



COMUNE DI SANTA GIUSTA

Provincia di Oristano



37

***PROGETTO DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA IN UNA
CAVA DISMESSA ENTRO 500 mt. DALLA ZONA INDUSTRIALE
Potenza Nominale 25,965 MWp - Potenza in immissione 25 MW
-progetto definitivo-***

S.I.A. ANALISI COSTI BENEFICI

scala

data: *Marzo 2023*

rev00

collaboratori:

*ing. Cristian Cannaos
ing. Giuseppe Onni
ing. Valerio Parducci
ing. Enzo Battaglia
dr geolog. Marcello Miscali
dr agr. Francesco Casu
dr agr. Carlo Poddi
dr archeol. Pietro Francesco Serreli*

committente

***MYT SARDINIA 5 S.r.l.
Piazza Fontana, 6
20122 Milano (MI)***

progettisti

ing. Carmine Falconi

dr agr. Francesco Saverio Mameli

arch. Giovanni Soru

consulenze:

geom. Paolo Nieddu

PREMESSA

Di seguito si riporta l'analisi dei costi e dei benefici energetici ed ambientali, derivanti dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico a terra, avente una potenza di picco (teoricamente raggiungibile nelle migliori condizioni climatiche e solari prospettabili) pari a circa 25,965 MWp.

Il progetto in esame è ubicato nel territorio comunale di Santa Giusta, circa 1,4 km a sud ovest dal centro abitato di Santa Giusta. Il sito di riferimento è ubicato nell'ambito della zona industriale di Santa Giusta ed è inserito nella zona D in parte e in parte in zona H1 dello strumento urbanistico comunale.

L'area prevista per la realizzazione dei nuovi impianti è inserita in un contesto paesaggistico ed ambientale afferente all'agglomerato industriale pur essendo stata utilizzata negli ultimi anni come pascolo. Nel complesso l'area industriale a cui fa riferimento il progetto ha una estensione complessiva pari a circa 65,55 ha. L'area identificata per il Progetto è stata oggetto di precedenti attività propedeutiche alla realizzazione di insediamenti industriali di cui si osserva traccia nei movimenti terra realizzati nel corso degli anni '80;

Negli anni 2005/2007 l'area è stata oggetto di caratterizzazione ambientale dei comparti suolo e falda. Dalle indagini ambientali l'area è risultata non conforme ed è stato presentato un Progetto di Bonifica della falda, approvato con Decreto Ministeriale prot. 0000167 del 28/10/2011, ed un Progetto di Bonifica dei terreni, approvato con D.M. del 17/2/2014.

Attualmente nell'area di progetto è in corso la procedura di bonifica sia per quanto concerne le acque sotterranee che i terreni nei moduli M01, M02 e M03 (si veda Paragrafo 3.2 del SIA). Per quanto concerne la compatibilità con la bonifica dei terreni, al fine di evitare interferenze tra il Progetto Operativo di Bonifica e Il Progetto Fotovoltaico, l'area corrispondente al modulo M03 è stata stralciata dal Progetto oggetto del presente studio.



Figura 1: area di progetto

CARATTERISTICHE PROGETTUALI

La quota di energia luminosa costituisce all'incirca il 75% dell'energia complessiva emessa dal sole. La realizzazione di un impianto fotovoltaico permette di trasformare questa energia radiante in elettricità senza produrre emissioni (CO₂).

La componente base di un impianto fotovoltaico è la cella fotovoltaica, che è in grado di produrre circa 1,5 Watt di potenza in condizioni standard, ovvero quando si trova ad una temperatura di 25 °C ed è sottoposta ad una potenza della radiazione pari a 1.000 W/m².

La potenza in uscita da un dispositivo fotovoltaico, quando lavora in condizioni standard, prende il nome di potenza di picco (Wp) ed è il valore che viene usato come riferimento teorico. L'output elettrico reale in esercizio è minore del valore di picco, a causa delle diverse condizioni di temperatura e di radiazione solare.

La componente principale di un impianto fotovoltaico è il modulo o pannello fotovoltaico; più moduli possono essere collegati in serie a formare una "stringa". In questo impianto sono stati scelti moduli fotovoltaici ad alta efficienza, sono moduli "bifacciali" in grado di ottimizzare la captazione dell'energia solare utilizzando sia la superficie direttamente esposta alle radiazioni solari che la superficie posteriore capace di "catturare" anche parte dell'energia solare diffusa e riflessa dalla superficie del terreno.

