


**IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA
FONTE SOLARE FOTOVOLTAICA CON ACCUMULO
DENOMINATO "SASSARI 02"**

**REGIONE SARDEGNA
PROVINCIA di SASSARI
COMUNI di SASSARI e PORTO TORRES**

PROGETTO DEFINITIVO

Tav.:	Titolo:
R02	Relazione generale del Progetto Definitivo

Scala:	Formato Stampa:	Codice Identificatore Elaborato
n.a.	A4	R02_RelazioneGenerale_02

Progettazione:	Committente:
<p>DOTT. ING. Fabio CALCARELLA Via Bartolomeo Ravenna, 14 - 73100 Lecce Mob. +39 340 9243575 fabio.calcarella@gmail.com - fabio.calcarella@ingpec.eu P. IVA 04433020759</p> 	<p>Whysol-E Sviluppo S.r.l. Via Meravigli, 3 - 20123 - MILANO Tel: +39 02 359605 info@whysol.it - whysol-e.sviluppo@legalmail.it P. IVA 10692360968</p>

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Marzo 2021	Prima emissione	STC	FC	WHYSOL-E Sviluppo s.r.l.

Sommario

1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	3
1.1. Premessa.....	3
1.1. Caratteristiche dell'area di Impianto.....	3
1.2. Descrizione generale dell'impianto fotovoltaico	5
1.3. Principali scelte progettuali.....	7
2. CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO	9
2.1. Principali norme comunitarie.....	9
2.2. Principali norme nazionali	9
2.3. Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti.....	10
3. PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO	11
3.1. Principali caratteristiche dell'area di progetto	11
3.2. Distanze da strade pubbliche esistenti	13
3.3. Aspetti geologici ed idrogeologici dell'area	13
3.4. Aspetti geotecnici e criteri di progettazione strutturale	17
3.5. Reti esterne esistenti: interferenze ed interazioni	17
4. IL PROGETTO E LA DELIBERA 59/90 – 2020.....	18
5. AREA DI IMPIANTO	18
5.1. Moduli fotovoltaici	19
5.2. Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici.....	19
5.3. Lay-out di impianto.....	20
5.4. Gruppi conversione / trasformazione (Shelter).....	20
5.5. Cabine di Campo.....	21
5.6. <i>SHELTER</i> PER L'ACCUMULO DELL'ENERGIA PRODOTTA.....	21
5.6.1. Descrizione generale motivazione della scelta di installare un SdA	21
5.6.2. Tipologia storage: batterie al litio	23
5.7. Trincee e cavidotti MT e BT.....	26
5.8. Cavidotto esterno di Vettoriamento	26
5.9. Fibra Ottica	26
5.10. Strade e piste di cantiere	26
5.11. Recinzione.....	26
5.12. Siepe perimetrale.....	27
5.13. Sistema di videosorveglianza e di illuminazione.....	28
5.14. Regimazione idraulica.....	28
5.15. Ripristini.....	29
5.16. Progettazione esecutiva.....	29
5.16.1. Scelta moduli fotovoltaici	30
5.16.2. Calcoli strutture.....	30
5.16.3. Cronoprogramma esecutivo	30
6. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA UTENTE.....	32
7. APICOLTURA E BIO-MONITORAGGIO	32
8. ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE.....	34
9. COSTI E BENEFICI	34
9.1. Premessa.....	34
9.2. Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE	34
9.3. Costi Esterni.....	36

9.4.	Benefici globali	38
9.5.	Benefici locali	43
10.	ANALISI DEI FENOMENI DI ABBAGLIAMENTO.....	45
11.	PRODUZIONE DI RIFIUTI E SMALTIMENTO DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO.....	47
12.	RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI A FINE CANTIERE	48
13.	DISMISSIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO E DEL Sda.....	49
14.	MODALITÀ DI SMALTIMENTO DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO A FINE VITA 51	
12.1	Moduli fotovoltaici	51
12.2	Olio contenuto all'interno delle vasche di raccolta degli Shelter	52
12.3	Batterie tampone	53
15.	Deposito rifiuti	54
	<i>Fase di realizzazione</i>	54
	<i>Fase di esercizio</i>	54
16.	STRUTTURE PREFABBRICATE RIMOVIBILI.....	54
17.	INQUINAMENTO DELLA FALDA.....	55

1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

1.1. Premessa

Nel suo complesso il Progetto prevede:

- 1) la realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra e relativo sistema di accumulo da collegare alla Rete di Trasmissione elettrica Nazionale (RTN);
- 2) realizzazione all'interno delle aree di progetto di arnie per apicoltura.

Il tutto su un'area di circa 42,72 ettari nel Comune di Sassari nella Sardegna Nord Occidentale.

1.1. Caratteristiche dell'area di Impianto

Il progetto dell'impianto fotovoltaico denominato "Sassari 02" interessa un unico lotto ubicato ad una distanza minima di circa 10,6 km a Sud-Ovest dell'abitato di Porto Torres (SS).

Le aree di impianto sono pianeggianti ed hanno altezza sul livello del mare pari a 70 m circa, attualmente investite a seminativo.

La centrale fotovoltaica sarà allacciata alla rete di Distribuzione tramite una Sottostazione Elettrica Utente (150/30 kV) di trasformazione e consegna a sua volta collegata alla Stazione Elettrica SE di Terna (380/150 kV) "Porto Torres 1" che dista circa 11 km a Nord dalle aree di impianto.



Inquadramento generale su Ortofoto

In rosso sono indicate le aree recintate all'interno delle quali saranno installati i pannelli fotovoltaici.



Inquadramento su Ortofoto

In rosso sono indicate le aree recintate all'interno delle quali saranno installati i pannelli fotovoltaici



Particolare Layout di Impianto

1.2. Descrizione generale dell'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico propriamente detto, avrà una potenza nominale **30 MVA**, mentre l'annesso Sistema di Accumulo di energia prodotta (**SdA**), avrà una potenza nominale pari a **90 MW**.

Ai sensi dell'art. 12 comma 1 del D.Lgs. n. 387/2003 l'opera in progetto è considerata di pubblica utilità ed indifferibile ed urgente. Ai sensi del comma 3 del medesimo articolo, la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili è soggetta ad autorizzazione unica rilasciata dalla Regione o dalle Provincie delegate dalla Regione.

Tutta la progettazione è stata sviluppata utilizzando tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; considerando che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto), ma resteranno invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione, occupazione del suolo e fabbricati

In sintesi l'impianto fotovoltaico sarà costituito da:

- moduli fotovoltaici di potenza unitaria paria a 575 Wp, installati su strutture di sostegno in acciaio di tipo mobile (inseguitori), con relativi motori elettrici per la movimentazione. Le strutture saranno ancorate al suolo tramite paletti in acciaio direttamente infissi nel terreno; **evitando qualsiasi struttura in calcestruzzo, riducendo sia i movimenti si terra (scavi e rinterri) che le opere di ripristino conseguenti.** È previsto in particolare che siano installati 100 inseguitori che sostengono 24 moduli e 1.069 inseguitori che sostengono 48 moduli, per un totale di 1.169 strutture mobili;
- cabinati (*Shelter*) preassemblati in stabilimento dal fornitore e contenuti il gruppo conversione / trasformazione;
- Cabine di Campo (**CdC**) contenenti i Quadri BT e MT dell'impianto fotovoltaico;
- i moduli prefabbricati (container) contenenti le batterie al litio per l'accumulo dell'energia prodotta;
- Una Cabina di Raccolta in cui converge in media tensione tutta l'energia prodotta dall'Impianto Fotovoltaico (**CdR FV**);
- Una Cabina di Raccolta in cui converge in media tensione tutta l'energia immagazzinata nel dal Sistema di Accumulo (**CdR SdA**);
- rete BT, ovvero dei cavi BT in c.c. (cavi solari) e relativa quadristica elettrica (quadri di parallelo stringhe), dei cavi BT in c.a. e relativa quadristica elettrica di comando, protezione e controllo;

- rete MT interna, costituita dai cavidotti interrati di collegamento tra le Cabine di Campo e tra queste e le Cabine di Raccolta (**CdR FV**).

L'energia elettrica prodotta a 550 V in c.c. dai generatori fotovoltaici (moduli) viene prima raccolta nei Quadri di Parallelo Stringhe posizionati in campo in prossimità delle strutture di sostegno dei moduli e quindi convogliata all'interno degli Shelter contenenti i gruppi di conversione/trasformazione dove avviene la conversione della corrente da c.c. a c.a. (per mezzo di un inverter centralizzato da 2.500) e l'innalzamento di tensione da 0,55 kV a 30 kV (per mezzo di un trasformatore MT/BT). Da qui, l'energia sarà trasportata verso la più vicina Cabina di Campo.

Dalle Cabine di Campo, in configurazione entra-esce, l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e/o rilasciata dal sistema di accumulo verrà trasportata nelle relative **Cabine di Raccolta (CdR)**, posizionate all'interno dell'impianto.

In fase gestionale, in alternativa alla immissione diretta dell'energia prodotta nella RTN, questa potrà essere inviata al Sistema di Accumulo (SdA) installato nell'area di impianto ed essere da qui prelevata e riversata nella RTN nei momenti opportuni e cioè:

- per picchi di assorbimento;
- per livellamento di tensione e di frequenza;

e più in generale predisposto per offrire servizi di dispacciamento alla rete.

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (53.712), alla loro potenza unitaria (575 Wp) e dall'irraggiamento previsto nell'area di impianto sulla base dei dati ricavati da PVGIS, si stima una produzione di energia elettrica totale di circa **58,767 GWh/anno** (30.884 kWp x 1.902,83 kWh/kWp \approx 58.767 MWh/anno).

Il contributo ai benefici ambientali, economici e sociali derivante dalla produzione dell'energia elettrica sopra stimata in generale e di questo Progetto in particolare, è dettagliatamente descritto in avanti e ripreso nella Relazione Sintetica di Presentazione, contenente anche il Bilancio Costi Benefici (**BCB**)

Per quanto concerne invece il Sistema di Accumulo (SdA), esso avrà una potenza installata di 90 MW e potrà rilasciare l'energia accumulata con tempo di scarica minimo pari a 2 ore.

L'opera che ne deriva, rappresenta non solamente un contributo alla riduzione dell'energia elettrica da fonte fossile, ma anche un sostanziale contributo al miglioramento della funzionalità della RTN (Rete Elettrica Nazionale)

1.3. Principali scelte progettuali

I criteri progettuali adottati e quelli di localizzazione dell'impianto, sono stati da ridurre per quanto più possibile gli impatti su ambiente e paesaggio.

In sintesi, l'area di impianto è stata scelta poiché in possesso dei seguenti requisiti:

- 1) È pressoché pianeggiante;
- 2) non presenta particolari criticità di accesso anche con mezzi pesanti, utilizzati per il trasporto dei componenti di impianto. È facilmente raggiungibile percorrendo la SP18 e la SP42.
- 3) presenta caratteristiche infrastrutturali idonee alla realizzazione di un impianto da fonte rinnovabile, data la prossimità alla zona industriale di Porto Torres in cui è presente la SE Terna "Porto Torres 1", in cui avviene l'immissione dell'energia prodotta nella **Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)**.
- 4) la realizzazione dell'impianto fotovoltaico sull'area individuata è compatibile è compatibile con tutti i piani paesaggistico territoriali, in particolare rispetto a:
 - a. PPR Regione Sardegna;
 - b. Piano di Bacino Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI);
 - c. PSFF Piano Stralcio delle Fasce Fluviali;
 - d. Uso del suolo;
 - e. Piano Faunistico Venatorio Regionale;
 - f. PRAE;
 - g. Piano di Tutela delle Acque;
 - h. PUP_PTC della Provincia di Sassari;
 - i. Strumento di pianificazione Urbanistica Comunale: PUC di Sassari;
 - j. Aree percorse dal fuoco;
 - k. SIC, ZPS, IBA, Parchi Regionali, Zone Ramsar e altre aree protette individuate nella cartografia ufficiale della Regione Sardegna.

inoltre:

- 1) l'installazione di un Sistema di Accumulo SdA "power intensive" come previsto in Progetto, fa sì che l'impianto possa essere fornire **servizi di dispacciamento** alla rete che consistono essenzialmente nella:
 - a. regolazione di tensione mediante scambio di potenza reattiva
 - b. regolazione primaria e secondaria di frequenza
 - c. livellamento dei picchi
 - d. risoluzione di congestioni di rete

e. riserva di energia per il sistema elettrico, per fronteggiare contingenze che ne impongano l'utilizzo

f. fornire risorse di bilanciamento

Tali servizi offerti alla rete sono particolarmente utili se non addirittura indispensabili in un punto di immissione quale quello della SE Terna di Porto Torres. La presenza di un Sistema di Accumulo da una parte mantiene inalterata la sicurezza e l'efficienza complessiva del Sistema Elettrico anche in presenza di impianti FRNP, dall'altra permette un migliore sfruttamento dell'energia generata dagli stessi FRNP, limitando la loro esclusione dalla rete, e quindi che si disperda una parte dell'energia "verde" prodotta.

Facciamo presente infine che un **SDA** che fornisce servizi di dispacciamento alla rete permette una riduzione dell'inerzia del Sistema Elettrico. Venendo meno le grandi masse rotanti dei generatori di centrale, l'energia fornita dalle batterie ha un "ingresso in rete" immediato, molto utile, in caso di improvvisi fuori servizio o rapide variazioni della generazione, peraltro tipiche della generazione rinnovabile.

2) L'utilizzo di inseguitori monoassiali (Tracker) permette:

- di sfruttare al meglio la risorsa "terreno" con notevole potenza installata in rapporto alla superficie (circa 1,38 ettari per MWp installato);
- di sfruttare al meglio la risorsa "sole", poiché a parità di irraggiamento permette di avere una produzione del 20% superiore rispetto agli stessi moduli fotovoltaici montati su strutture fisse;
- di contenere l'altezza del sistema inseguitore-moduli al di sotto dei tre metri, evitando strutture molto grandi tipiche degli inseguitori biassiali (pure consentendo un eventuale uso del suolo per l'attività agrosolare).

Non da sottovalutare la scelta di inseguitori dotati di software di controllo con algoritmo di *back-tracking*. Infatti tale scelta ha permesso di ridurre l'interasse tra le file (portato a 5,50 m) fornendo una "corsia utile" tra le file con *tracker* in posizione orizzontale pari circa a 3,32 m.

Il *back-tracking* permette infatti di muovere singolarmente ogni inseguitore, dando inclinazioni diverse a file contigue di moduli ed evitando così gli ombreggiamenti nelle ore in cui il sole è più basso (primo mattino e pomeriggio).

È prevista, infine, l'installazione di moduli fotovoltaici di ultima generazione con notevole potenza nominale unitaria (575 Wp) e con superficie di circa 2,385 x 1,122 m.

Tutte le componenti dell'impianto sono progettate per un periodo di vita utile di almeno 30 anni, durante i quali alcune parti o componenti potranno essere sostituite.

A fine vita utile, si prevede lo smantellamento dell'impianto ed il ripristino delle condizioni preesistenti in tutta l'area. Tutto l'impianto e le sue componenti, incluse le strade di comunicazione all'interno del sito, saranno progettate e realizzate in conformità a leggi e normative vigenti.

2. CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

2.1. Principali norme comunitarie

I principali riferimenti normativi in ambito comunitario sono:

- **Direttiva 2001/77/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- **Direttiva 2006/32/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante l'abrogazione della Direttiva 93/76/CE del Consiglio.
- **Direttiva 2009/28/CEE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.
- **DIRETTIVA (UE) 2018/2001** del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, rifusione della direttiva 2009/28/CEE.

2.2. Principali norme nazionali

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

- **D.P.R. 12 aprile 1996.** Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge n. 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.
- **D.lgs. 112/98.** Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59.
- **D.lgs. 16 marzo 1999 n. 79.** Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, allo scopo di migliorarne l'efficienza.
- **D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387.** Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato

interno dell'elettricità. Prevede fra l'altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.

