4,5 km pertanto non si ritiene siano soggetti a particolare disturbo soprattutto durante la fase di cantiere in quanto le aree di intervento progettuale non sono da considerarsi adiacenti. Per tutte le specie riscontrate non si evidenziano casi noti di impatti negativi conseguenti la perdita di superfici utilizzate per finalità di foraggiamento a seguito della realizzazione delle piazzole di servizio e della rete stradale. Nel caso in esame inoltre, considerato il numero di aerogeneratori proposto, l'entità dell'intervento in termini di consumo del suolo è da ritenersi modesta. Tra le specie censite 2 rientrano nella categoria conservazionistica ritenuta minacciata (genere *Rhinolophus*); per quanto riguarda il genere *Myotis* solamente la specie *Myotis capaccinii*, qualora fosse presente, rientra nella categoria minacciata essendo specie ritenuta vulnerabile (VU). Tale specie in Sardegna è ritenuta abbastanza diffusa ma poco abbondante tuttavia le esigenze ecologiche della specie fanno sì che quest'ultima sia legata in particolar modo agli ambienti in cui vi sia presenza di acqua dove poter svolgere l'attività di caccia in prossimità della superficie liquida; le preferenze ambientali selezionate della specie sono pertanto generalmente laghi ed ampi fiumi presenti nell'area vasta ma non in corrispondenza del sito di intervento progettuale nell'ambito del quale sono state rilevate frequenze riconducibili al genere di cui sopra solamente in due punti e con percentuali di frequenza sul totale delle registrazioni effettuate non superiori al 10%. In relazione alla sensibilità specifica all'impatto da collisione con gli aerogeneratori su un totale di 8 specie censite il 62,5%, n. 5 specie, rientrano nella categoria ritenuta a rischio di impatto in quanto sono noti casi di collisione accertata; delle 5 specie solamente *Miniopterus schreibersii* è ritenuta da un punto di vista dello status conservazionistico in Italia vulnerabile (VU) quindi rientrante nella categoria minacciata mentre le restanti sono ritenute a minor preoccupazione (LC) e pertanto considerate non minacciate. In Sardegna la specie risulta essere ampiamente su tutto il territorio dal livello del mare fino ai 1.100 metri s.l.m.; nell'Isola è inoltre presente un rifugio di ibernazione la cui colonia è considerata la più numerosa in Italia tra tutte le specie.

In conclusione, proprio perché non si è ancora a conoscenza del posizionamento della futura sottostazione da realizzare, gli unici impatti cumulativi senza possibilità di risoluzione ma solo di mitigazione e compensazione, potrebbero essere a livello di:

- visibilità paesaggistica solo nella circostanza di posizionamento in rilievi più alti nella zona limitrofa;
- ecosistema con modificazione e parziale frammentazione di habitat a forte valenza naturale;

Per questi impatti che sono comunque considerati minimi e trascurabili, in quanto già previsti in fase di progettazione in base alle previsioni sono state indicate opere di mitigazione.

Sarà da verificare in seguito che il percorso per il cavidotto interrato a sua volta non costituisca interferenze con enti pubblici o progetti privati.

6.2.2 Valutazione di impatto cumulativo per l'impianto microeolico sito all'interno dell'area di progetto presso il Comune di Serri

Nel complesso aziendale oggetto di intervento sono presenti due aerogeneratori microeolici, installati nel 2018, della potenza di 60 Kw ciascuno, con contratti in diritto di superficie trentennale (25 + 5) verso terzi, si ribadisce perciò che l'impianto agrivoltaico in progetto verrà realizzato quindi in un'area particolarmente dedita allo sviluppo di energia rinnovabile. Sono state prese le dovute distanze dalle pale eoliche presenti nell'area di progetto in modo da non creare interferenze né di ingombro, né meccaniche né di ombreggiamento.

Il progetto denominato "Serri" che comprende la realizzazione di un impianto agrivoltaico e un impianto di accumulo (BESS) si integra sia con la natura produttiva dell'impianto eolico esistente che con la destinazione attuale dell'uso del suolo. Infatti l'agrivoltaico è un impianto diffuso in cui i moduli fotovoltaici sono elevati da terra e sono disposti in modo da non compromettere la continuità dell'attività zootecnica e/o di coltivazione agricola praticata non prospettando perciò una trasformazione dell'uso agricolo.