Inoltre è presente un sistema fisso orientato a sud che, nel sito considerato, potrà generare, nell'arco temporale di un anno, circa 2.000 kWh per ogni kW installato. Tra le caratteristiche migliorative vi è anche l'inserimento di un sistema di accumulo che permetterà di fornire servizi alla rete e valorizzare maggiormente l'energia prodotta dall'impianto.

Le stringhe sono collegate tra loro per formare un sottocampo a cui è sotteso un inverter. Il generatore fotovoltaico, o campo fotovoltaico, produce energia elettrica in corrente continua, che per poter essere normalmente utilizzata deve essere trasformata in corrente alternata tramite un'apparecchiatura denominata "inverter". I sottocampi compongono l'impianto e generano la potenza di picco.

I moduli producono corrente in bassa tensione, pertanto, per allacciare l'impianto alla rete, la corrente viene innalzata in media tensione mediante un trasformatore.

L'impianto di progetto sarà costituito da:

- pannelli fotovoltaici in serie, per formare le stringhe connesse tra di loro in parallelo;
- inverter (gruppi di conversione), per trasformare l'energia elettrica da corrente continua, prodotta dai moduli fotovoltaici, in corrente alternata per poter essere immessa nella rete elettrica di distribuzione;
- trasformatori, per innalzare la bassa tensione alla media tensione;
- quadri elettrici;
- unità di misurazione, per il computo dell'energia prodotta e conferita in rete;
- cablaggi ed altri componenti minori.

+

L'impianto sarà costituito da un generatore fotovoltaico e da 39.000 moduli in silicio policristallino da 665 Wp, per un totale di 25,965 MWp. I pannelli saranno installati al suolo, con sistema a fisso lungo l'asse est ovest e asse con esposizione a Sud.

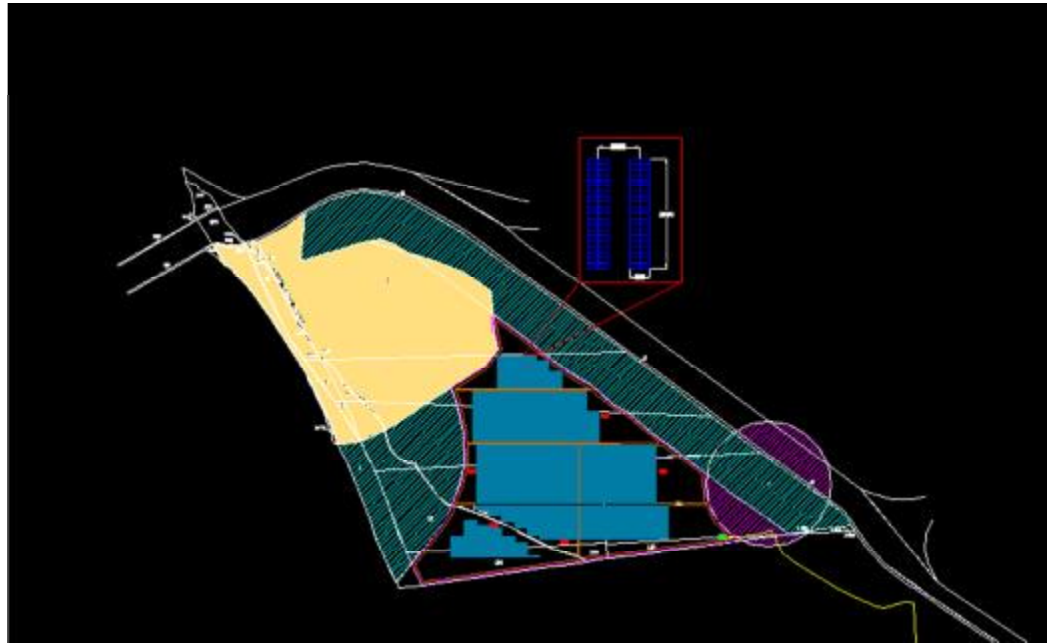


Figura 2: layout progetto

Nella tabella seguente, si riportano i dettagli elettrici dei moduli scelti nella progettazione, misurati a condizioni tecniche standard.

RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA SU BASE GIORNALIERA

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "UNI 10349" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Nella figura seguente si riportano i dati meteorologici assunti per la presente simulazione.

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

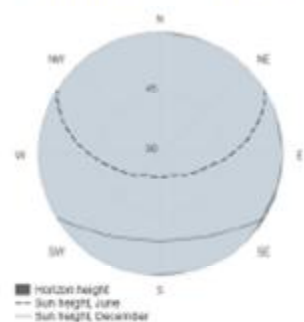
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 39.870,8.544
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 1 kWp
 System loss: 14 %

Simulation outputs

Slope angle: 34 (opt) °
 Azimuth angle: 2 (opt) °
 Yearly PV energy production: 1565.02 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1993.72 kWh/m²
 Year-to-year variability: 45.12 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.66 %
 Spectral effects: 0.92 %
 Temperature and low irradiance: -7.08 %
 Total loss: -21.5 %
 PV electricity cost [per kWh]: 0.003 per kWh

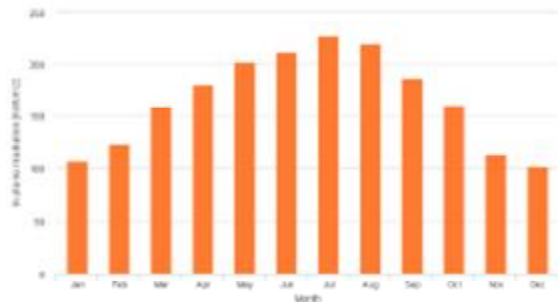
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	88.9	105.8	10.6
February	102.1	123.4	14.3
March	129.6	159.8	16.1
April	142.9	180.6	10.7
May	157.3	202.2	11.8
June	161.4	212.2	4.3
July	171.0	227.8	5.7
August	165.2	219.7	7.9
September	144.0	187.1	4.3
October	126.2	160.2	9.6
November	91.9	112.9	12.6
December	84.6	101.1	12.0

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Figura 3: Produzione Impianto e irradiazione giornaliera media mensile

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a 1.618,20 kWh/m² (Fonte dati: Meteonorm 7.03).

Considerando che la superficie dei moduli è su asse mobile con inseguimento est ovest tali dati raggiungono incrementi del 20% con radiazione pari a circa 2.231 kWh/mq.

L'utilizzazione di moduli Bifacciali consente di ottenere una produzione superiore di una percentuale sino al 10% nelle condizioni di coefficienti fissi e determinati di riflessioni.

Considerando che il coefficiente di riflessione nel caso in esame varia al variare della crescita della vegetazione sul terreno si può con buona approssimazione considerare un incremento pari al valore di 8% per cui la previsione di produzione totale risulta pari a circa 37,64 GWh/Anno.

L'impianto è di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in media tensione ha una potenza totale pari a 25.965 kW e una produzione di energia annua pari a circa 37,64, derivante dai moduli che occupano una superficie captante complessiva di 19.77 Ha.

STUDIO DEI BENEFICI ENERGETICI

CAPACITÀ INSTALLATA

Dai dati disponibili (Terna) la potenza installata per fonte primaria è: Attualmente

nell'isola, risultano in esercizio 2 centrali termoelettriche a carbone:

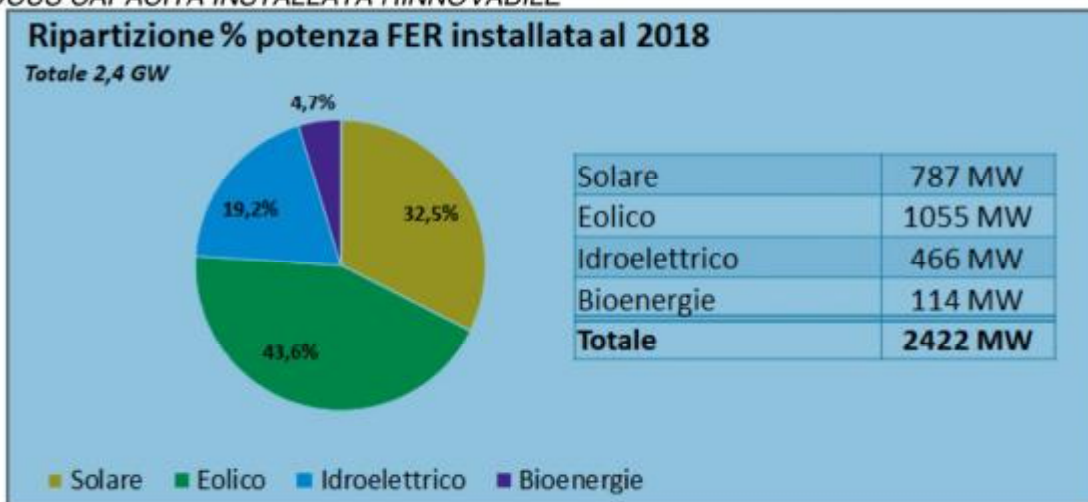
Potenza efficiente lorda installata [MW]			
Tipologia impianto	Fonte Rinnovabile	Fonte Tradizionale	Totale
<i>Idrico</i>	466,4	/	466,4 (9,9%)
<i>Termoelettrico</i>	113,9	2272,2	2386,1 (50,8%)
<i>Eolico</i>	1054,8	/	1054,8 (22,5%)
<i>Fotovoltaico</i>	787,3	/	787,3 (16,8%)
Totale	2422,4	2272,2	4694,6

Tabella 1. Elaborazione su dati Terna: Statistiche Regionali 2018



- la **centrale di Fiumesanto** (Sassari) di EP Produzione: 2 sezioni a carbone da 320 MW
 - la **centrale di Sulcis** (Cagliari) dell'Enel: 1 unità da 340 MW.
- per una capacità complessiva di circa 1 GW.