- **D.lgs 152/2006 e s.m.i.** (D.lgs 104/207) TU ambientale
- **D.lgs. 115/2008** Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE.
- **Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili** (direttiva 2009/28/CE) approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11 giugno 2010.
- **SEN Novembre 2017** *Strategia Energetica Nazionale* – documento per consultazione. Il documento è stato approvato con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e Ministro dell'Ambiente del 10 novembre 2017.

2.3. Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti

I principali riferimenti normativi seguiti nella redazione del progetto e della presente relazione sono:

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

Per quanto concerne gli aspetti di inquadramento urbanistico del progetto, i principali riferimenti sono:

- **PPR Piano Paesaggistico Regionale** della Sardegna;
- **PAI Piano stralcio di bacino per l'assetto idrogeologico (PAI);**
- **PUP-PTC** della Provincia di Sassari;
- **PUC** di Sassari;
- **Piano Faunistico Venatorio Regionale;**
- **Catasto Incendi;**
- **PRAE (Piano Regionale Attività Estrattive);**
- **PTA (Piano di Tutela delle Acque).**

3. PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO

3.1. Principali caratteristiche dell'area di progetto

Come detto il progetto dell'impianto fotovoltaico interessa tre aree ubicate a circa 10,6 km a Sud-Ovest dall'abitato di Porto Torres (SS).

Le aree di impianto sono pianeggianti ed hanno altezza sul livello del mare di 60 m, attualmente investite a seminativo (aree interne di impianto). Anche le aree circostanti sono prevalentemente a seminativo. Tutta l'area è fortemente antropizzata. La vocazione agricola dell'area si affianca alla presenza ingombrante e per nulla trascurabile della zona industriale di Porto Torres, poco più a Nord dalle aree di impianto, caratterizzando significativamente il paesaggio anche con le linee aeree che si dipartono dalla Stazione Elettrica Terna presente all'interno della stessa zona industriale.

La centrale fotovoltaica sarà allacciata alla rete di Distribuzione tramite una Sottostazione Elettrica Utente (150/30 kV) di trasformazione e consegna a sua volta collegata alla Stazione Elettrica SE di Terna (380/150 kV) "**Porto Torres 1**" che dista circa 11 km a Nord dalle aree di impianto.

Il progetto è stato elaborato nel rispetto puntuale del sistema delle tutele introdotto dal **PPR** (**Piano Paesaggistico Regionale della Sardegna**) approvato in via definitiva con D.G.R. n. 36/7 del 5 settembre 2006, ai sensi dell'articolo 11 comma 5 della L.R. n. 45/1989 come modificato dall'articolo 2 della L.R. n. 8/2004, che costituisce il Piano di Tutela e di indirizzo coerente con il Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio (D.Lgs n. 42 del 22 gennaio 2004). Il Piano ha subito una serie di aggiornamenti e pertanto attualmente lo strumento vigente è il **PPR** approvato nel 2006, integrato dall'aggiornamento del repertorio del Mosaico 2014.

Il **PPR** persegue il fine di preservare, tutelare, valorizzare e tramandare alle generazioni future l'identità ambientale, storica, culturale e insediativa del territorio sardo, proteggere e tutelare il paesaggio culturale e naturale con la relativa biodiversità, e assicurare la salvaguardia del territorio e promuoverne forme di sviluppo sostenibile al fine di migliorarne le qualità.

Il PPR rappresenta pertanto il quadro di riferimento e di coordinamento per lo sviluppo sostenibile dell'intero territorio e degli atti di programmazione e pianificazione, proponendo una modalità di interpretazione del territorio attraverso un innovativo processo di conoscenza, riprogettazione e gestione delle risorse presenti. Nella sua prima stesura, ha disciplinato i centri matrice e il territorio costiero; quest'ultimo è stato suddiviso in ambiti omogenei di paesaggio definiti in base alle caratteristiche ambientali, storico-culturali e insediative dei territori.

Il PPR individua, in conformità a quanto previsto dal Codice dei beni culturali e del paesaggio (D. Lgs. 42/2004) i beni paesaggistici ai sensi degli artt. 134, 142 e 143, comma 1 lettera i) del Codice oltre all'individuazione di categorie di aree ed immobili costitutivi dell'identità sarda, qualificati come beni identitari.

Le categorie individuate dal PPR si dividono pertanto in:

- **ambiti di paesaggio**, ossia *le aree definite in relazione alla tipologia, rilevanza ed integrità dei valori paesaggistici, identificate attraverso un processo di rilevazione e conoscenza, in cui convergono fattori strutturali, naturali e antropici, e nei quali sono identificati i beni paesaggistici individui o d'insieme;*
- **beni paesaggistici**, ossia *quelle categorie di beni immobili i cui caratteri di individualità ne permettono una identificazione puntuale;*
- **beni paesaggistici d'insieme** ossia *quelle categorie di beni immobili con caratteri di diffusività spaziale, composti da una pluralità di elementi identitari coordinati in un sistema territoriale relazionale;*
- **componenti di paesaggio**, ossia *quelle tipologie di paesaggio, aree o immobili articolati sul territorio, che costituiscono la trama ed il tessuto connettivo dei diversi ambiti di paesaggio;*
- **beni identitari** ossia *quelle categorie di immobili, aree e/o valori immateriali, che consentono il riconoscimento del senso di appartenenza delle comunità locali alla specificità della cultura sarda*

Il PPR ha contenuto descrittivo, prescrittivo e propositivo e, tra l'altro, detta indirizzi e prescrizioni per la conservazione e il mantenimento degli aspetti significativi o caratteristici del paesaggio.

Dal punto di vista delle tutele, il PPR prevede una disciplina specifica per gli ambiti di paesaggio individuati secondo quanto sopra indicato. Per quanto riguarda la disciplina delle altre categorie, il PPR prescrive la tutela di:

- beni individuati ai sensi del D.Lgs 42/04 (artt. 136, 142, 143);
- aree sottoposte a vincolo idrogeologico;
- territori ricompresi nei parchi nazionali o regionali e nelle altre aree naturali protette;
- riserve e monumenti naturali e altre aree di rilevanza naturalistica e ambientale ai sensi della LR 31/89.

Prescrive infine la tutela e la conservazione dei beni identitari individuati direttamente dal PPR o dai Comuni in sede di adeguamento degli strumenti urbanistici.

Il processo di individuazione dei beni da parte del PPR è stato strutturato attraverso un'analisi territoriale articolata in:

- a. assetto ambientale

- b. assetto storico-culturale
- c. assetto insediativo

3.2. Distanze da strade pubbliche esistenti

Come detto, le superfici su cui sorgerà l'Impianto Fotovoltaico, sono pianeggianti ed hanno altezza sul livello del mare pari a 60 m s.l.m., ed attualmente sono investite a seminativo.

I confini di Impianto distano da:

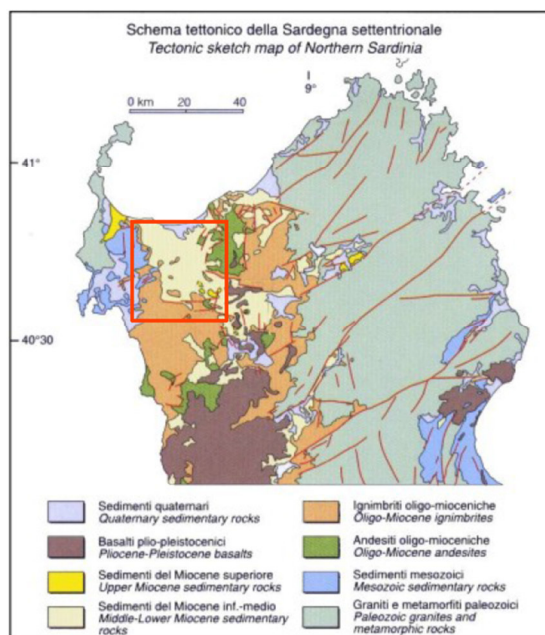
- **Strada Provinciale n° 18**, 355 m circa s sud;
- **Strada Provinciale n° 42**, 1.030 m circa ad ovest.

3.3. Aspetti geologici ed idrogeologici dell'area

Il sito di interesse ricade sul margine meridionale di un semi-graben, di età terziaria noto in letteratura come bacino di Porto Torres (Thomas & Gennesseaux, 1986), colmato da vulcaniti e sedimenti di ambiente marino di età compresa tra l'Oligocene sup ed il Miocene sup.

La geometria di questa importante struttura tettonica è tale per cui sul lato occidentale (settore dove ricade il sito di progetto) emergono le formazioni più antiche rappresentate dal basamento paleozoico e dalle coperture mesozoiche della Nurra, mentre sul lato orientale prevalgono i sedimenti marini miocenici.

Nella figura a seguire si riporta lo schema tettonico della Sardegna Settentrionale tratto da: A. Funedda, G. Oggiano, S. Pasci: The Logudoro basin: a key area for the tertiary tectono sedimentary evolution of North Sardinia



Con riferimento ai caratteri geologici sitospecifici si rileva che il sito di progetto (Piano de Monte Casteddu – Piano de Monte Murra) ricade in un'area dove affiorano unità carbonatiche mesozoiche riferibili alla piattaforma carbonatica della Nurra. Si tratta di depositi carbonatici ascrivibili ad un ambiente soggetto a evidenti oscillazioni eustatiche e a fasi tettoniche distensive, che hanno favorito l'ingressione di mari epicontinentali alternate a fasi subaeree. Il controllo tettonico, attivo in vari intervalli cronostratigrafici, unitamente al controllo eustatico, ha condizionato l'evoluzione sedimentaria della piattaforma, l'instaurarsi di bacini estensionali e la loro colmata, innescando processi erosivi e la deposizione di flussi silicoclastici e depositi pedogenetici (bauxite).

Le successioni carbonatiche della Nurra poggiano in discordanza stratigrafica generalmente sui depositi continentali permo-triassici (la successione è sempre discordante su un substrato diacrono di età compresa tra il Triassico e l'Aptiano inferiore). La superficie di discordanza è localmente marcata da un orizzonte bauxitico, riconducibile ad una generale emersione e ad un'importante lacuna stratigrafica, riconosciuta in tutta la Sardegna oltreché nel Dominio pirenaico-provenzale.

Le rocce mesozoiche sono ricoperte da vulcaniti oligomioceniche e da depositi carbonatici miocenici.

Nello specifico, il sito di progetto si trova sul fianco di una struttura anticlinale (Anticlinale di Campanedda), con inclinazione degli strati di circa 20° ed asse NE-SW, dove, spostandosi da NW verso SE, è possibile osservare in affioramento l'intera successione della Nurra ed il basamento su cui poggia (localmente rappresentato dal KEUPER. Questa formazione è costituita da argilliti gessose da rossastre a verdastre talora fortemente piegate, con cristalli idiomorfi di quarzo, e dolomie cariate cui seguono dolomie grigie e subordinati calcari dolomitici con livelli intraclastici.

Assetto geomorfologico

Il sito di progetto ricade in un'area dalla morfologia collinare articolata, che occupa un settore della Sardegna nord-occidentale posto grossomodo a cavallo tra il Golfo di Alghero e quello dell'Asinara, le cui quote più elevate si raggiungono nel settore nordorientale (M. Uttari a 469 m, M. Crastivosu a 469 m, M. Crastu Muradu a 521 m, M. Ozzastru a 471 m, M. Crastuala a 503 m e M. Orolacche a 517 m).

La maggior parte di questi rilievi sono modellati sulle calcareniti e calciruditi della formazione di Mores (Burdigaliano sup.) o sui calcari bioclastici della formazione di Monte Santo (Serravalliano - Tortoniano-Messiniano), più resistenti delle formazioni circostanti, spesso costituite da formazioni marnose o dalle varie unità andesitiche e da depositi di flusso piroclastico o epiclastici talora non saldati

La relativa uniformità dell'altezza dei rilievi, che aumenta gradatamente da Ovest verso Est ed il fatto che alla medesima quota si rinvengono formazioni di età differente, suggeriscono che in passato questo settore sia stato caratterizzato da un'estesa superficie di spianamento.

La morfologia attuale sarebbe quindi il risultato della progressiva dissezione di questo altopiano da parte delle acque dilavanti e dei corsi d'acqua. Sui terreni più erodibili le valli si ampliano e originano un paesaggio collinare con versanti più dolci e piccoli dossi isolati. Il dilavamento e l'erosione dei corsi d'acqua minori sarebbe invece responsabile dell'erosione della parte alta dell'antico rilievo spianato che è oggi conservato con "cime di uguale altezza".

Questo paesaggio secondo DAVIS corrisponderebbe alla fase terminale dello smantellamento di un altopiano e suggerirebbe processi di sollevamento pleistocenici in questo settore della Sardegna.

Il reticolo idrografico è angolare ed angoloso, secondo direttrici principalmente orientate N-S, NNE SSW e E-W che seguono verosimilmente faglie minori e soprattutto il campo di fratture.

Nello specifico il sito di progetto è dominato dalla presenza di rilievi più o meno elevati sulla pianura (M. Nurra a 133 m e M. Casteddu a 99 m) e ricade in un'area caratterizzata da una scarsa organizzazione della rete idrografica (connessa alla presenza di affioramento di rocce carbonatiche).

Il sito ricade nel bacino idrografico del RIU MANNU. Il Riu Mannu è il corso d'acqua più importante dell'area; ha un bacino di 674 kmq; prende origine nel Mejlogu, in particolare nel territorio di Thiesi, grazie all'apporto di numerosi rivoli le cui sorgenti sono situate presso aree limitrofe (M. Santo, M. Pelao e M. Correddu). Il fiume, lungo circa 65 km, sfocia a W di Porto Torres. È un corso d'acqua perenne che raggiunge la piena nei periodi di massima piovosità. Gli affluenti che concorrono alla sua portata in modo consistente sono il Riu Ertas, il Riu Faineri e il Riu d'Ottava.

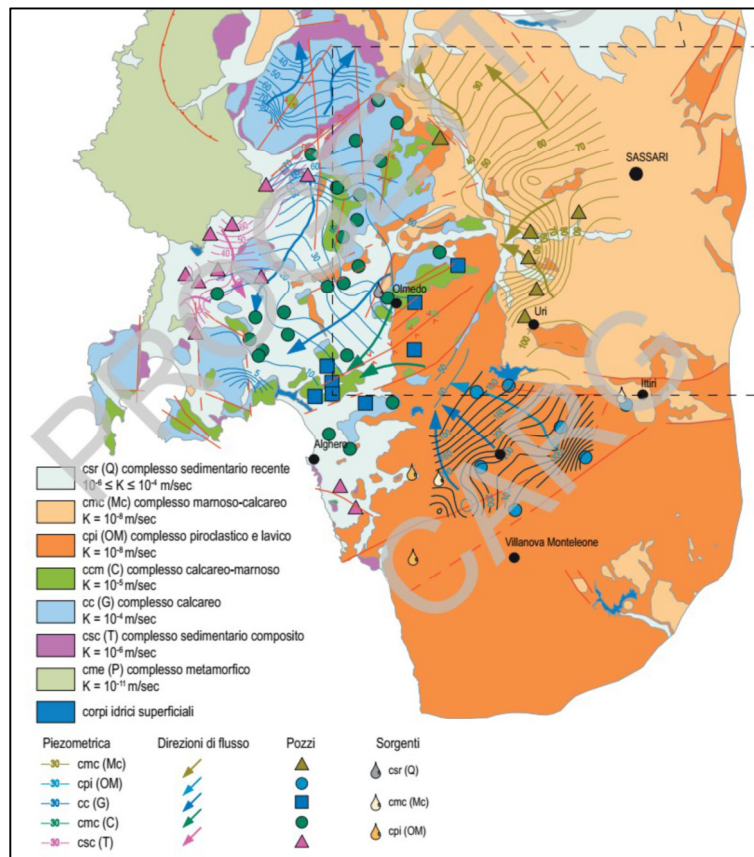
Assetto idrologico

Nel settore della Sardegna in cui ricade il sito di progetto affiorano litologie che vanno dal Mesozoico al Quaternario che rivestono un diverso ruolo idrogeologico ed idrostrutturale.