Dall'analisi condotta sugli impatti cumulativi che potrebbero scaturire dalla realizzazione di più impianti FER sulla medesima area di intervento, possono essere ricondotti in sintesi alle seguenti componenti:

1. Paesaggio (impatto visivo e paesaggistico);
2. Uso del suolo (consumo di suolo);
3. Salute umana;
4. Fauna e flora (impatti diretti e indiretti).

PAESAGGIO. IMPATTO CUMULATIVO VISIVO

La presenza visiva è tra i temi più trattati nelle linee-guida estere e italiane che si occupano dell'impatto paesaggistico, e non solo di quello strettamente ambientale, degli impianti fotovoltaici ed eolici. La presenza visiva delle macchine, pressoché inevitabile, ha come conseguenza un cambiamento dei caratteri fisici, ma anche nel complesso dei significati associati ai territori dalle popolazioni locali e non. Il valore intrinseco di un sito è quindi dipendente dalla qualità e quantità della frequentazione ed in generale per gli insediamenti degli impianti FER vanno assecondate le geometrie consuete del territorio, per integrarle maggiormente.

L'inserimento non deve essere solo compatibile con i caratteri dei luoghi (l'inserimento di tali impianti sono pur sempre corpi estranei), ma deve essere anche appropriato. Il progetto deve essere capace di ripensare i luoghi, attualizzandone i significati e gli usi, in modo che le trasformazioni diventino parte integrante dell'esistente (le opere di mitigazione e compensazione sono, infatti, pensate dal DPCM come eventuali).

Sono vari gli strumenti che si possono adoperare al fine di stabilire e verificare gli effetti dell'insediamento dell'impianto.

Il primo modo per capire il grado della futura visibilità dell'impianto, è realizzare un rilievo fotografico che deve essere manipolato tramite montaggi computerizzati e simulazioni che suggeriscano l'impatto visivo nei diversi punti del territorio. E' poi predisposta una carta delle interferenze visive, tenendo conto anche dell'orografia dei luoghi, che permette di valutare le diverse aree su cui è più o meno alto l'impatto visivo del progetto in esame. Per realizzare questo tipo di carta è stato necessario disporre di un modello digitale del terreno dettagliato che sa in grado di elaborare le mappe d'intervisibilità teorica (M.I.T.).

MAPPE D'INTERVISIBILITÀ TEORICA

Seguendo le indicazioni fornite dalle Linee Guida Ministeriali, per la redazione delle Mappe di Intervisibilità Teorica, è stato considerato l'intero territorio interessato dal progetto di impianto agrivoltaico denominato "Serri" suddiviso in celle quadrate, ricadente in un'area "buffer" di 10 km (calcolata rispetto al perimetro del parco mediante opportune tecniche d'interpolazione).

Le informazioni sono state analizzate attraverso funzioni normalmente implementate nei noti software di tipo GIS (Geographic Information System), mentre i dati tridimensionali del territorio sono stati elaborati dal programma per calcolare se sussistesse o meno visibilità tra un generico punto di osservazione denominato "POi" ed un punto da osservare (o bersaglio) definito "SHED TRANSMITTER LOCATION (STL)".

Nello specifico, avendo definito una tipologia "standard" del punto di osservazione (POi), pari a m 1,80 rispetto al suolo, verso tutti i punti da osservare (SHED TRANSMITTER LOCATION), posizionati in corrispondenza del perimetro esterno dell'area di sedime del parco fotovoltaico in progetto, l'applicazione GIS, grazie al modello matematico tridimensionale dell'orografia circostante (DTM Regione Sardegna 1 m), andrà ad individuare su tutto il territorio, entro l'area di "Buffer" specificata, tutte le criticità e i punti stimati di possibile visualizzazione del manufatto.

È bene considerare che tale simulazione, ovviamente, non può tenere in esame gli ostacoli naturali o i manufatti presenti all'interno della scena interessata, ma tiene esclusivamente conto dei dislivelli e delle visibilità in campo aperto, punto / punto.