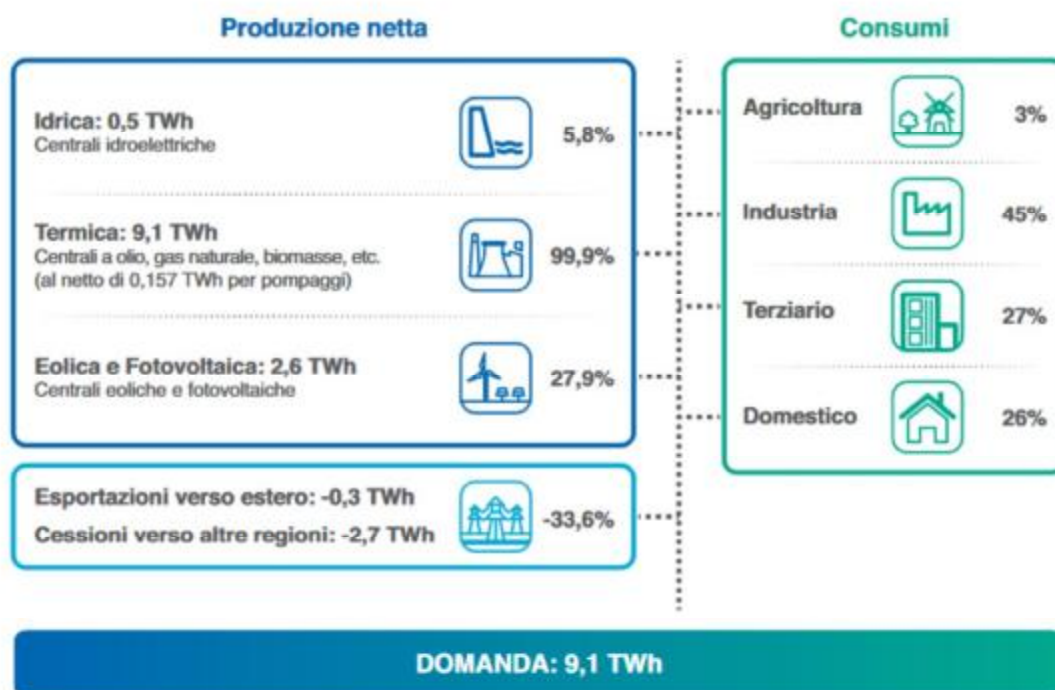
FOCUS CAPACITÀ INSTALLATA RINNOVABILE



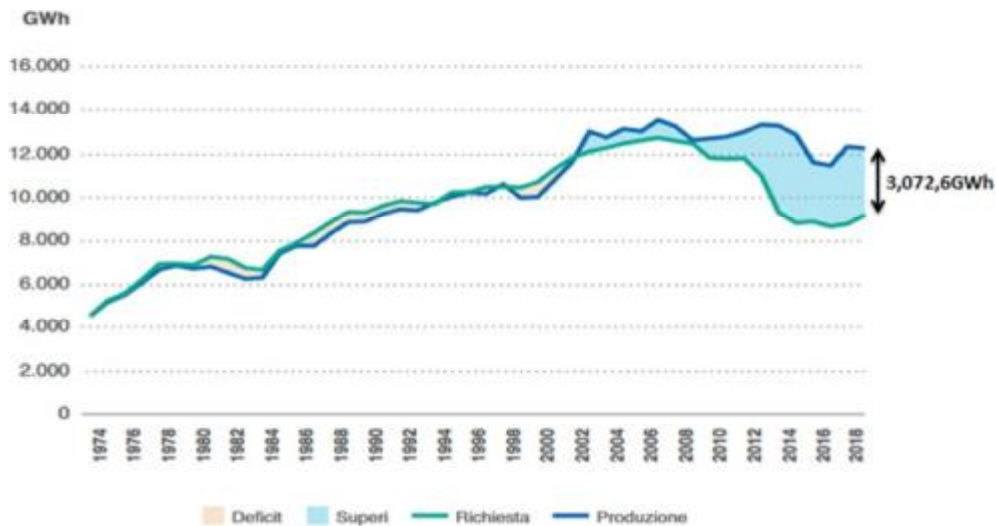
PRODUZIONE DI ENERGIA

L'energia lorda prodotta per fonte, nel 2018, è stata:

Fonti Tradizionali [GWh]	9697,4	Fonti Rinnovabili [GWh]	3438
<i>Idro da pompaggio</i>	114,7	<i>Idro Rinnovabile</i>	419,3
<i>Solidi</i>	4695,4	<i>Biomasse + Rifiuti Biodegradabili</i>	439,9
<i>Gas Naturale</i>	6,6	<i>Solare</i>	906,7
<i>Petroliferi</i>	311,1	<i>Eolico</i>	1672,1
<i>Altri combustibili</i>	4569,6		



A fronte di una domanda interna di energia elettrica di 9.1TWh, la Sardegna è una esportatrice netta di energia. Il grafico successivo mostra lo storico del trend della produzione rispetto alla richiesta; dal 2008, anno di crisi acuta del sistema industriale sardo, si è registrata una contrazione dei consumi interni, con un surplus rispetto al fabbisogno che nel 2018 ha toccato quota 3TWh (il 33,6% della produzione).



CONNESSIONI ELETTRICHE CON IL CONTINENTE

L'isola è connessa al continente attraverso:

- Il SAPEI, 2 cavi in corrente continua, da 500MW ciascuno, che uniscono l'isola con il Lazio;
- il SA.CO.I II, doppio cavo in continua che collega la Sardegna, la Corsica e l'Italia continentale);
- Un cavo in corrente alternata tra Sardegna e Corsica.



Attualmente, è in fase di progettazione il completo rifacimento del collegamento SACOI II, ormai giunto al termine della sua vita utile.

Inoltre, è al momento in corso di valutazione il progetto di una nuova interconnessione elettrica Sardegna – Sicilia – Continente.

PHASE-OUT CARBONE

Tra i temi centrali della strategia energetica della Regione, particolare importanza ricopre il cosiddetto "phase out" dal carbone il cui impiego garantisce oltre 35,7% dell'energia elettrica prodotta. Mentre in una prima versione il PNIEC indicava la data del 2025 come ultima data per la chiusura delle due centrali a carbone, nella versione definitiva, si precisa che "la concretizzazione di tale transizione esige ed è subordinata alla programmazione e realizzazione degli impianti sostitutivi e delle necessarie infrastrutture". Di fatto, la chiusura delle centrali a carbone potrà avvenire a patto che siano per tempo realizzati gli interventi previsti per garantire l'adeguatezza e il buon funzionamento del sistema elettrico sardo.

Se ne può trarre la conclusione che la ferma opposizione del Presidente Solinas alla fissazione della data, abbia avuto l'effetto di adottare misure più flessibili e più collegate al processo di sviluppo e realizzazione di concrete alternative come la realizzazione del presente progetto.