Il sito di progetto ricade propri nel campo di esistenza dell'acquifero più significativo di tutta quest'area della Sardegna. Esso è rappresentato dai carbonati mesozoici caratterizzati da permeabilità secondaria per fessurazione e per carsismo (che in alcuni casi coesistono). A complicare l'assetto idrostrutturale di questo settore contribuisce l'esistenza di strutture tettoniche, le quali talvolta costituiscono zone preferenziali di drenaggio e talaltra costituiscono limiti laterali stagni che determinano circuiti sotterranei estremamente condizionati. L'unità idrogeologica mesozoica è stata suddivisa nei seguenti complessi idrogeologici (da GHIGLIERI et alii, 2009): Csc (T) - Complesso sedimentario composito del Triassico (Acquifero del Triassico): $K=1 \times 10^{-6}$

m/sec; Cc (G) - Complesso calcareo del Giurassico (Acquifero del Giurassico): $K=1 \times 10^{-4}$ m/sec (dove ricade il sito di progetto); Ccm (C) - Complesso calcareo marnoso del Cretacico (Acquifero del Cretacico): $K=1 \times 10^{-5}$ m/sec.

Le informazioni di carattere geologico-strutturale, unitamente a quelle idrogeologiche ed idrochimiche, hanno permesso di elaborare il modello concettuale degli acquiferi presenti nella porzione nord - occidentale della Sardegna. L'insieme di tali elaborazioni ha consentito di ricostruire il bacino idrogeologico presentato nella successiva figura.



Complessi idrogeologici della Sardegna Nord – occidentale (stralcio dal progetto CARG)

Dalla consultazione della tavola precedentemente proposta emerge che il sito di progetto ricade nel Sistema idrogeologico denominato: Cc (G) - Complesso calcareo del Giurassico. In corrispondenza la piezometrica si trova a circa 60 m di quota (la soggiacenza è dunque di 10 – 12 m) ed il verso di deflusso delle acque di falda avviene da N/NE verso S/SW.

3.4. Aspetti geotecnici e criteri di progettazione strutturale

Il progetto in esame prevede una serie di indagini e valutazioni il cui scopo è quello di comprendere quello che sono tutti gli aspetti geotecnici relativi alle strutture di fondazione previste per il progetto (si veda *Relazione Geotecnica e Calcoli preliminari delle strutture* relativi all'impianto fotovoltaico).

Come detto, le strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici sono costituite da strutture metalliche a pali direttamente infissi nel terreno, senza quindi l'ausilio di fondazioni in c.a.

Per la verifica di tali sistemi, si è tenuto conto principalmente dei parametri legati alla sismicità della zona su cui sorgerà l'impianto fotovoltaico.

La caratterizzazione geotecnica dei terreni di fondazione è stata redatta sulla base dell'interpretazione delle specifiche prove in sito.

Dai risultati delle indagini geologiche e dalla caratterizzazione geotecnica si sono desunte le caratteristiche fisico-meccaniche per le unità litostratigrafiche interessate dalla costruzione dell'opera.

Per i dettagli e i risultati delle indagini sopra sintetizzate, si rimanda a "*Relazione Geotecnica – Impianto*".

3.5. Reti esterne esistenti: interferenze ed interazioni

L'opera in progetto è destinata alla produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica nonché all'accumulo di parte dell'energia prodotta o prelevata dalla rete in modo da consentirne l'immissione in rete in tempi differiti, pertanto le principali interazioni con le reti esistenti riguardano l'immissione dell'energia prodotta nella Rete di Trasmissione Nazionale gestita da TERNA S.p.A.

Come già visto, l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico o rilasciata dal sistema di accumulo verrà trasportata nelle Cabine di Raccolta dell'impianto fotovoltaico (CdR FV), posizionate all'interno delle aree di impianto.

Da una verifica a vista in sito, non si evince la presenza di sottoservizi. Tuttavia è previsto che in sede di Conferenza di Servizi per l'Autorizzazione del Progetto, vengano sentite tutte le Società / Enti proprietarie di servizi potenzialmente interferenti con il tracciato del cavo AT. Quindi qualora emergessero interferenze segnalate, attraversamenti e/o parallelismi, verranno analizzate caso per caso e risolte secondo le prescrizioni degli enti stessi e comunque seguendo le modalità tecniche di superamento indicate nelle Norme CEI 11-17.

4. IL PROGETTO E LA DELIBERA 59/90 – 2020

Con Delibera 59/90 del 27 novembre 2020, la Regione Sardegna ha individuato delle aree e dei siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile (solare, eolica, da bioenergie, geotermia e idraulica) in coerenza al DM 10.09.2010.

Le aree non idonee, individuate dalla Delibera 59-90, non riproducono l'assetto vincolistico, che pure esiste e opera nel momento autorizzativo e valutativo dei singoli progetti, ma fornisce un'indicazione ai promotori d'iniziativa d'installazione d'impianti alimentati da FER riguardo la **non idoneità di alcune aree che peraltro non comporta automaticamente un diniego autorizzativo** ma una maggiore problematicità.

Il progetto ricade all'interno di un'area definita dalla Delibera 59-90 Aree agricole interessate da produzioni di qualità, ovvero un'area che presenta una specificità così definita, in conformità all'Allegato 3 del DM 10.09.2010:

Aree agricole interessate da produzioni agricolo-alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G., produzioni tradizionali) e/o di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale, in coerenza e per le finalità di cui all'art. 12, comma 7, del decreto legislativo n. 387 del 2003 anche con riferimento alle aree, se previste dalla programmazione regionale, caratterizzate da un'elevata capacità d'uso del suolo.

Tuttavia si fa presente che nelle aree di impianto non sono mai state effettuate colture di pregio, né si è usufruito dei servizi consortili di irrigazione. In ogni caso la società è disponibile a convenzionare (per le necessità del progetto) i servizi che il Consorzio di Bonifica potrebbe essere interessato e nella possibilità di dare.

5. AREA DI IMPIANTO

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da 53.712 moduli. Avrà una potenza nominale pari a 30.000 kVA. I pannelli fotovoltaici saranno montati su strutture parzialmente mobili detti "inseguitori monoassiali", all'interno di aree completamente recintate in cui saranno posizionate oltre ai moduli le cabine, ovvero dei locali tecnici necessari per l'installazione delle apparecchiature elettriche (quadri di protezione, quadri di controllo, trasformatori). All'interno delle aree di impianto saranno poi realizzate delle trincee per la posa dei cavidotti interrati. Si tratta di cavi BT in cc, BT in ca, MT e cavi di segnale. È prevista inoltre l'installazione di Quadri di Parallelo Stringhe, posizionati in campo, in prossimità delle strutture di sostegno dei moduli.

5.1. Moduli fotovoltaici

Come detto, i moduli fotovoltaici che si prevede di utilizzare saranno in silicio monocristallino di potenza pari a 575 Wp. Avranno dimensioni pari a 2.385 x 1.122 x 35 mm.

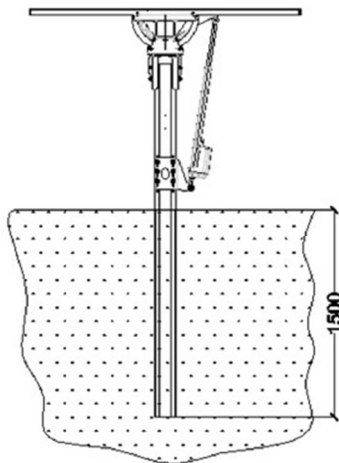
5.2. Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori (tracker) monoassiali, ovvero strutture di sostegno mobili che nell'arco della giornata "inseguono" il movimento del sole orientando i moduli fotovoltaici su di essi installati da est a ovest, con range di rotazione completo del tracker da est a ovest pari a 110° ($-55^\circ/+55^\circ$), come indicato in figura.

I moduli fotovoltaici saranno installati sull'inseguitore su una sola fila con configurazione *portrait* (verticale rispetto l'asse di rotazione del tracker).

Il numero dei moduli posizionati su un inseguitore è variabile. Nell'impianto in progetto avremo inseguitori da 24 e da 48 moduli.

Tracker	Pot. Mod. (Wp)	N° moduli	Pot. Tracker (kWp)
<i>Tracker 24 mod</i>	575	24	13,8
<i>Tracker 48 mod</i>	575	48	27,6



Palo del tracker infisso nel terreno



Esempio file di Tracker

5.3. Lay-out di impianto

In linea teorica l'asse di rotazione (asse principale del tracker) dovrebbe essere orientato nella direzione nord-sud (azimut 0°), tuttavia piccole rotazioni sono spesso apportate in relazione alla forma del terreno, allo scopo di aumentarne la copertura e quindi sfruttare al meglio tale "risorsa". Nel caso in progetto l'azimut è di 0° , quindi l'asse di rotazione del tracker è perpendicolare all'asse est-ovest. L'interasse tra gli inseguitori è stato fissato in 5,5 m. Anche questa scelta progettuale è stata dettata dalla necessità di sfruttare al meglio lo spazio a disposizione e comunque resa possibile dall'algoritmo di backtracking che controlla il movimento dei tracker e permette di muovere singolarmente gli inseguitori, dando inclinazioni diverse a file contigue di moduli ed evitando così gli ombreggiamenti nelle ore in cui il sole è più basso.

5.4. Gruppi conversione / trasformazione (Shelter)

Cabinati preassemblati dal fornitore (shelter), dotati dalla fabbrica al loro interno di Inverter e Trasformatore MT/BT (gruppo conversione-trasformazione), saranno installati in campo. In prossimità delle strutture di sostegno dei moduli saranno installati dei **Quadri di Parallelo Stringhe**, per la raccolta dell'energia prodotta in c.c. dai gruppi di moduli ed il convogliamento della stessa ai suddetti Shelter.

Ciascun gruppo di conversione / trasformazione è costituito da:

- un Inverter centralizzato da 2.500 kVA per la conversione della corrente proveniente dai Quadri di Parallelo Stringhe, da corrente continua a corrente alternata;
- un trasformatore MT/BT di taglia pari a 2.500 kVA per l'innalzamento di tensione da 0,55 kV a 30 kV.

La corrente in uscita dal gruppo di conversione/trasformazione viene convogliata nella più vicina Cabina di Campo.

5.5. Cabine di Campo

Per la protezione dagli agenti atmosferici delle apparecchiature elettriche di sezionamento, protezione e controllo è prevista l'installazione di 7 Cabine di Campo.

Esse saranno di tipo prefabbricato o in opera. Le cabine saranno installate, per quanto più possibile, a nord dei moduli fotovoltaici, per evitare ombreggiamenti e comunque distanziate quanto più possibile da questi.

All'interno delle cabine di campo confluisce l'energia proveniente dai gruppi di conversione/trasformazione.

Saranno installate anche due Cabine di Raccolta (**CdR FV**), che raccoglieranno l'energia proveniente dalle Cabine di Campo (**CdC**).

5.6. SHELTER PER L'ACCUMULO DELL'ENERGIA PRODOTTA

5.6.1. Descrizione generale motivazione della scelta di installare un SdA

Annesso all'impianto si prevede di realizzare un Sistema di Accumulo dell'energia prodotta a batterie al Litio ferro fosfato, avente potenza nominale pari a 90 MW.

In linea generale un Sistema di accumulo è un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo).

I sistemi di accumulo possono essere, in particolare, installati su impianti solari fotovoltaici.

Il Sistema di accumulo può essere installato sull'impianto di produzione secondo tre diverse configurazioni, individuate dalle norme CEI che si differenziano in base alla modalità di carica e al posizionamento elettrico dello stesso:

1. Configurazione 1: Monodirezionale lato produzione;
2. Configurazione 2: Bidirezionale lato produzione;
3. Configurazione 3: Bidirezionale post-produzione.

Nel caso in progetto si tratta di un impianto in **Configurazione 3, bidirezionale post- produzione**. Grazie al sistema di accumulo, è possibile avere accesso ad una riserva di energia rinnovabile, pronta all'uso, anche quando l'impianto non è in funzione.

La scelta di affiancare al generatore fotovoltaico un sistema di accumulo (**SdA**) di notevoli dimensioni (90 MW) a fronte di un investimento maggiore da affrontare, comporta una serie di vantaggi non solo sotto l'aspetto di gestione dell'impianto fotovoltaico, **ma soprattutto per il Sistema Elettrico Nazionale, risultando non solo strategico ma addirittura indispensabile**, soprattutto in considerazione del fatto che supporta una porzione della RTN a servizio di un'isola e

che si trova in un'area dove sono presenti numerosi impianti FRNP (Fonti Rinnovabili Non Programmabili – eolico e fotovoltaico).

Infatti per favorire lo sviluppo e il dispacciamento degli impianti FRNP (Fonti Rinnovabili Non Programmabili – eolico e fotovoltaico) in linea con gli obiettivi comunitari, mantenendo inalterata la sicurezza e l'efficienza complessiva del Sistema Elettrico Nazionale (SEN), si rende necessario lo sviluppo dei sistemi di accumulo che consentono:

1. Di risolvere le **congestioni di rete**. La possibilità di accumulare l'energia nelle zone dove si concentrano le FRNP consentirebbe il riutilizzo dell'energia accumulata qualora venisse meno la disponibilità di energia eolica e solare. Inoltre l'accumulo di energia consente di ottimizzare l'utilizzo della rete esistente sfruttando meglio la sua capacità evitando sovraccarichi nelle ore di massima produzione delle rinnovabili e permettendo anche di fornire servizi di regolazione per migliorare la sicurezza del SEN. Oltre al beneficio economico diretto, legato alle sostituzioni di produzioni meno efficienti con produzioni rinnovabili o comunque più efficienti, il sistema elettrico ne trae un ulteriore beneficio indiretto per la riduzione nella produzione di CO₂.
2. **Livellare i consumi e i relativi picchi** ("peak shaving") immagazzinando energia nei periodi di basso fabbisogno quando gli impianti di generazione sono costretti a operare in assetti meno efficienti (minimo tecnico) e rilasciandola nei periodi a fabbisogno più alto evitando il ricorso a impianti di punta di minore affidabilità e con elevati costi variabili.
3. **Approvvigionare riserva per il sistema elettrico**. I sistemi di accumulo sono in grado di contribuire in modo particolarmente efficiente al soddisfacimento del fabbisogno di riserva del sistema elettrico a fronte di contingenze che ne impongano l'utilizzo. Potendo immettere o prelevare energia dalla rete con tempi di risposta estremamente rapidi i sistemi di accumulo rappresentano la risorsa più efficiente per il servizio di riserva: ogni MW installato fornisce potenzialmente il doppio in termini di riserva. I tempi di risposta dei sistemi di accumulo li rendono, inoltre, integrabili nel sistema di difesa permettendo di potenziare ulteriormente la gestione delle risorse di rete esistenti.
4. **Fornire**, nel caso di accumulo con batterie opportunamente integrati nei sistemi di sicurezza e regolazione, **capacità di regolazione di frequenza** avendo capacità di fornire tale servizio con livelli prestazionali superiori agli impianti tradizionali.
5. **Fornire risorse di bilanciamento al sistema elettrico**. I sistemi di accumulo si prestano di fornire questo servizio in maniera efficace in quanto riescono a rispondere molto velocemente rispetto alla maggior parte degli impianti di generazione alla necessità di aumentare sia l'immissione di energia elettrica, sia il prelievo. Tali esigenze di bilanciamento rapido sono particolarmente importanti per fronteggiare l'intermittenza di

immissione caratteristiche della produzione eolica e le rampe di carico delle ore serali accentuate dalla tipica curva di produzione del fotovoltaico.