La rappresentazione di tali aree di osservazione (POi) viene quindi rappresentata graficamente, mediante apposite coloriture sulle mappe allegate. In particolare, sono state prese in esame n.4 aree di "Buffer", una per ogni centro di emanazione e corrispondente ad ogni lato dell'area di intervento:

- SHED TRANSMITTER LOCATION 1) Analisi Lato Est (Colore Giallo);
- SHED TRANSMITTER LOCATION 2) Analisi Lato Nord (Colore Ciano);
- SHED TRANSMITTER LOCATION 3) Analisi Lato Ovest (Colore Verde);
- SHED TRANSMITTER LOCATION 4) Analisi Lato Sud (Colore Magenta).

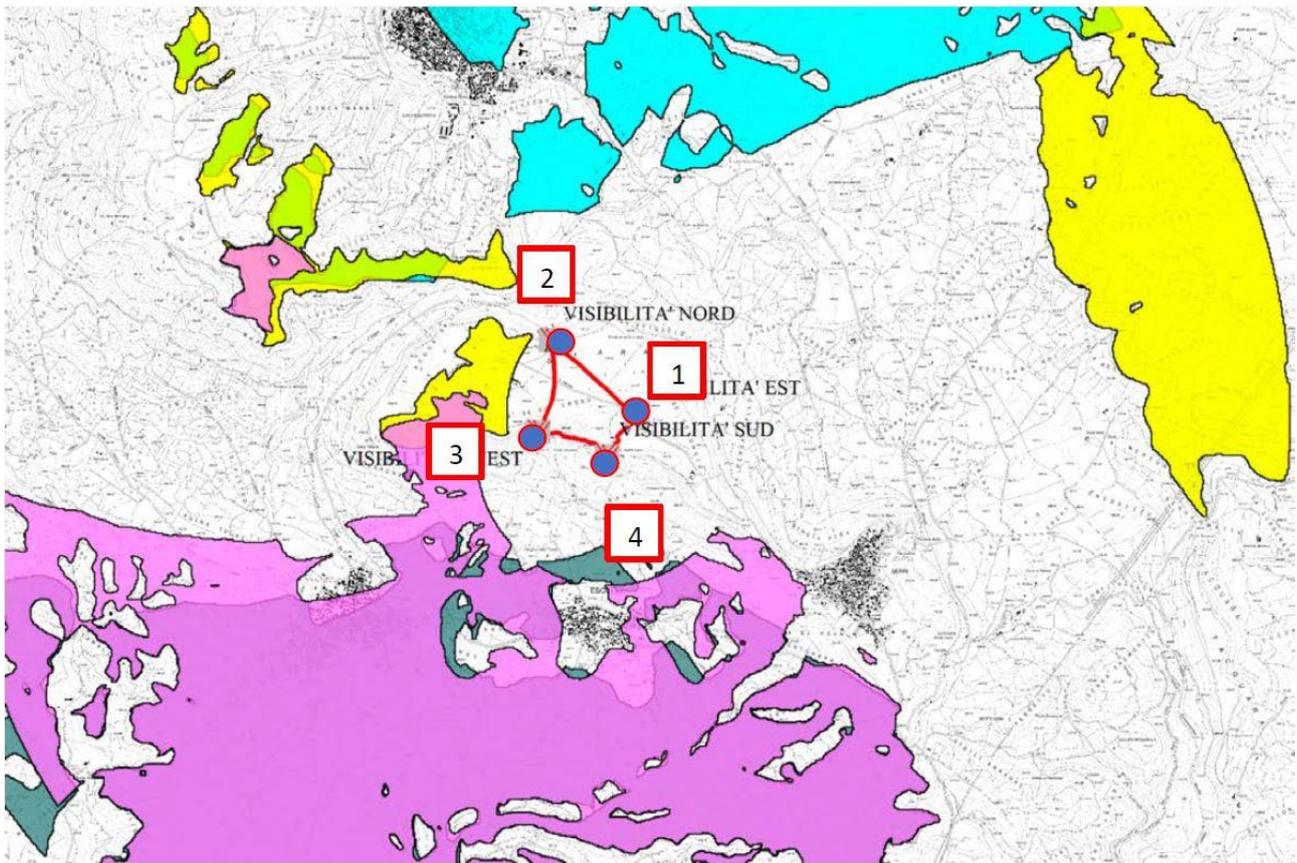


Fig. 20: Simulazione mappa di Intervisibilità

La simulazione della mappa di Intervisibilità (MIT), evidenzia sulla cartografia, le aree (POi) ove, la struttura in progetto potrebbe esser più facilmente visibile, da una quota di visuale prossima ad $h=180$ cm dal suolo. Le zone più "critiche" e a campo libero, sarebbero quelle poste a NORD e SUD (Colori: Verde / Magenta, Ciano, Giallo), ovvero a SUD, SUD OVEST immediatamente alle spalle dei comuni di SERRI ed ESCOLCA ed a Nord del comune di ISILI, questo, anche a causa dell'andamento orografico e della zona collinare su cui insistono i manufatti. Ovviamente tale simulazione, come poco prima specificato, non può tener conto degli ostacoli reali esistenti in natura, né dei manufatti artificiali, ma simula esclusivamente l'ostacolo visivo, prendendo in esame l'orografia e l'andamento tridimensionale del modello matematico regionale (DTM Regione Sardegna). La fascia "Buffer" di visibilità (N, N-E ed S, S-O) mette in evidenza una considerevole individuazione di aree (POi), soprattutto dalle collinette circostanti ma anche dalla piana posta a valle dell'altopiano. Le due aree più critiche (MIT), evidenziate sulla mappa, sono quelle posizionate a NORD, come ad esempio in prossimità del colle NURAGHE ADDONI, oppure ad OVEST, come in prossimità dei picchi "PITZU CROBETTU", o ancora a SUD, S/O nella depressione naturale di CONCA ANILLA o di RIO FUNTANA. L'altopiano in rilevato su cui poggia l'intera struttura, si eleva ad una quota pari a 640 m, ed essendo la zona scarsamente alberata, questo favorisce la visibilità del manufatto anche da quote poste più a valle e ben inferiori. Tutto