Gli impianti di accumulo diffuso a batteria rappresentano oggi la soluzione alternativa più competitiva laddove gli impianti di pompaggio non siano realizzabili. Tali sistemi, infatti, consentono di immagazzinare adeguati quantitativi di energia, con restituzione dell'energia accumulata per varie ore a ciclo e sono caratterizzata da:

- Elevata modularità, che garantisce sia facilità di installazione che elevata flessibilità;
- Tempi di realizzazione molto brevi, se confrontati con quelli degli impianti di accumulo di altro tipo;

I costi delle batterie sono già competitivi e, comunque, con prospettive di ulteriore riduzione in ragione dell'aumento della base installata.

É evidente, in definitiva, che la scelta di affiancare al generatore fotovoltaico un sistema di accumulo (SdA) di 90 MW a fronte di un investimento maggiore da affrontare, comporta una serie di vantaggi non solo sotto l'aspetto economico, ma soprattutto per il Sistema Elettrico Nazionale, a cui l'impianto di accumulo fornisce *servizi di dispacciamento* essenziali per l'esercizio della rete in condizioni di sicurezza.

5.6.2. Tipologia storage: batterie al litio

Per l'accumulo si è scelto di utilizzare batterie agli ioni di litio-ferro-fosfato ($L_iF_ePO_4$).

Questo tipo di batterie presenta i seguenti vantaggi:

- **Sicurezza:** nel caso di un improbabile cortocircuito interno, è in grado di sopportare il carico senza esplodere o bruciare. L'esplosione oltretutto porta ad un fuoco non esauribile, a causa dell'ossigeno all'interno del materiale della batteria e quindi può bruciare anche sott'acqua. La batteria al litio-ferro-fosfato, anche completamente carica, ha superato brillantemente numerosi test di laboratorio, non mostrando alcuna reazione. Non ci sono stati innalzamenti critici della temperatura tali da poter sciogliere il separatore, anzi essa rimane statica sui 125/130° C., senza pericolo di diffusione;
- **Lunga durata e prestazioni affidabili:** Un accumulatore per fotovoltaico deve essere affidabile per molti anni, solo così può risultare economicamente sostenibile. Ancora una volta, la tecnologia delle batterie è cruciale.

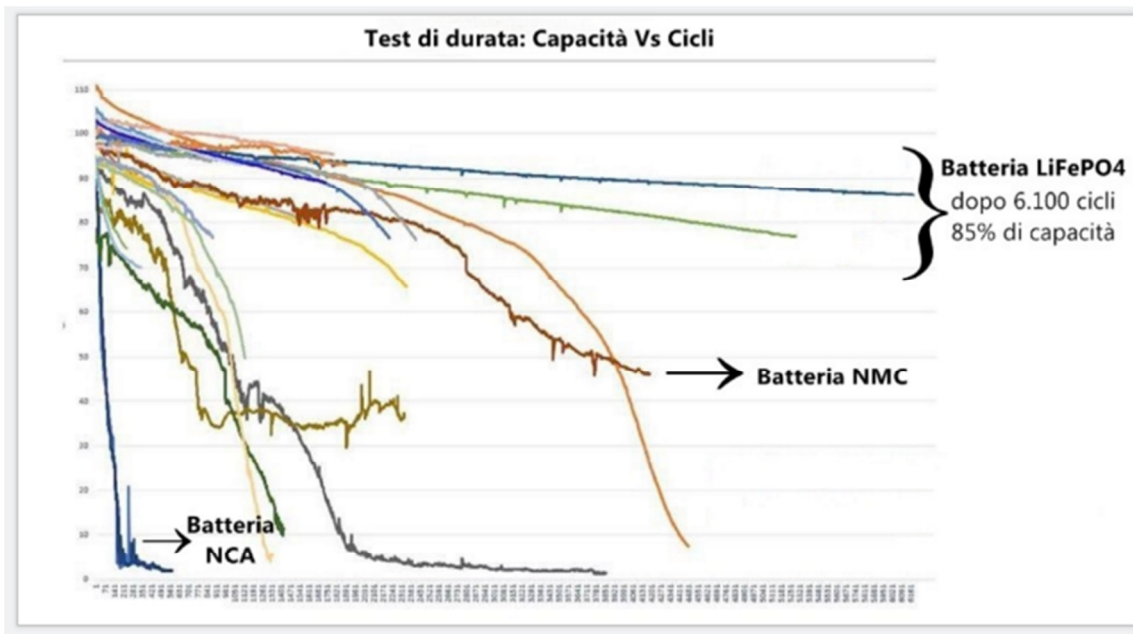
Fondamentalmente una batteria, ogni volta che si carica e scarica, perde un po' della sua capacità originale. Ciò significa che con il passare del tempo la batteria immagazzinerà sempre meno energia. Questo processo si percepisce in misura minima, fino a raggiungere

un livello che è comunemente indicato come fine della vita che spesso avviene in modo improvviso. La maggior parte delle persone lo sa, dall'uso del proprio telefono cellulare, che dopo un paio di anni, la durata della batteria si riduce considerevolmente.

Ogni tecnologia delle batterie ha una sua propria durata. Rispetto ad un accumulatore, la batteria del telefonino è molto più breve; di solito raggiunge solo 300- 500 cicli di ricarica. Anche le batterie NMC, che sono frequentemente utilizzate per le auto elettriche, sostengono meno cicli di carica. Anche perché non è necessario: per la batteria di un'auto elettrica **1.000 cicli di carica** sono più che sufficienti. Se l'intervallo per ogni carica è di 300 km, l'equivalente è di una durata di vita di 300.000 km.

Per alimentare la propria casa solo attraverso energia solare, tuttavia, 1.000 cicli di carica non sarebbero affatto sufficienti. C'è bisogno di circa 250 cicli di ricarica all'anno, una batteria NMC dovrebbe essere già sostituita dopo soli 4 anni.

Normalmente una batteria di accumulo per fotovoltaico dovrebbe durare **dai 15 ai 20 anni**. La batteria al litio-ferro-fosfato può arrivare **fino 10.000 cicli di carico/scarico**, e avrà ancora il 70% della sua capacità iniziale. Un valore senza precedenti nel settore: anche dopo 15.000 cicli, la batteria mantiene ancora circa il 60% della sua capacità. La tecnologia al litio-ferro-fosfato ci fornisce la base giusta per consentire un uso così duraturo della batteria.



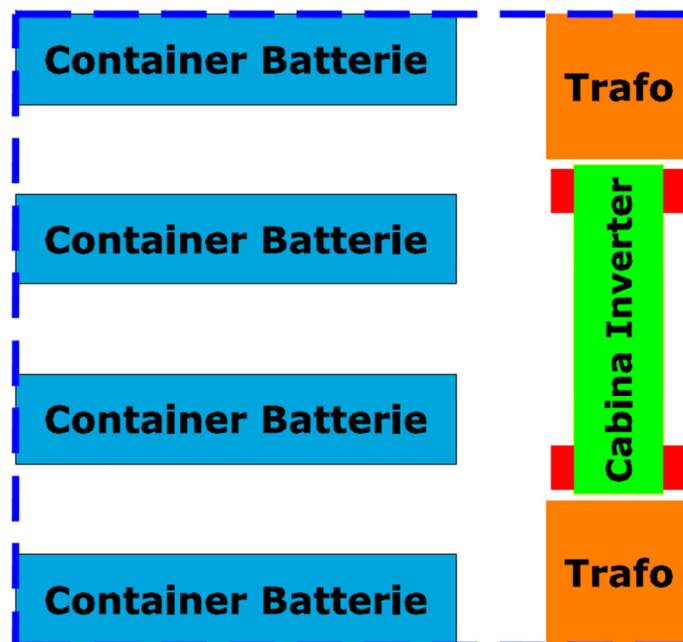
- **Tecnologia testata e collaudata;**
- **Ecocompatibilità:** Il *litio-ferro-fosfato* (LiFePO_4), è l'unico materiale per batterie costituito da un minerale naturale nella sua composizione chimica. Una batteria classica è costituita da

due elettrodi, uno dei quali in grafite, mentre l'altro è costituito da un composto di nichel-cobalto oppure uno al litio-ferro-fosfato. Nelle batterie al litio-ferro-fosfato non sono presenti né cobalto né nickel, considerati entrambi metalli pesanti e tossici.

Il dimensionamento del sistema di accumulo è stato progettato facendo riferimento ad un prodotto commerciale, costituito come detto, da Containers di batterie al *Litio-Ferro-Fosfato* ($LiFePO_4$), fornite in container direttamente in campo, con capacità di **5 MWh** e tempo di scarica / carica minimo di **2 h**.

Da un punto di vista elettrico, il Sistema di Accumulo sarà diviso in **9 moduli, ciascuno costituito da:**

- 4 Containers da 40' (12,2 m) contenenti le Batterie al Litio-Ferro-Fosfato ($LiFePO_4$) per l'accumulo dell'Energia prodotta;
- 1 Containers da 30' (9,15 m) contenente 4 Inverter c.c./c.a. da 2,50 MVA ciascuno. Pertanto il tempo minimo di carica/scarica sarà pari a 2 h;
- 2 Trasformatori BT/MT da 5 MVA ciascuno.



Schema Modulo Sistema di Accumulo

Le batterie contenute in ciascuno dei containers, hanno una capacità di **5 MWh**. Ogni modulo avrà pertanto capacità di **20 MWh**. Considerando quindi l'installazione di **9 moduli** come sopra descritti, la **potenza nominale complessiva del Sistema di Accumulo sarà pari a 90 MVA** equivalenti a **180 MWh**.

5.7. Trincee e cavidotti MT e BT

Gli scavi (trincee) a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi avranno ampiezza variabile in relazione al numero di terne di cavi che dovranno essere posate (da 40 a 70 cm), avranno profondità variabile in relazione alla tipologia di cavi che si andranno a posare. Per i cavi BT la profondità di posa sarà di 0,8 m, per i cavi MT sarà di 1,2 m.

5.8. Cavidotto esterno di Vettoriamento

La linea interrata MT a 30 kV sarà realizzata per connettere l'impianto fotovoltaico ed il Sistema di Accumulo (dalla **CdR FV**) alla nuova Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in prossimità della SE TERNA 150/380 kV "*Porto Torres 1*". Il cavidotto sarà costituito da 4 terne di cavi da 500 mm² posate in uno scavo di larghezza pari a 0,80 m e profondità pari a 1,20 dal piano campagna.

5.9. Fibra Ottica

L'impianto Fotovoltaico sarà dotato di una rete dati in *Fibra Ottica* che verrà messa in opera all'interno del tubo in PEAD, posato all'interno dello scavo dei cavidotti MT di Vettoriamento per il collegamento alla Stazione Elettrica Utente. In particolare la fibra Ottica si svilupperà tra la Cabina di Raccolta dell'impianto Fotovoltaico (**CdR FV**) ubicata all'interno delle aree dell'impianto fotovoltaico, e la Sottostazione Elettrica Utente, dove si attesterà ad un Quadro per il monitoraggio in Sala Controllo.

5.10. Strade e piste di cantiere

Allo scopo di consentire la movimentazione dei mezzi nella fase di esercizio saranno realizzate delle strade di servizio (piste) all'interno dell'area di impianto. La viabilità sarà tipicamente costituita da una strada perimetrale interna alla recinzione e da una serie di strade che attraversano trasversalmente le aree di impianto.

Le strade, di ampiezza pari a circa 5 m, saranno realizzate con inerti compattati di granulometria diversa proveniente da cave di prestito saturato con materiale tufaceo fine.

L'inserimento di teli drenanti sottostanti (tessuto non tessuto) faciliterà la rimozione ed il ripristino dei luoghi a fine vita dell'impianto

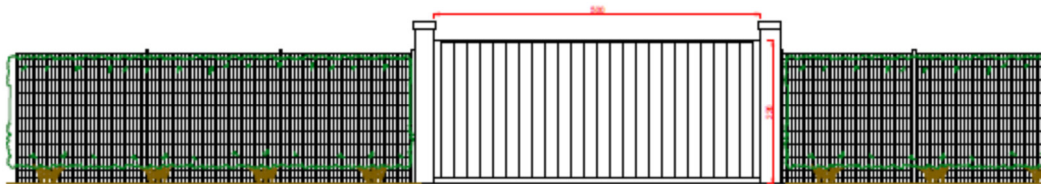
5.11. Recinzione

La recinzione dell'impianto sarà realizzata con pannelli di rete metallica con maglia sciolta di dimensioni pari a 50x200 mm, di lunghezza pari a 2 m ed altezza di 2 m. Per assicurare

un'adeguata protezione dalla corrosione il materiale sarà zincato e rivestito con PVC di colore verde. I pannelli saranno fissati a paletti di acciaio anche essi con colorazione verde. I paletti saranno infissi nel terreno e bloccati da piccoli plinti in cemento (dimensioni di riferimento 40x40x40 cm) completamente annegati nel terreno e coperti con terreno vegetale. Alcuni paletti saranno poi opportunamente controventati.

Alcuni dei moduli di rete, saranno rialzati. La recinzione prevede in opportuni punti uno spazio libero in modo da lasciare uno spazio verticale di 30 cm circa tra terreno e recinzione, per permettere il movimento interno-esterno (rispetto l'area di impianto) della piccola fauna.

I cancelli saranno realizzati in acciaio zincato anch'essi grigliati e sostenuti da paletti in tubolare di acciaio.



Recinzione e cancello

5.12. Siepe perimetrale

Lungo tutto il perimetro di impianto di circa 2.603 metri, a ridosso del lato esterno della recinzione, si realizzeranno delle fasce arbustive di specie tipiche delle comunità vegetanti di origine spontanea (corbezzolo, mirto, fillirea, lentisco, alaterno, lentaggine). Si tratta di specie scelte in funzione delle caratteristiche pedoclimatiche dell'area di intervento, con particolare riguardo all'inserimento di quelle che presentano un'elevata produzione di frutti appetibili dalla fauna selvatica.

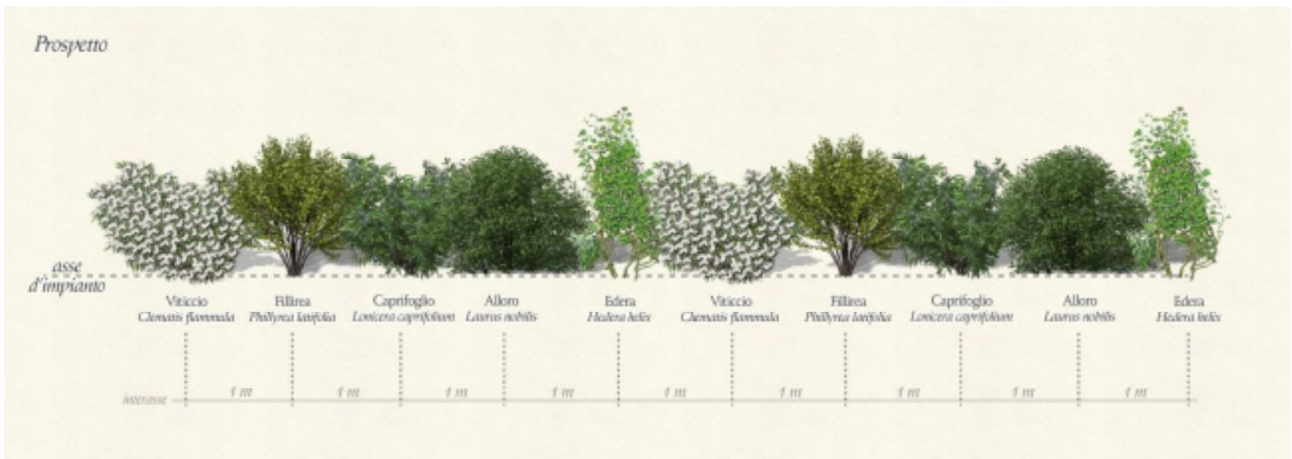
Si prevede quindi la realizzazione di siepi lineari monofila, distanziate di 1 m l'una dall'altra. Per la realizzazione di tali siepi arbustive si effettueranno i seguenti interventi:

- apertura di buche;
- collocamento a dimora di piantine in contenitore,
- pacciamatura localizzata con dischi o quadretti in materiale ligneo-cellulosico biodegradabile (dimensioni minime cm 40x40);
- messa in opera di cilindri protettivi in rete per piantine (tree shelter) per la protezione delle piantine dai roditori;
- irrigazione di soccorso (quantità 20 l a pianta).

La siepe verrà lasciata vegetare senza potatura, per fare in modo che possa raggiungere l'altezza della recinzione, circa 2 m.



Piantina con cilindro protettivo (shelter) e pacciamatura biodegradabile



Siepe arbustiva

5.13. Sistema di videosorveglianza e di illuminazione

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza saranno integrati. Per l'illuminazione si prevede di installare lampade a led (a risparmio energetico) montate su pali metallici fondati su blocchi in porta palo in calcestruzzo prefabbricati. Sugli stessi pali saranno poi montate le telecamere TVCC per la Videosorveglianza.

5.14. Regimazione idraulica

Per la realizzazione dell'impianto:

- 1) non saranno realizzati movimenti del terreno (scavi o riempimenti);
- 2) le strade perimetrali ed interne saranno realizzate con materiale inerte semi permeabile e saranno mantenute alla stessa altezza del piano di campagna esistente;

- 3) la recinzione sarà modulare con pannelli a maglia elettrosaldata (o rete a maglia sciolta), alcuni moduli saranno rialzati di circa 30 cm rispetto al piano di campagna.

Questi accorgimenti progettuali non genereranno alterazioni piano altimetriche e permetteranno il naturale deflusso delle acque meteoriche. Ad ogni modo, qualora in alcuni punti lo si ritenga necessario la regimazione delle acque meteoriche verrà garantita attraverso la realizzazione di fossi di guardia lungo le strade o di altre opere quali canalizzazioni passanti sotto il piano stradale. Le cabine saranno leggermente rialzate rispetto al piano di campagna, pertanto si ritiene che non possano in alcun modo ostacolare il naturale deflusso delle acque.

5.15. Ripristini

Alla chiusura del cantiere, prima dell'inizio della fase di esercizio dell'impianto, gli eventuali terreni interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente.

5.16. Progettazione esecutiva

In sede di progettazione esecutiva si dovrà procedere alla redazione degli elaborati specialistici necessari alla cantierizzazione dell'opera, così come previsto dall'art. 33 del Decreto del Presidente della Repubblica 207/2010, ed in particolare come al comma 1:

“Il progetto esecutivo costituisce la ingegnerizzazione di tutte le lavorazioni e, pertanto, definisce compiutamente ed in ogni particolare architettonico, strutturale ed impiantistico l'intervento da realizzare. Restano esclusi soltanto i piani operativi di cantiere, i piani di approvvigionamenti, nonché i calcoli e i grafici relativi alle opere provvisoriale.

Il progetto è redatto nel pieno rispetto del progetto definitivo nonché delle prescrizioni dettate nei titoli abilitativi o in sede di accertamento di conformità urbanistica, o di conferenza di servizi o di pronuncia di compatibilità ambientale, ove previste. Il progetto esecutivo è composto dai seguenti documenti, salva diversa motivata determinazione del responsabile del procedimento ai sensi dell'articolo 15, comma 3, anche con riferimento alla loro articolazione:

- a) *relazione generale;*
- b) *relazioni specialistiche;*
- c) *elaborati grafici comprensivi anche di quelli delle strutture, degli impianti e di ripristino e miglioramento;*
- d) *ambientale;*

- e) *calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti;*
- f) *piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti;*
- g) *piano di sicurezza e di coordinamento di cui all'articolo 100 del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, e quadro di incidenza della manodopera;*
- h) *computo metrico estimativo e quadro economico;*
- i) *cronoprogramma;*
- j) *elenco dei prezzi unitari e eventuali analisi;*
- k) *schema di contratto e capitolato speciale di appalto;*
- l) *piano particellare di esproprio.*

Il progetto esecutivo dovrà tenere presente le indicazioni qui di seguito riportate.

5.16.1. Scelta moduli fotovoltaici

La scelta dei moduli fotovoltaici sarà effettuata in base alle caratteristiche dimensionali e di potenza individuate nel presente progetto definitivo ed in base all'offerta del mercato al momento della redazione dello stesso progetto esecutivo.

5.16.2. Calcoli strutture

Il dimensionamento delle strutture in c.a. e metalliche, dovrà essere effettuato in conformità a quanto previsto dalla normativa vigente (*D.M. 14 gennaio 2008 - Norme tecniche per le costruzioni*); la documentazione di calcolo dovrà essere depositata secondo quanto previsto dalla *L. R. n° 13/2001 art. 27 (già art. 62 L. R. n° 27/85)*. Il dimensionamento dovrà essere effettuato per le seguenti strutture:

- Struttura portante (fondazioni, strutture verticali, solai) delle Cabine di Campo, della Cabina di Raccolta del Sistema di Accumulo e della Cabina di Smistamento (se gettate in opera);
- Platea di fondazione per il sostegno delle Cabine di Campo, della Cabina di Raccolta del Sistema di Accumulo e della Cabina di Smistamento (quando prefabbricate);

5.16.3. Cronoprogramma esecutivo

Per la realizzazione dell'opera è previsto il seguente cronoprogramma di massima.

6. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA UTENTE

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico ed immagazzinata nel Sistema di Accumulo, verrà raccolta come detto nella **CdR FV** e convogliata verso la Stazione Elettrica Utente (tramite due linee MT a 30 kV in cavo); nella SSE vien effettuata la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna dell'energia. La SSE sarà ubicata in prossimità della Stazione Elettrica Terna 380/150 kV "*Porto Torres 1*".

La Sottostazione sarà costituita da:

- Due edifici per servizi;
- 2 stalli AT;
- Un sistema di sbarre AT che sarà realizzato in modo tale da permettere il collegamento (allo stesso stallo della SE TERNA "*Porto Torres 1*") di altri utenti attivi (produttori). Più precisamente, le sbarre saranno a servizio dell'Impianto Fotovoltaico in progetto e del Sistema di Accumulo ad esso annesso, e di altri Impianti oggetto di altra progettazione.

L'area in cui sorgeranno i due stalli detti e l'edificio a servizio dell'Impianto Fotovoltaico in progetto, si prevede che occupi complessivamente una superficie di 5.000 m² circa.

L'area sarà recintata perimetralmente con recinzione realizzata con moduli in cls prefabbricati "a pettine" di altezza pari a 2,5 m circa. L'area sarà dotata di ingresso carrabile e pedonale.

7. APICOLTURA E BIO-MONITORAGGIO

Il progetto consiste nell'installazione di 21 arnie all'interno dell'area recintata utilizzata per l'installazione dei moduli fotovoltaici.

La presenza di alveari nel sito d'installazione dell'impianto fotovoltaico, porta l'intero ecosistema a beneficiare dell'importante ruolo che le api assumono in natura, cioè quello di **impollinatori** e dell'immagine di sostenibilità ambientale che le api portano con sé. Ospitare le api ha degli effetti pratici quali:

- l'aumento della biodiversità vegetale e animale;
- la produzione di miele;
- il bio monitoraggio.

Le api sono le migliori alleate delle piante e garantiscono ad esse un'alta probabilità di riproduzione. Grazie alla precisa impollinazione delle api, le piante possono aumentare la loro presenza nel territorio locale e diversificarsi per far fronte alle difficoltà ambientali.

L'aumento della presenza vegetale porta direttamente ad un aumento di altre specie di insetti, volatili e mammiferi che di quelle piante si nutrono. L'aumento della varietà di piante presenti in un determinato luogo, invece sono segno tangibile della qualità ambientale e dell'alta resilienza dell'ecosistema.

É ovvio che la presenza di api ed alveari permetterà la produzione del miele, grazie anche alla disponibilità di piante nettariifere.

Gli alveari e le api saranno anche utilizzati per biomonitorare l'ecosistema dell'area intorno al sito di installazione.

Le "*api bottinatrici*", ovvero le api più adulte dell'alveare che si dedicano alla perlustrazione esterna e alla raccolta delle fonti di rifornimento (acqua, polline, nettare, propoli), saranno utilizzate per rilevare le emissioni inquinanti. Sono queste le api che, essendo in contatto con l'atmosfera esterna ed avendo un corpo peloso capace di captare e incastrare il particolato presente nell'aria, saranno campionate.

Il campionamento di "*api bottinatrici*", stando a possibili variazioni di modalità di esecuzione della ricerca scientifica, avverrà con cadenza mensile: dagli inizi di aprile fino alla fine di settembre. La matrice sarà intercettata all'ingresso degli alveari e raccolta tramite retino per farfalle o barattolo. La quantità di api mediamente stabilite per il campionamento si aggira intorno alle 500 unità, corrispondenti alla quantità di 50 g utili alle analisi di laboratorio. Ogni campione di api raccolto sarà immediatamente riposto in un recipiente sterile e gassificato per congelarne il contenuto per poi essere spedito durante lo stesso giorno al laboratorio di analisi.

Sarà inoltre condotta una ricerca per determinare il grado di biodiversità vegetale presente nell'area d'indagine.

Per determinare la presenza vegetale dell'area impianto fotovoltaico sarà preso in esame il "*miele giovane*" contenuto all'interno dell'alveare. Ogni nettare raccolto in campo dalle api porta con sé delle microscopiche quantità di polline che identificano perfettamente la derivazione botanica di un determinato nettare, che in ultima analisi si trasformerà in miele. Infatti, per determinare la caratteristica dicitura di miele di castagno, o miele di acacia, o altri, si osserva il miele al microscopio e si identificano e contano le proporzioni di pollini presenti all'interno. Se non ci sarà preponderanza di un polline rispetto ad altri allora il miele sarà identificato come "*miele millefior*". L'analisi di laboratorio utilizzata a questo scopo è l'analisi melissopalinologica.

I campioni di "*miele giovane*" saranno raccolti con cadenza quindicinale. Ogni campione sarà versato in una provetta sterile e inviata al laboratorio di ricerca. I dati successivamente estrapolati dall'analisi melissopalinologica saranno incrociati con altre banche dati e saranno messi in

rapporto per estrapolare degli indici di biodiversità (per esempio indice di Shannon, abbondanza relativa, diversità botanica).

Al termine di ogni anno sarà creato un elaborato finale in cui saranno presentati i dati raccolti e interpretati.

8. ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

L'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione di energia genera sull'ambiente circostante impatti socio-economici rilevanti, distinguibili in **diretti**, **indiretti** e **indotti**.

Gli impatti **diretti** si riferiscono al personale impegnato nelle fasi di costruzione dell'impianto fotovoltaico, ma anche in quelle di realizzazione degli elementi di cui esso si compone.

Gli impatti **indiretti**, invece, sono legati all'ulteriore occupazione derivante dalla produzione dei materiali utilizzati per la realizzazione dei singoli componenti dell'impianto fotovoltaico; per ciascun componente del sistema, infatti, esistono varie catene di processi di produzione che determinano un incremento della produzione a differenti livelli.

Infine, gli impatti **indotti** sono quelli generati nei settori in cui l'esistenza di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile comporta una crescita del volume d'affari, e quindi del reddito; tale incremento del reddito deriva dalle royalties percepite dai proprietari dei suoli e dai maggiori salari percepiti da chi si occupa della gestione e manutenzione dell'impianto.

9. COSTI E BENEFICI

9.1. Premessa

La realizzazione del progetto introduce una serie di benefici ambientali ed economici, che non possono essere in alcun modo trascurati nella sua valutazione.

Per considerare correttamente la convenienza derivante dalla realizzazione del progetto proposto, si riporta una comparazione dei principali e più rilevanti benefici / costi dell'intervento su due diverse scale di applicabilità:

- locale (considerando i flussi di benefici e *costi esterni* che si verificano localmente),
- globale.

9.2. Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE

L'effettivo costo dell'energia prodotta con una determinata tecnologia, è dato dalla somma dei costi industriali e finanziari sostenuti per la generazione elettrica lungo l'intero arco di vita degli impianti (*LCOE Levelized COst of Electricity*) e dei *Costi Esterni* al perimetro dell'impresa sull'ambiente e sulla salute.

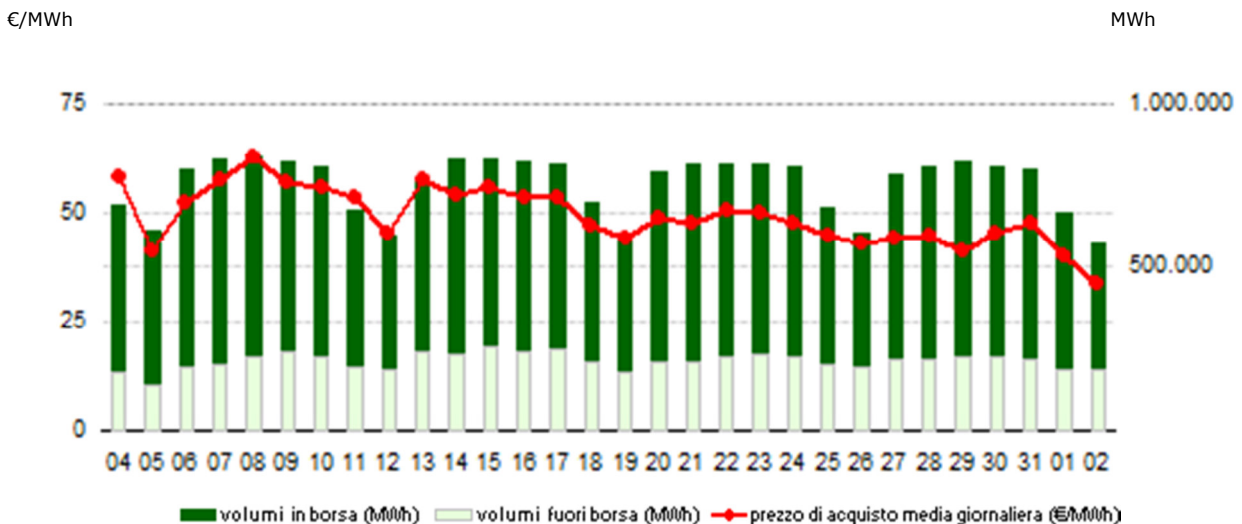
Il valore medio europeo del LCOE (*Levelized COSt of Electricity*) del fotovoltaico nel 2018 è stato stimato in 68,5 €/MWh per gli impianti commerciali e in 58,8 €/MWh per quelli utility scale, in calo sul 2017 rispettivamente del 12,7% e del 7,6% (Fonte: Irex Report di Althesys, 2019).

Per il calcolo del LCOE si tengono in conto (i) i costi industriali di realizzazione dell'impianto, (ii) i costi finanziari, (iii) i costi operativi e di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente. Inoltre tale valore tiene in conto anche del tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera il capitale dell'investimento iniziale.