l'insieme delle aree (POi) individuate, si presentano come scarsamente antropizzate. In riferimento a quanto sopra esplicitato si ipotizza la presenza di un impatto visivo cumulativo in quanto le pale eoliche possiedono un'altezza maggiore dell'impianto "Serri" proposto che, come precedentemente esplicitato, arriva ad un'altezza massima di tre metri. Da ciò ne consegue che da qualunque area sia visibile l'impianto fotovoltaico, sarà visibile anche l'impianto eolico già presente nell'area di progetto creando un impatto cumulativo di tipo *co-visibilità*. Per *co-visibilità* si intende quando l'osservatore può cogliere più impianti da uno stesso punto di vista o in combinazione, quando diversi impianti sono compresi nell'arco di

visione dell'osservatore allo stesso tempo, o in successione, quando l'osservatore deve girarsi per vedere i diversi impianti.

Nonostante vi sia la presenza di un impatto cumulativo di tipo visivo si ritiene che l'area oggetto di intervento risulti già ampiamente caratterizzata dalla presenza di infrastrutture, manufatti, impianti e assi viari che hanno concorso alla perdita di gran parte della originaria naturalità dei luoghi.

Tale area è da lungo tempo interessata da trasformazioni di natura antropica che hanno profondamente trasformato il paesaggio (presenza di numerosi parchi eolici).

L'impianto agrivoltaico "Serri" può essere considerato un impianto bidimensionale, che si diffonde principalmente in planimetria rispetto ad un impianto eolico; questo fa sì che l'opera di mitigazione dell'impatto visivo che consiste nell'inserimento di essenze arboree lungo tutta la superficie a confine sia in grado non solo di mitigare, ma anche di apportare un miglioramento sostanziale in termini di superfici e della qualità degli interventi stessi.

Attraverso lo studio di una nuova componente di verde si vuole arricchire la presenza delle essenze per tipologie e quantità con l'uso esclusivo di essenze autoctone, caratterizzate principalmente da vegetazione a macchia, che contribuirà a migliorare anche la componente relativa all'impatto visivo scaturito dai due impianti FER presenti nella medesima area rispetto alla situazione attuale.



Fig. 21, 22: Foto simulazione opere di mitigazione.

IMPATTO CUMULATIVO SUL CONSUMO DI SUOLO

Per quanto riguarda l'uso del suolo è fondamentale tener conto che un'eccessiva estensione degli impianti, tale da coprire percentuali significative del suolo agricolo, ha certamente un impatto importante sulla componente. Anche la sommatoria di più impianti, in particolare per quanto riguarda l'occupazione del suolo, su areali poco estesi o su terreni di pregio per le coltivazioni realizzate, potrebbe rendere problematica una integrazione ottimale di questo genere di impianti.

L'impianto oggetto del seguente studio rientra nella categoria degli impianti agrivoltaici (art. 31 del D.L. 77/2021 convertito con la L. 108/2021), infatti si tratta di un impianto fotovoltaico sito in aree agricole che diventa parte integrante dell'attività praticata dall'azienda in cui vengono ubicati. Questi pannelli verranno posti sopra le piantagioni o sopra il pascolo ad un'altezza pari o superiore ai due metri. La loro realizzazione prevede una completa integrazione con l'attività agricola già esistente nell'azienda (coltivazione, allevamento, custodia degli animali, mungitura), la quale verrà arricchita dalla produzione di energia elettrica verde e l'occasione di un incentivo per la redditività aziendale.

Considerato che l'attività agricola svolta nell'azienda verrà mantenuta e che ci troviamo in un territorio agricolo già antropizzato non si ritiene che tali opere possano generare effetti cumulativi sul consumo di suolo. Inoltre la realizzazione di nuove strade è di entità limitata e si tratterà di strade perlopiù sterrate quindi che consentano il mantenimento della permeabilità del suolo.

Sulla base delle informazioni attualmente disponibili si ritiene ragionevolmente, dunque, che la presenza dell'impianto non determini impatti cumulativi significativi sul consumo di suolo dell'area coinvolta.

Per quanto riguarda la fase di cantiere, in cui vi può essere un potenziale effetto cumulativo di occupazione temporanea di suolo in caso di compresenza di più opere in costruzione, si può ovviare con un'attenta pianificazione delle tempistiche in coordinamento con gli Enti territoriali preposti.

IMPATTO CUMULATIVO SULLA SALUTE UMANA

Gli eventuali impatti sulla popolazione e salute pubblica derivanti dalle fasi lavorative relative alla realizzazione dell'intervento possono essere riconducibili principalmente a:

- potenziali rischi per la sicurezza stradale;
- potenziali rischi derivanti da malattie trasmissibili;
- salute ambientale e qualità della vita;
- potenziale aumento della pressione sulle infrastrutture sanitarie;
- possibili incidenti connessi all'accesso non autorizzato al sito di cantiere.
- rischio di esposizione al campo elettromagnetico esistente in sito dovuto alla presenza di fonti esistenti e di sottoservizi (impatto diretto).

La realizzazione dell'intervento potrebbe determinare degli impatti sull'ambiente fisico esistente con conseguenti effetti sulla qualità della vita della comunità locale, e in particolare con riferimento alle emissioni di polveri e di inquinanti in atmosfera, all'aumento delle emissioni sonore e alle modifiche del paesaggio. Le attività di costruzione provocheranno inoltre un temporaneo aumento del rumore, generato principalmente dai macchinari utilizzati per il movimento terra e la preparazione del sito, i per la movimentazione dei materiali e dai veicoli per il trasporto dei lavoratori. Tali impatti avranno durata a breve termine ed estensione locale.

Dall'analisi dei possibili effetti dell'intervento sulle attuali caratteristiche dei luoghi, si individuano le opportune opere di compensazione, che possono essere realizzate anche prima della realizzazione dell'intervento, all'interno dell'area di intervento, ai suoi margini, ovvero in un'area lontana ed in tempi

diversi da quelli dell'intervento stesso. In quest'ultimo caso, l'amministrazione può individuare un'area comune su cui concentrare i contributi e le azioni di compensazione da realizzare nel tempo a spese ed eventualmente a cura dei soggetti interessati.

Fase di cantiere:

1. massimizzare il recupero del suolo vegetale durante le operazioni di scavo e riutilizzo dello stesso per i successivi ripristini (piste e cabine);
2. localizzazione delle aree di servizio alla costruzione (piazzole e aree di cantiere) in punti di minima copertura vegetale;
3. ricopertura vegetale, con specie erbacee e arboree autoctone, delle piazzole fino al limitare dei pannelli fotovoltaici e delle piste di accesso;
4. massimizzare il recupero e il riutilizzo dei materiali inerti di scavo per le successive sistemazioni delle strade, ingressi ecc.;
5. utilizzo di macchinari silenziati;
6. interrimento degli elettrodotti;
7. realizzazione solo di strade non asfaltate.