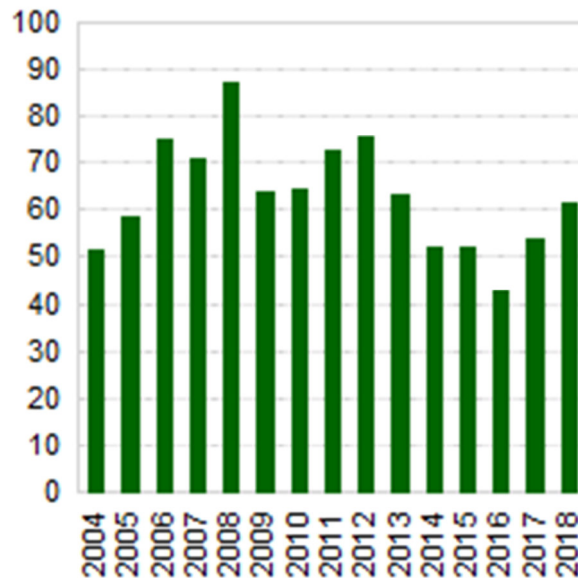
In definitiva il valore del LCOE tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

Per l'impianto in esame del tipo utility scale è evidente che l'LCOE è in realtà più basso rispetto alla media europea poiché l'impianto è localizzato nel sud Europa in un'area in cui il livello di irraggiamento è di molto superiore alla media. Inoltre le dimensioni dell'impianto permettono di avere economie di scala nei costi di costruzione, gestione e manutenzione dell'impianto.

Analizziamo di seguito qual è il prezzo di vendita (medio) dell'energia in Italia, per paragonarlo con LCOE della produzione di energia da fonte solare fotovoltaica. Verificheremo che il prezzo di vendita è paragonabile al costo di produzione. A tal proposito riportiamo l'andamento grafico del prezzo di vendita dell'energia (PUN – Prezzo Unico Nazionale) in Italia nel mese di maggio 2019 (Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it)



E ancora l'andamento del PUN nel periodo 2004-2018



PUN (Prezzo medio di vendita dell'energia in Italia) in €/MWh – fonte gme.it

Dai grafici si evince che è stata ormai raggiunta la cosiddetta “*gridparity*” per il fotovoltaico, ovvero la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica è remunerata dal prezzo di vendita sul mercato dell'energia. Il prezzo medio di vendita dell'energia per il 2018 è infatti superiore a 60 €/MWh a fronte di un LCOE medio per il fotovoltaico che è inferiore a 59 €/MWh. I dati sopra riportati, ovviamente fluttuanti tanto per il prezzo dell'energia, quanto per i costi di costruzione, confermano una tendenza e giustificano quanto sopra

9.3. Costi Esterni

Per quanto visto al paragrafo precedente è evidente, che l'LCOE, considera costi industriale e finanziari, ma non considera i “costi esterni” generati dalla produzione di energia da fonte solare fotovoltaica.

La produzione di energia da fonti convenzionali fossili (carbone, petrolio, gas naturale) genera come noto un problema di natura ambientale che stimola ormai da decenni la ricerca di soluzioni alternative, in grado di far fronte ai futuri crescenti fabbisogni energetici in modo sostenibile, ovvero con impatti per quanto più possibile limitati sull'ambiente.

L'elemento strategico per un futuro sostenibile è certamente il maggior ricorso alle energie rinnovabili, le quali presentano la caratteristica della “rinnovabilità”, ossia della capacità di produrre energia senza pericolo di esaurimento nel tempo, se ben gestite; esse producono inoltre un tipo di energia “pulita”, cioè con minori emissioni inquinanti e gas serra. Tra queste il solare fotovoltaico, a

terra o sui tetti, sembra essere al momento una delle tecnologie rinnovabili più mature con costi di produzione sempre più competitivi e vicini a quelli delle fonti fossili convenzionali.

Tuttavia anche il solare fotovoltaico, come d'altra parte tutte le energie rinnovabili ha il suo costo ambientale. I costi ambientali non rientrano nel prezzo di mercato e pertanto non ricadono sui produttori e sui consumatori, ma vengono globalmente imposti alla società, ovvero si tratta **esternalità negative o diseconomie**. Tali costi sono tutt'altro che trascurabili e vanno identificati e stimati in ogni progetto.

Nella seconda metà degli anni Novanta del secolo scorso è stato sviluppato dall'Unione Europea un progetto denominato ExternE (Externalities of Energy), con l'obiettivo di sistematizzare i metodi ed aggiornare le valutazioni delle esternalità ambientali associate alla produzione di energia, con particolare riferimento all'Europa e alle diverse tecnologie rinnovabili. Il progetto in questione è basato su una metodologia di tipo bottom-up, la Impact Pathway Methodology, per valutare i costi esterni associati alla produzione di energia. La metodologia del progetto ExternE, definisce prima gli impatti rilevanti e poi ne dà una quantificazione economica.

Le esternalità rilevanti nel caso di impianti per la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica sono dovute a:

1. **Sottrazione di suolo, in particolare sottrazione di superfici coltivabili;**
2. Effetti sulla Idrogeologia;
3. Effetti microclimatici;
4. Effetti sull'attività biologica delle aree;
5. Fenomeno dell'abbagliamento;
6. Impatto visivo sulla componente paesaggistica;
7. Costo dismissione degli impianti.

Inoltre nella quantificazione dei costi esterni si dà anche una quantificazione monetaria:

- Alle emissioni generate nella costruzione dei componenti di impianto;
- Ai residui ed emissioni generate durante la costruzione dell'impianto (utilizzo di mezzi pesanti per la costruzione e per il trasporto dei componenti, che generano ovviamente emissioni inquinanti in atmosfera;
- Ai residui ed emissioni nella fase di esercizio degli impianti (rumore, campi elettromagnetici, generazione di olii esausti);

- Ad eventi accidentali quali incidenti durante l'esercizio dell'impianto e incidenti sul lavoro durante la costruzione.

Lo Studio ExternE iniziato nella seconda metà degli anni Novanta, ha un ultimo aggiornamento del 2005. Successivamente altri studi sono stati redatti ed hanno stimato i costi esterni degli impianti fotovoltaici, in tabella riportiamo i dati sintetici di stima secondo diversi studi che hanno trattato l'argomento. In questi studi si cerca di dare quantificazione monetaria ad aspetti (emissioni e residui generati, rischio di incidenti, eventi accidentali) difficilmente monetizzabili, questo spiega la disparità di valori finali rilevati, e che comunque riportiamo ed utilizziamo, poiché comunque costituiscono un riferimento attendibile.

	Costi esterni fotovoltaico (€/MWh)
RSE, 2014	2,00
Ecofys, 2014	14,20
REN 21, 2012	7,69
ExternE, 2005	6,11
MEDIA	7,5

Nel prosieguo, pertanto assumeremo che il **Costo Esterno** prodotto dall'impianto fotovoltaico oggetto dello Studio è di **7,5 € per MWh prodotto, ritenendo peraltro questo valore ampiamente conservativo (oltre che prossimo ai risultati dello studio più aggiornato).**

9.4. Benefici globali

La produzione di energia da fonti rinnovabili genera degli indubbi benefici su scala globale dovuti essenzialmente alla mancata emissione di CO₂ ed altri gas che emessi in atmosfera sono nocivi per la salute umana, oltre ad essere una delle principali cause del cosiddetto cambiamento climatico. **I costi esterni evitati per mancata produzione di CO₂, tengono in conto le esternalità imputabili a diversi fattori collegate:**

- ai cambiamenti climatici: da una minore produzione agricola;
- ad una crescita dei problemi (e quindi dei costi) sanitari per i cittadini;
- dalla minor produttività dei lavoratori;
- dai costi di riparazione dei danni ambientali generati da fenomeni meteo climatici estremi.

Uno studio dell'Università di Stanford pubblicato nel 2015 ha fissato il "costo sociale" (o costo esterno) di ogni tonnellata di CO₂ emessa in atmosfera in 220 dollari. Valore ben

superiore a quello di 37 €/t di CO₂ (pari a circa 33 €/t di CO₂), che gli USA utilizzano come riferimento per ponderare le proprie strategie di politica energetica ed indirizzare le azioni di mitigazione climatica.

Il protocollo di Kyoto ha indicato, tra l'altro, ai Paesi sottoscrittori la necessità di creare dei mercati delle emissioni di CO₂ (Carbon Emission Market). Il primo mercato attivo è stato quello europeo chiamato EU ETS (European Emission Trading Scheme), esso è il principale strumento adottato dall'Unione europea per raggiungere gli obiettivi di riduzione della CO₂ nei principali settori industriali e nel comparto dell'aviazione. Il sistema è stato introdotto e disciplinato nella legislazione europea dalla Direttiva 2003/87/CE (Direttiva ETS), ed è stato istituito nel 2005.

Il meccanismo è di tipo *cap&trade* ovvero fissa un tetto massimo complessivo alle emissioni consentite sul territorio europeo nei settori interessati (*cap*) cui corrisponde un equivalente numero "quote" (1 ton di CO₂eq. = 1 quota) che possono essere acquistate/vendute su un apposito mercato (*trade*). Ogni operatore industriale/aereo attivo nei settori coperti dallo schema deve "compensare" su base annuale le proprie emissioni effettive (verificate da un soggetto terzo indipendente) con un corrispondente quantitativo di quote. La contabilità delle compensazioni è tenuta attraverso il Registro Unico dell'Unione mentre il controllo su scadenze e rispetto delle regole del meccanismo è affidato alle Autorità Nazionali Competenti (ANC).

Le quote possono essere allocate a titolo oneroso o gratuito. Nel primo caso vengono vendute attraverso aste pubbliche alle quali partecipano soggetti accreditati che acquistano principalmente per compensare le proprie emissioni ma possono alimentare il mercato secondario del carbonio. Nel secondo caso, le quote vengono assegnate gratuitamente agli operatori a rischio di delocalizzazione delle produzioni in Paesi caratterizzati da standard ambientali meno stringenti rispetto a quelli europei (c.d. carbon leakage o fuga di carbonio). Le assegnazioni gratuite sono appannaggio dei settori manifatturieri e sono calcolate prendendo a riferimento le emissioni degli impianti più "virtuosi" (c.d. benchmarks, prevalentemente basati sulle produzioni più efficienti).

Indipendentemente dal metodo di allocazione, il quantitativo complessivo di quote disponibili per gli operatori (*cap*) diminuisce nel tempo imponendo di fatto una riduzione delle emissioni di gas serra nei settori ETS: in particolare, al 2030, il meccanismo garantirà un calo del 43% rispetto ai livelli del 2005.

L'EU ETS, in tutta Europa, interessa oltre 11.000 impianti industriali e circa 600 operatori aerei. In Italia sono disciplinati più di 1.200 soggetti che coprono circa il 40% delle emissioni di "gas serra" nazionali.

I diritti europei per le emissioni di anidride carbonica, in pratica i "permessi ad inquinare", sono stati scambiati nel 2018 ad un prezzo medio di 15,43 €/t CO₂, come chiaramente indicato nella tabella sotto. I prezzi di aggiudicazione ottenuti dall'Italia sono i medesimi degli altri Stati membri aderenti alla piattaforma comune europea

Tabella 4: Proventi d'asta mensili per l'Italia nel 2018 da quote EUA

Anno	Mese	Quote collocate Italia	Prezzo d'aggiudicazione IT €/tCO ₂	Proventi italiani €
2018	gennaio	7.667.000	€ 8,36	€ 64.117.030
	febbraio	8.364.000	€ 9,33	€ 78.057.030
	marzo	8.364.000	€ 11,27	€ 94.227.430
	aprile	9.061.000	€ 13,19	€ 119.558.025
	maggio	6.273.000	€ 14,89	€ 93.391.030
	giugno	8.364.000	€ 15,18	€ 126.972.490
	luglio	9.758.000	€ 16,26	€ 158.637.200
	agosto	4.158.000	€ 18,61	€ 77.369.985
	settembre	7.667.000	€ 21,74	€ 166.694.520
	ottobre	9.758.000	€ 19,49	€ 190.169.480
	novembre	9.061.000	€ 18,77	€ 170.061.030
	dicembre	4.862.500	€ 20,74	€ 100.846.180
Totale		93.357.500	€ 15,43	€ 1.440.101.430

*Prezzo medio ponderato delle EUA (European Union Allowances) nel 2018
(Fonte GSE – Rapporto Annuale aste di quote europee di emissione)*

Tuttavia tale valore è destinato sicuramente a salire in relazione a situazioni contingenti (Brexit), ma anche, come detto in considerazione che il meccanismo stesso prevede una diminuzione nel tempo (fino a 2030) di quote disponibili per gli operatori.

In relazione a questi fatti già tra 2019 e 2020 sono stati registrati aumenti, nel terzo trimestre del 2020 l'EUA è salito a 27,34 €/t CO₂, ed è intuibile che questo valore cresca. **É evidente, inoltre, che il valore dell'EUA costituisca una indicazione oggettiva del costo esterno associato all'emissione di CO₂ in atmosfera.**

Sulla base delle considerazioni sopra esposte possiamo considerare **sempre a titolo conservativo e prudentiale**, valido il valore di **33 €/t di CO₂ emessa in atmosfera come costo esterno** (ovvero il costo utilizzato negli USA) da prendere in considerazione per la valutazione dei benefici (globali) introdotti dalla mancata emissione di CO₂ per ogni kWh prodotto da fonte fotovoltaica.

Sulla base del mix di produzione energetica nazionale italiana, ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale) in uno studio del 2015, valuta che la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di **554,6 g CO₂**. Tale valore tiene anche in conto il fatto che sebbene nella fase di esercizio le fonti rinnovabili non producano emissioni nocive, nella fase di costruzione dei componenti di impianto (p.e. moduli fotovoltaici), si genera una pur piccola quantità di emissioni di gas nocivi con effetto serra.

In considerazione dei dati sopra riportati, in definitiva possiamo considerare che per ogni kWh prodotto dall'impianto fotovoltaico in oggetto si abbia una mancata emissione di CO₂ in atmosfera quantificabile da un punto di vista monetario in:

$$0,033 \text{ €/kg} \times 0,5546 \text{ kg/kWh} = 0,018 \text{ €/kWh}$$

L'impianto in progetto, denominato "Sassari 01" ha una potenza installata di 75.030,60 kWp e una produzione annua netta attesa di circa 1.901.46 kWh/kWp.

In pratica, la produzione annua si attesta su circa:

$$58.767.126 \text{ kWh}$$

Con beneficio annuo per mancata emissione di CO₂ pari a:

$$58.767.126 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 1.057.808 \text{ €/anno}$$

Questo dato va confrontato con il costo esterno di 7,5 €/MWh (0,0075 €/kWh), e quindi complessivamente per l'impianto in studio di:

$$58.767.126 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 440.753,44 \text{ €/anno}$$

Il risultato che deriva da quanto sopra rappresenta il vero coefficiente di convenienza che indica un rapporto fra **BENEFICI / COSTI di 2,4**

Altri benefici globali o meglio non locali, peraltro difficilmente quantificabili in termini monetari, almeno per un singolo impianto, sono:

- 1) La riduzione del prezzo dell'energia elettrica. Negli anni il prezzo dell'energia elettrica è sceso per molte cause: calo della domanda (dovuta alla crisi economica), calo del prezzo dei combustibili, aumento dell'offerta. La crescita di eolico e fotovoltaico con costi marginali di produzione quasi nulli ha contribuito ad abbassare i prezzi sul mercato dell'energia, portando a forti riduzioni del PUN. Ricordiamo a tal proposito che per l'impianto in progetto non sono previsti incentivi statali (impianto *ingridparity*);
- 2) Riduzione del *fuelrisk* e miglioramento del mix e della sicurezza nazionale nell'approvvigionamento energetico. La crescente produzione da fonti rinnovabili comporta una minore necessità di importazione di combustibili fossili, riducendo la dipendenza energetica dall'estero;
- 3) Altre esternalità evitate. La produzione di energia da combustibili fossili comporta oltre alle emissioni di CO₂, anche l'emissione di altri agenti inquinanti NH₃, NO_x, NMVOC, PM e SO₂, che generano aumento delle malattie, danni all'agricoltura, e agli edifici, che generano ulteriori costi esterni, ovvero costi sociali, evitabili con un diverso mix energetico;
- 4) Altre ricadute economiche dirette. La realizzazione di impianti quali quello in progetto generano un valore aggiunto per tutta la catena del valore della filiera nelle fasi di finanziamento dell'impianto (banche, compagnie assicurative, studi legali, fiscali, notarili), realizzazione dei componenti (ad esempio inverter, strutture di sostegno dei moduli), progettazione, installazione, gestione e manutenzione dell'impianto ed ovviamente anche nella produzione di energia;
- 5) Altre ricadute economiche indirette. La crescita di una filiera comporta un aumento di PIL e quindi di ricchezza pubblica e privata del Paese, con effetti positivi sui consumi, sulla creazione di nuove attività economiche e nei servizi.
- 6) Altro beneficio globale è il vantaggio apportato dal sistema di accumulo associato all'impianto fotovoltaico per il Sistema Elettrico Nazionale. L'accumulo effettuerà, tra l'altro, anche un **servizio di dispacciamento**, ovvero sarà utilizzato per alcune ore all'anno da Terna per il bilanciamento della rete o per la regolazione della frequenza della rete stessa. Il controvalore economico di tale beneficio è stimato in circa 200 mila euro per anno.

Infine, è proficuo rammentare che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto è in linea con quanto definito nella SEN (Strategia Energetica Nazionale). La SEN si pone come obiettivi al 2030:

- l'aumento della competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei;
- il miglioramento della sicurezza nell'approvvigionamento e nella fornitura dell'energia;
- la decarbonizzazione del sistema di approvvigionamento energetico.

È evidente che un ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili costituisce uno dei punti principali (se non addirittura il principale) per il conseguimento degli obiettivi del SEN. Benché l'Italia abbia raggiunto con largo anticipo gli obiettivi rinnovabili del 2020, con una penetrazione del 17,5% sui consumi già nel 2015, l'obiettivo indicato nel SEN è del 28% al 2030. In particolare le rinnovabili elettriche dovrebbero essere portate al 48-50% nel 2030, rispetto al 33,5% del 2015. Il SEN propone di concentrare l'attenzione sulle tecnologie rinnovabili mature, quali il fotovoltaico, il cui LCOE è vicino al *market parity*, che dovranno essere sostenute non più con incentivi alla produzione ma con sistemi che facilitino gli investimenti.

In definitiva tralasciando gli aspetti strategici legati alla produzione di energia rinnovabile all'interno del territorio nazionale, che pure è un aspetto che produce effetti benefici per la comunità nazionale, così come ampiamente evidenziato nella SEN, nella tabella seguente si riportano in sintesi Costi Esterni e Benefici globali, sopra stimati.

<i>Costi/Benefici globali</i>			<i>Produzione annua energia</i>		<i>Quantificazione annua</i>
<i>Costi esterni</i>	7,50	€/MWh	58.767	MWh	€ 440.757,44
<i>Benefici globali: mancata emissione CO₂</i>	18,00	€/MWh	58.767	MWh	€ 1.057.808

In conclusione, è evidente che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto comporterebbe dei benefici globali ben superiori al costo esterno generato dalla stessa realizzazione dell'impianto.

9.5. Benefici locali

A fronte dei benefici globali sopra individuati e quantificati dobbiamo considerare, d'altra parte, che i costi esterni sono sopportati soprattutto dalla Comunità e dall'area in cui sorge l'impianto, dal momento che gli impatti prodotti dall'impianto fotovoltaico sono esclusivamente locali.

Vediamo allora quali sono le contropartite *economiche (Benefici locali)* del territorio a fronte dei costi esterni sostenuti.

a) Il Comune *Sassari*, in cui è prevista l'installazione dell'impianto fotovoltaico propriamente detto, percepirà in termini di **IMU** un introito annuale stimabile in circa (valori medi) 4.000,00 € per ogni ettaro occupato dalle opere. Quindi avendo una superficie pari a 42,71 ha, si ha:

$$42,71 \text{ ha} \times 4.000,00 \text{ €/ha} = 170.840,00 \text{ €/anno}$$

b) I proprietari dei terreni percepiranno mediamente (valore stimato sulla base di dati medi per i terreni della zona) da altri impianti **2.500,00 €** per ogni ettaro occupato dall'impianto per la cessione del diritto di superficie, e quindi:

$$42,71 \text{ ha} \times 2.500,00 \text{ €/ha} = 106.775,00 \text{ €/anno}$$

c) L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata essere di 10.000,00 €/MWp ogni anno. Assumendo cautelativamente che solo il 20% (2.000,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali (sorveglianza, tagli del verde, piccole opere di manutenzione), stimiamo cautelativamente un ulteriore vantaggio economico per il territorio di:

$$120 \text{ MW} \times 2.000,00 \text{ €/MWp} = 240.000,00 \text{ €/anno}$$

d) Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto (Impianto Fotovoltaico + Sistema di Accumulo) si stima un costo di circa 413.838,31 €/MWp. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 20% (83.000 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$120 \text{ MW} \times 83.000,00 \text{ €/MWp} = 9.960.000,00 \text{ €}$$

Non considerando (conservativamente) alcun tasso di attualizzazione e dividendo semplicemente per 20 anni (durata presunta del periodo di esercizio dell'impianto), abbiamo:

$$9.960.000 / 20 \text{ anni} = 498.000,00 \text{ €/anno}$$

vantaggi economici locali dell'attività di apicoltura sono dati da:

- vendita del miele prodotto (stima di introito **10.000,00 €/anno**);
- attività di bio-monitoraggio da analisi su api e nettare, con introito previsto per tecnici locali di almeno **15.000,00 €/anno**.

In definitiva abbiamo la seguente quantificazione **prudenziale** dei benefici locali.

BENEFICI LOCALI	
IMU	170.840,00 €/anno
Diritto di superficie a proprietari dei terreni	106.775,00 €/anno
Manutenzione impianto	240.000,00 €/anno
Lavori di costruzione	498.000,00 €/anno
Attività di Apicoltura e relativo bio-monitoraggio	25.000,00 €/anno
TOTALE	1.040.615,00 €/anno

In tabella è riportato il confronto tra la quantificazione dei costi esterni, benefici locali, benefici locali, ribadendo peraltro che i benefici globali e locali sono sicuramente sottostimati.

COSTI ESTERNI	BENEFICI GLOBALI	BENEFICI LOCALI
440.757,40 €/anno	1.057.808,00 €/anno	1.040.615,00 €/anno

È evidente dalle stime effettuate che:

Sia i benefici globali che i benefici locali sono più che doppi rispetto ai costi esterni dimostrando la validità e l'opportunità della proposta progettuale fatta.

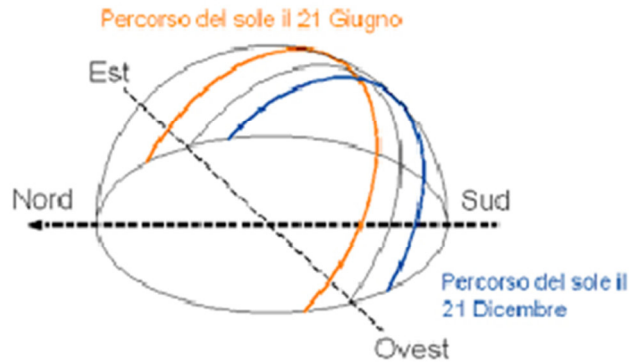
10. ANALISI DEI FENOMENI DI ABBAGLIAMENTO

Con abbagliamento visivo si intende la compromissione temporanea della capacità visiva dell'osservatore a seguito dell'improvvisa esposizione diretta ad un'intensa sorgente luminosa.

L'irraggiamento globale è la somma dell'irraggiamento diretto e di quello diffuso, ossia l'irraggiamento che non giunge al punto di osservazione seguendo un percorso geometricamente diretto a partire dal sole, ma che viene precedentemente riflesso o scomposto.

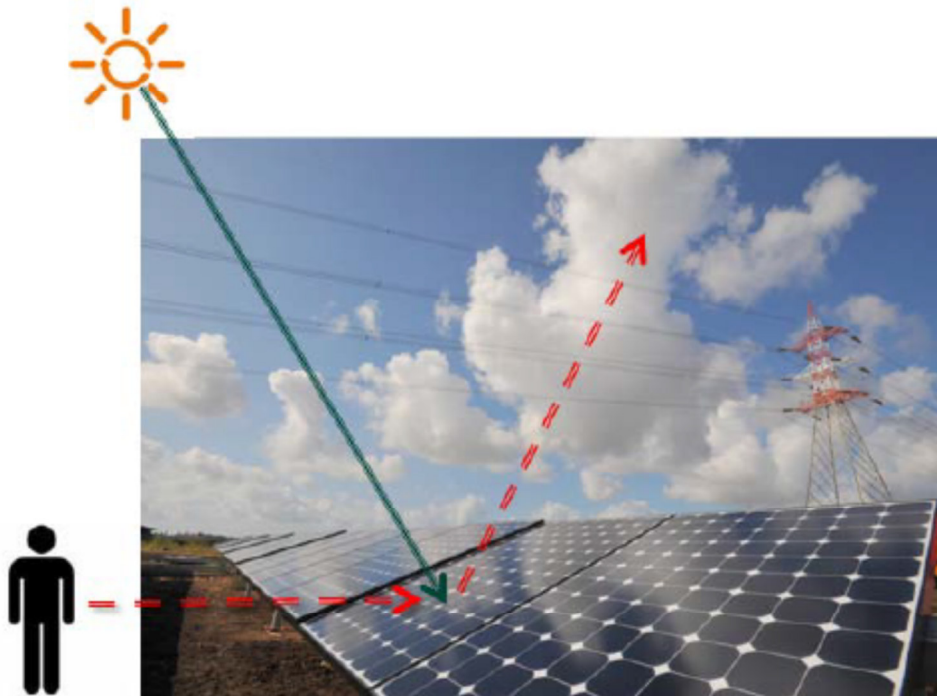
Per argomentare il fenomeno dell'abbagliamento generato da moduli fotovoltaici nelle ore diurne occorre considerare diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura e orientamento, nonché al movimento apparente del disco solare nella volta celeste e alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera.

Come è ben noto, in conseguenza della rotazione del globo terrestre attorno al proprio asse e del contemporaneo moto di rivoluzione attorno al sole, nell'arco della giornata il disco solare sorge ad est e tramonta ad ovest (ciò in realtà è letteralmente vero solo nei giorni degli equinozi). In questo movimento apparente il disco solare raggiunge il punto più alto nel cielo almezzogiorno locale e descrive un semicerchio inclinato verso la linea dell'orizzonte tanto più indirezionale sud quanto più ci si avvicina al solstizio d'inverno (21 Dicembre) e tanto più in direzione nord quanto più ci si avvicina al solstizio d'estate (21 Giugno).



In considerazione quindi dell'altezza dal suolo dei moduli fotovoltaici compresa tra 0,65 e 2,80 m e del loro angolo di inclinazione in direzione est-ovest variabile rispetto al piano orizzontale, che segue con il tracker il moto del sole, il verificarsi e l'entità di fenomeni di riflessione ad altezza d'uomo della radiazione luminosa incidente alla latitudine a cui è posto l'impianto fotovoltaico in esame sono di fatto trascurabili. In ogni caso, infatti, la radiazione riflessa viene ridirezionata verso l'alto con un angolo rispetto al piano orizzontale tale da non colpire né le abitazioni, poste comunque a distanze elevate, né, tantomeno, un eventuale osservatore posizionato ad altezza del suolo nelle immediate vicinanze della recinzione perimetrale dell'impianto.

In conclusione, tale fenomeno è stato registrato esclusivamente per le superfici fotovoltaiche "a specchio" montate sulle architetture verticali degli edifici, mentre si può ritenere nullo nel caso di moduli posti a terra con inclinazione sub-orizzontale fino all'ordine di oltre 45°.



Angolo di osservazione ad altezza d'uomo

Infine, i nuovi sviluppi tecnologici per la produzione delle celle fotovoltaiche, fanno sì che, aumentando il coefficiente di efficienza delle stesse, diminuisca ulteriormente la quantità di luce riflessa (riflettanza superficiale caratteristica del pannello), e conseguentemente la probabilità di abbagliamento. Non esistono studi che analizzino la possibilità di generazione di incendi per effetto della riflessione dei raggi solari (principio degli specchi ustori di Archimede).

Il fenomeno di abbagliamento può essere pericoloso solo nel caso in cui l'inclinazione dei pannelli (tilt) e l'orientamento (azimuth) provochino la riflessione in direzione di strade provinciali, statali o dove sono presenti attività antropiche. Considerata la tecnologia costruttiva dei pannelli di ultima generazione, e la sua posizione rispetto alle arterie viarie (anche poderali) si può affermare che non sussistono fenomeni di abbagliamento sulla viabilità esistente, peraltro ubicata principalmente a nord del campo stesso, nonché su qualsiasi altra attività antropica.

11. PRODUZIONE DI RIFIUTI E SMALTIMENTO DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO

La produzione di rifiuti e lo smaltimento delle terre e rocce da scavo è regolamentata dal D.P.R. n. 120 del 13 giugno 2017 recante *“Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164”*.

Secondo quanto indicato all'art. 4 del D.P.R, le terre e rocce da scavo possono essere classificate come sottoprodotto (e non come rifiuto), se soddisfano i requisiti previsti al comma 2 dello stesso articolo, ovvero:

- a) sono generate durante la realizzazione di un'opera di cui costituiscono parte integrante e il cui scopo primario non è la produzione di tale materiale;
- b) il loro riutilizzo si realizza nel corso della stessa opera nella quale è stato generato o di un'opera diversa, per la realizzazione di rinterri, riempimenti, rimodellazioni, rilevati, miglioramenti fondiari, o viari, ripristini;
- c) sono idonee ad essere utilizzate direttamente ossia senza alcun trattamento diverso dalla normale pratica industriale.

Nel caso particolare del presente progetto, i rifiuti prodotti durante la realizzazione dell'impianto, considerato l'alto grado di prefabbricazione dei componenti utilizzati (moduli fotovoltaici, strutture portamoduli, cabine elettriche e di monitoraggio), saranno tutti non pericolosi ed originati prevalentemente da imballaggi (pallets, bags, ecc); essi saranno raccolti e gestiti in modo differenziato secondo le vigenti disposizioni.

Non si prevede, invece, produzione di rifiuti in fase di esercizio dell'impianto, in quanto sarà soggetto a soli interventi di manutenzione.

Per i dettagli sulla gestione delle Terre e rocce da scavo, si rimanda alla specifica Relazione "*Piano preliminare di utilizzo in sito terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti*".

12. RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI A FINE CANTIERE

Terminata la costruzione, i terreni eventualmente interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati.

Nel dettaglio tali operazioni interesseranno le seguenti superfici:

- Area principale di cantiere: ripristino di tutta la superficie interessata;
- Altre superfici: aree interessate dal deposito dei materiali rivenienti dagli scavi e dai movimenti materie.

13. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO E DEL Sda

L'impianto sarà dismesso a fine ciclo di autorizzazione all'esercizio, seguendo le prescrizioni normative in vigore a quella data.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

- **relativamente all'impianto fotovoltaico, al Sistema di accumulo ed al cavidotto**
 - a) Sezionamento impianto lato DC e lato AC (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
 - b) Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo *multicontact*;
 - c) Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
 - d) Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno (tavole);
 - e) Impacchettamento moduli mediante appositi contenitori;
 - f) Smontaggio sistema di illuminazione;
 - g) Smontaggio sistema di videosorveglianza;
 - h) Sfilaggio cavi BT e MT da canali / trincee interrati;
 - i) Rimozione tubazioni interrate;
 - j) Rimozione pozzetti di ispezione;
 - k) Rimozione parti elettriche;
 - l) Smontaggio struttura metallica (inseguitori monoassiali);
 - m) Rimozione del fissaggio al suolo;
 - n) Rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione;
 - o) Rimozione manufatti prefabbricati e/o demolizione manufatti gettati in opera;
 - p) Rimozione recinzione;
 - q) Rimozione ghiaia dalle strade;
 - r) Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;
 - s) Ripristino stato dei luoghi alle condizioni ante-operam mediante apporto di materiale inerte e terreno vegetale a copertura di scavi e/o trincee.