La realizzazione dell'intervento nella stagione tardo estivo, inizio autunno, ad esclusione della primavera/inizio estate per non intromettersi nel fenomeno nidificazione, consentirà di beneficiare dei seguenti vantaggi:

- l'accesso delle macchine operatrici e degli automezzi pesanti sui terreni asciutti limita al minimo gli effetti di costipazione dei suoli;
- migliore operabilità e pulizia durante le limitate operazioni di movimentazione terreno e/o di scavo.

Altre misure di mitigazione saranno le seguenti:

- eventuali scavi (in genere non previsti) resteranno aperti solo per il tempo minimo indispensabile;
- lo stato originario dei luoghi sarà ripristinato con lo stesso terreno movimentato odì risulta da eventuali scavi;
- una volta terminati i lavori, in tutte le aree interessate dagli interventi (aree utilizzate per i cantieri, eventuali carraie di accesso, piazzole, ecc.), si provvederà alla pulizia ed al ripristino dei luoghi, senza dispersione di materiali, quali spezzoni di conduttore, spezzoni o frammenti di ferro, elementi di isolatori, ecc.

Fase di esercizio:

- terminata la fase di cantiere e di costruzione sarà ripristinato il manto erboso tra le varie strutture dell'impianto, laddove eventualmente fosse parzialmente compromesso durante la fase di cantiere e preparato lo stesso per le piantumazioni previste tra le interfile al fine di poter condurre adeguatamente il fondo;
- durante tutto il periodo di esercizio dell'impianto è previsto un servizio continuo di controllo, sorveglianza e manutenzione, che permetterà di verificare e quindi di intervenire qualora si verificasse qualsiasi tipo di disfunzione sull'impianto, non solo in termini produttivi, ma anche in termini di gestione e cura delle aree di impianto;

- per evitare il potenziale impatto dato dalle emissioni acustiche della cabina inverter durante la fase di esercizio dell'impianto, la cabina verrà opportunamente insonorizzata secondo la tecnologia prevista dalla casa costruttrice;
- verrà valutata la possibilità di predisporre una rete drenante che permetta l'infiltrazione dell'acque nel terreno e agevolare la capacità di drenaggio del sito;
- mitigazione visiva della recinzione con una fascia arborea perimetrale;
- realizzazione di aperture nella rete dimensionate in funzione di consentire il libero passaggio dei piccoli mammiferi e dell'avi-fauna.

Si rimanda ai paragrafi relativi alle misure di mitigazione per la riduzione degli impatti sulla qualità dell'aria, sulla qualità acustica e sul paesaggio.

Allo stesso modo sono prese misure di manutenzione, di mitigazione e di compensazione per la salvaguardia della salute umana rispettando le prescrizioni delle distanze dai centri abitati, sia in virtù delle interferenze sonore sia elettromagnetiche.

IMPATTO CUMULATIVO SU FLORA E FAUNA

Dalle specifiche relazioni è stato ritenuto più che sufficiente considerare un buffer di 5 km dall'area di progetto per lo studio di eventuali impatti cumulativi derivati dalla presenza di più impianti FER sulle componenti botanica e faunistica.

Attualmente nell'area contigua e/o vasta, considerando un raggio di 5 km dal baricentro dell'area d'intervento progettuale, non sono presenti impianti fotovoltaici in esercizio, pertanto non sono previsti effetti cumulativi su suddetta componente.

Per quanto riguarda la presenza di due aerogeneratori all'interno dell'area di progetto si è ritenuto che, essendo due strutture già esistenti e non potendo reperire abbastanza informazioni tecniche circa le due pale eoliche, si può affermare che l'effetto cumulativo con il futuro impianto agrivoltaico "Serri" sulle componenti botanica e faunistica possa considerarsi trascurabile.

Per maggiori approfondimenti si rimanda alla relazione botanica e faunistica (SIA_03 e SIA_04) presenti negli allegati relazionali al progetto.

Ing. Stefano Floris