Di seguito si riporta il codice CER relativo ai materiali suddetti:

- Apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso (inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici) - codice CER **20 01 36**
- Moduli fotovoltaici - codice CER **17 01 01**
- Cemento (derivante dalla demolizione dei fabbricati che alloggiavano le apparecchiature elettriche) - codice CER **17 01 03**

- Plastica (derivante dalla demolizione delle tubazioni per il passaggio dei cavi elettrici) - codice CER **17 02 03**
- Ferro, Acciaio (derivante dalla demolizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici) - codice CER **17 04 05**
- Cavi - codice CER **17 04 11**
- Pietrisco derivante dalla rimozione della ghiaia per la realizzazione della viabilità - codice CER **17 05 08**
- Olio sintetico isolante per Trasformatore – codice CER **130301**
- **relativamente alla sottostazione elettrica utente (SSE)**
 - a) disalimentazione delle apparecchiature e del trasformatore;
 - b) smontaggio / rimozione delle apparecchiature;
 - c) trasporto di tutto quanto rimosso a centro di recupero;
 - d) demolizione a mezzo di escavatore munito di martello demolitore, delle fondazioni delle apparecchiature elettromeccaniche, carico e trasporto a rifiuto;
 - e) rimozione di tutti i sottoservizi (cablaggi, tubazioni, serbatoi), carico e trasporto a rifiuto/recupero.
 - f) rimozione di tutti i cablaggi e apparecchiature interne, stoccaggio per successivo trasporto a centro di recupero;
 - g) rimozione degli infissi interni ed esterni, arredamenti e sanitari, pavimentazione flottante, stoccaggio per successivo trasporto a centro di recupero;
 - h) demolizione a mezzo di piccoli martelli pneumatici delle tramezzature, carico del materiale e trasporto a discarica o centri di recupero;
 - i) demolizione a mezzo di piccoli martelli pneumatici della pavimentazione e dei sottoservizi, carico del materiale e trasporto a discarica;
 - j) demolizione a mezzo di piccoli martelli pneumatici delle murature esterne, carico del materiale e trasporto a discarica o centri di recupero;
 - k) demolizione a mezzo di escavatore munito di martello demolitore, della struttura portante dell'edificio (pilasti e solaio), carico del materiale e trasporto a discarica;
 - l) demolizione a mezzo di escavatore munito di martello demolitore, di tutte le opere di fondazione dell'edificio;
 - m) rimozione, carico del materiale proveniente dalla demolizione e trasporto a discarica;
 - n) richiusura dello scavo con idoneo materiale arido e terreno vegetale per il ripristino dello strato di coltre ante-operam.
 - o) rimozione della recinzione idi elementi prefabbricati in c.a., carico e trasporto a rifiuto;

- p) riempimento degli scavi aperti e ricostituzione della coltre di terreno vegetale come ante-operam.

Per i dettagli sulla dismissione dell'Impianto si rimanda alla specifica Relazione "*Piano di dismissione e ripristino – Relazione*".

14. MODALITÀ DI SMALTIMENTO DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO A FINE VITA

Il presente paragrafo ha lo scopo di illustrare le modalità di smaltimento di tutti i componenti dell'Impianto, raggiunta la fine vita dello stesso, quindi a valle della sua dismissione.

12.1 Moduli fotovoltaici

In linea generale gli elementi che compongono l'impianto fotovoltaico sono composti da materiali riciclabili in una proporzione che **oscilla fra l'80% e il 90%**, con punte che sfiorano il 96% per i pannelli solari a base di silicio. Inoltre, gli elementi che non vengono riutilizzati sono, comunque, rifiuti considerati non pericolosi o a basso impatto ambientale.

Con il D.Lgs n. 49 del 14 marzo 2014 "Attuazione della direttiva 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE)" che sostituisce in parte il D.Lgs. 151/2005, i pannelli fotovoltaici dismessi entrano a far parte delle tipologie di **RAEE** domestici e professionali.

L'art. 4 dello stesso D.Lgs, definisce i "*rifiuti derivanti dai pannelli fotovoltaici*". La classificazione avviene in funzione della potenza nominale dell'impianto di provenienza:

- se di potenza nominale inferiore a 10 KW sono considerati "**RAEE domestici**" e potranno essere conferiti presso i centri di raccolta comunale istituiti ai sensi del DM 8 aprile 2008 successivamente integrato e modificato dal DM 13 maggio 2009;
- se provenienti da impianti la cui potenza nominale è superiore o uguale a 10 KW saranno considerati "**RAEE professionali**", e dovranno essere conferiti presso impianti privati o pubblici autorizzati al trattamento di RAEE ai sensi del D.Lgs 152/2006.

Ai fini della loro classificazione, nel rispetto delle disposizioni dell'Allegato D alla parte IV del D.Lgs 152/2006, si potranno attribuire i **CER 20.01.36** se di provenienza domestica, **CER 16.02.14** se di provenienza professionale, fermo restando l'eventuale presenza di sostanze pericolose che imporrebbero la classificazione a rifiuti pericolosi.

Il procedimento che porta al riciclo del pannello solare si articola nei seguenti passaggi:

- **Scomposizione:** le parti fisiche e strutturali – come il telaio, i cavi di connessione e la scatola di giunzione, sono smontati e separati;

- **Selezione:** tutti i materiali che compongono il modulo centrale vengono passati a cernita, così da selezionarne, tramite tecnologie a laser e a vibrazione, alcuni parti,
- **Raffinamento dei silicon flakes:** i cosiddetti 'focchi di silicio' – derivanti da una combinazione di silicio, lastre EVA, semiconduttori e metalli – vengono trattati, con un sistema meccanico e termico, in modo tale da essere successivamente riutilizzati per costruire nuovi pannelli solari;

Nel caso specifico del progetto in esame, ci troviamo di fronte ad un **RAEE professionale**, essendo la potenza dell'impianto superiore a 10 kW.

Quindi i pannelli fotovoltaici che dovessero accidentalmente o dolosamente subire un danneggiamento, verranno sostituiti con pannelli nuovi e il pannello/i danneggiato/i, saranno consegnati, tramite soggetti autorizzati, ad un impianto di trattamento che risulti iscritto nell'elenco del **Centro di Coordinamento RAEE.** Il Centro di Coordinamento RAEE eseguirà poi lo smaltimento secondo i dettami di legge sopra sinteticamente descritti.

Sarà cura della società proprietaria dell'impianto affidarsi a Centri autorizzati che eseguano correttamente lo smaltimento del rifiuto.

12.2 Olio contenuto all'interno delle vasche di raccolta degli Shelter

Gli Shelter dove troveranno alloggio i trasformatori, sono dotati sin dalla produzione di fabbrica di vasca per la raccolta dell'olio accidentalmente sversato. Questa, come riportato nella Relazione Antincendio allegata al progetto, è ampiamente in grado di contenere tutto l'olio del trasformatore.

Per il calcolo del volume di olio si è proceduto nel seguente modo:

- Densità olio: 872 kg/m³
- Massa olio: 1,6 tonnellate
- Volume olio: 1.600 (kg) / 872 (kg/m³) = 1,83 mc
- Considerando una maggiorazione del volume pari al 20%: 1,83 x 1,2 = **2,20 mc**

Per la verifica della capacità del bacino di contenimento si è misurato il volume utile della vasca sottostante il container prefabbricato in corrispondenza della sezione di trasformazione, locale Trafo. Tale volume è quello realmente occupabile dal liquido combustibile (olio):

$$(3,29 \times 2,43 \times 0,305) = \mathbf{2,44 \text{ mc}}$$

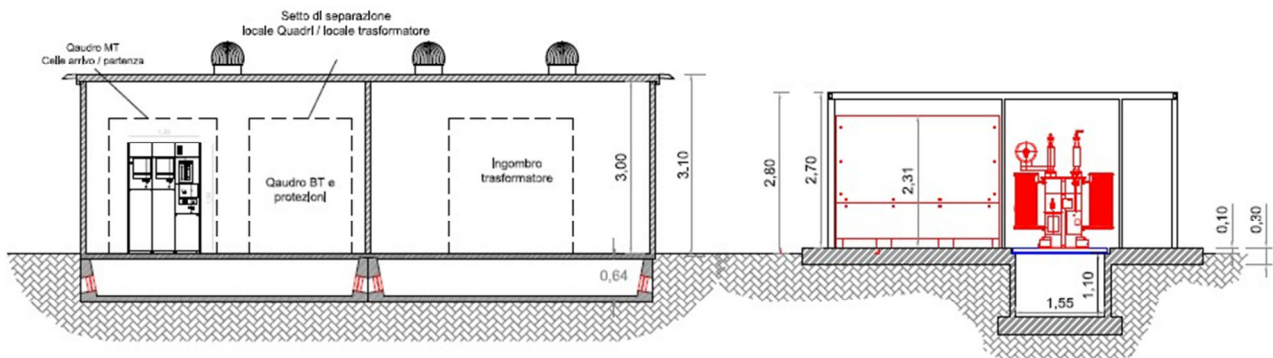
Si evince che essendo 2,44 mc > 2,20 mc, il bacino di contenimento è verificato.

Inoltre si prevede di realizzare al di sotto dello Shelter e sempre in corrispondenza del vano trasformatore, una ulteriore vasca di contenimento dell'olio, interrata e realizzata con cemento armato gettato in opera, rivestito con opportuno materiale impermeabilizzante ed isolante, con volume di circa 2,5 mc. La struttura sarà quindi tale da evitare qualsiasi possibilità di danneggiamento della stessa e quindi sversamento dell'olio raccolto verso l'esterno e/o nel sottosuolo (v. immagine sotto).

In caso di rottura quindi, l'olio sarà raccolto dalla vasca da ditta specializzata che provvederà al suo smaltimento secondo i dettami di legge.

L'olio dei trasformatori è classificato con codice CER 1303301-130306-130307 a seconda che si tratti rispettivamente di Olio isolate contenente PCB^(*), Olio isolante clorurato, Olio isolante non clorurato. Tuttavia si prevede di usare olio **esente da PCB** come previsto dalle vigenti normative.

() Con il termine generico PCB (policlorobifenile) si intende una famiglia di 209 composti chimici, chiamati congeneri. La prima sintesi di laboratorio del PCB risale al 1867 ma solo a partire dal 1929 venne avviata la produzione mondiale, che durò fino alla metà degli anni '80, quando cioè vennero emanate le prime leggi per la restrizione di utilizzo del PCB a causa dell'estrema pericolosità per l'uomo e l'ambiente.*



Sezione trasversale Cabina di Campo e Shelter di conversione-trasformazione

12.3 Batterie tampone

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.

Le pile e gli accumulatori esausti sono quindi considerati rifiuti dalla legislazione italiana, alcuni di questi vengo addirittura considerati rifiuti pericolosi. Il produttore del rifiuto ha l'obbligo di assegnare al rifiuto prodotto un codice CER. Di seguito riportiamo un breve elenco delle pile più comuni con il codice CER, “*” indica codici di rifiuti pericolosi:

- Accumulatori UPS, gruppi di continuità per pc e server “CER 160213*”
- Pile e batterie di ogni tipo di piccole dimensione al Piombo (Pb) “CER 160601*”

- Pile e batterie di ogni tipo di piccole dimensione al Nichel CADMIO (Ni/Cd) “CER 160602**”
- Pile e batterie di ogni tipo di piccole dimensione contenenti mercurio (Hg) “CER 160603**”
- Pile e batterie di ogni tipo di piccole dimensione alcaline (Zn/MnO₂) “CER 160604”

Nel caso del progetto in esame, tutte le batterie delle apparecchiature facenti parte dell'impianto fotovoltaico, esaurito il loro ciclo di funzionamento e quindi raggiunta la “*fine vita*”, **saranno smontate dai loro utilizzatori e smaltite secondo le vigenti normative, conferendole in centri specializzati per il loro smaltimento.**

15. Deposito rifiuti

Fase di realizzazione

Durante la realizzazione dell'impianto, parte dell'area logistica di cantiere, sarà adibita allo stazionamento di più cassoni scarrellabili per la raccolta differenziata dei rifiuti. In particolare, a seconda dei regolamenti Comunali vigenti, ogni cassone sarà utilizzato per raccogliere un determinato materiale. Ad avvenuto riempimento degli stessi, una ditta specializzata provvederà al ritiro degli cassoni e quindi al conferimento del loro contenuto, a discarica autorizzata o ad impianto di recupero.

Si prevede quindi:

- 1 cassone per carta e cartone;
- 1 cassone per materiali metallici vari;
- 1 cassone per materiale plastico;
- 1 cassone per rifiuti RAEE;
- 1 contenitori più piccoli uno per materiale organico uno per rifiuti indifferenziati.

Fase di esercizio

Durante la fase di esercizio dell'impianto, e in particolare durante le fasi di manutenzione, tutti i materiali da destinare a rifiuto, saranno immediatamente smaltiti di volta in volta in centri di raccolta a seconda della loro tipologia. ***Non è pertanto previsto accumulo o deposito di materiale.***

16. STRUTTURE PREFABBRICATE RIMOVIBILI

Durante la fase di realizzazione dell'impianto, nell'area logistica di cantiere, è prevista l'installazione di strutture prefabbricate da adibire a:

- Uffici per il personale tecnico;
- Spogliatoi;

- Bagni con docce in numero commisurato alla forza lavoro ed in ottemperanza a quanto stabilito dal D.Lgs 81/08;
- Locali da adibire a mensa.

L'area logistica sarà inoltre dotata di fornitura elettrica di cantiere ed i bagni/docce saranno collegati ad opportuno sistema di smaltimento delle acque nere/bianche.

Per la realizzazione del cavidotto esterno MT per il collegamento dell'impianto alla Stazione Elettrica Utente, trattandosi di cantiere mobile, verranno utilizzati, per le necessità fisiologiche del personale addetto alla costruzione del cavidotto, bagni chimici rimovibili, che saranno periodicamente svuotati ed igienizzati.

Durante la fase di esercizio dell'impianto non è prevista all'interno dell'impianto, la presenza continuativa di personale, per cui non saranno realizzati servizi igienici.

Per eventuali attività di manutenzione straordinaria di maggiore durata, l'impianto fotovoltaico sarà dotato di appositi bagni chimici rimovibili.

17. INQUINAMENTO DELLA FALDA

In relazione al possibile inquinamento della falda acquifera durante le fasi di costruzione o esercizio dell'impianto in progetto, si precisa che:

- i pali di sostegno delle strutture di supporto dei moduli, saranno direttamente infissi nel terreno, quindi senza l'utilizzo di malte cementizie potenzialmente fonte di inquinamento del terreno;
- le sottofondazioni delle Cabine in magrone, saranno realizzate su fondo roccioso non poroso, utilizzando teli di tessuto non tessuto utili ad evitare lo sversamento al suolo del calcestruzzo prima della sua maturazione.
- Nella fase di esercizio non ci sono attività che prevedono sversamento di materiali inquinanti e non inquinanti. Per quanto attiene sversamenti accidentali dell'olio dei trasformatori si è detto nel paragrafo precedente, è evidente che la presenza di ben due vasche di contenimento escludono che l'olio possa, anche solo in piccole quantità, riversarsi sul piano di campagna.

Per quanto sopra detto quindi, in relazione al tipo di attività da svolgere e alle modalità costruttive dell'impianto fotovoltaico nonché alle caratteristiche della falda, si esclude che l'attività di realizzazione ed esercizio dell'impianto fotovoltaico in progetto possa generare inquinamento della falda acquifera stessa, interagendo con essa. ***Non vi sarà dunque alcuna interazione tra le opere e gli interventi di progetto e il suo livello idrico.***