I punti più rilevanti della transizione energetica in Sardegna sono:

1. L'installazione di nuova capacità di generazione a gas e/o capacità di accumulo per 400MW, all'interno del Capacity Market;
2. L'installazione di almeno 250 MAr di compensatori per la regolazione della tensione di rete;
3. Il processo di metanizzazione dell'isola: progetti di depositi costieri di piccolo volume (SSLNG) per lo scarico del GNL da navi metaniere di piccola taglia, lo stoccaggio e il successivo caricamento su autocisterne criogeniche per il rifornimento di clienti civili e industriali di maggior rilievo e di stazioni di rifornimento carburanti.

A valle dell'Analisi Costi Benefici avviata da RSE per conto di ARERA, che si prevede disponibile nella primavera 2020, si implementeranno gli interventi più adeguati al trasporto del gas naturale.

Molte altre iniziative di sviluppo sono illustrate nel PEARS (Piano Energetico Regionale Regione Sardegna), tra queste: micro-reti comunali, rinnovabili per le strutture pubbliche locali, efficientamento micro e mini imprese ed edifici pubblici, smart-grid in edifici regionali, sviluppo delle rinnovabili, ecc..... come la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Una forte prevalenza di iniziative di piccola taglia sia lato produzione elettrica, sia lato attenzione ai consumi.

Benefici attesi

Le potenzialità delle FER-NP appaiono sottovalutate anche per la scarsa considerazione che il settore dell'accumulo ha avuto fino ad oggi nell'isola. La transizione energetica in Sardegna

ruota prevalentemente attorno alla decarbonizzazione della produzione elettrica e dell'incremento relativo dell'energia elettrica nei consumi finali.

Il Piano nella sua ultima versione fa trasparire, rispetto alla versione precedente, una maggiore disponibilità al dialogo tra Governo e Regione e flessibilità nei tempi esecutivi: due elementi che potrebbero giocare a favore di un intervento programmato del gruppo Mytilineos.

La situazione lascia notevole spazio ad Myt 5 Sardinia Srl che può avere il tempo per consolidare, nel corso del processo di sviluppo dell'impianto di Santa Giusta Cirras, una posizione di operatore protagonista di investimenti nelle energie rinnovabili rese programmabili da impianti di accumulo ed in generale di grande operatore dell'economia sostenibile e circolare.

Con la realizzazione di questo intervento si potranno avviare gli elementi necessari per arrivare ad un possibile Accordo di Programma tra Myt 5 Sardinia Srl e Regione Sardegna anche per altre iniziative necessarie al territorio e ricadenti nel core Business del proponente

L'importanza del progetto, la sua dimensione, la possibilità di rappresentare un esempio per tutta la Regione di applicazione di un sistema di accumulo elettrochimico di dimensioni commerciali in quanto si avrà la disponibilità di avere la possibilità sia di realizzare altri investimenti "energetici" nell'area di Santa Giusta, sia di aggregare altri impianti già in esercizio nella stessa area trasformando l'area industriale di Santa Giusta, d'intesa con le imprese già presenti e con altre che potrebbero investire, in una prima "comunità energetica industriale" come previsto dal PNIEC;

Parallelamente ai possibili interventi nel settore energetico sarà possibile, dopo lo sviluppo di studi costi/benefici ad hoc, individuare altre iniziative di carattere industriale che possano scaturire dal patrimonio di competenze e di attività di Myt 5 Sardinia Srl in settori diversi dal settore energetico essendovi la disponibilità a valutare altri investimenti nelle FER anche in altre aree industriali della Regione con iniziative comuni con il coinvolgimento diretto delle Istituzioni e organizzazioni economiche private locali.

IL FOTOVOLTAICO COME FONTE DI ENERGIA

L'impianto impiega la tecnologia fotovoltaica per convertire l'energia solare in energia elettrica. In quanto fonte di energia rinnovabile (FER), l'energia solare presenta vantaggi fondamentali in termini di benefici energetici, primi tra tutti la sua inesauribilità e la completa assenza di emissioni inquinanti durante il periodo di funzionamento degli impianti.

L'incentivazione della produzione di energia elettrica da FER è contemplata da accordi internazionali (COP 21) e nella legislazione nazionale (D.lgs. 79/1999, D.lgs. 387/2003, Decreti MAP Conto Energia 28/07/2005, 6/2/2006 e Decreto Ministeriale 19/02/2007) e si inserisce nelle politiche nazionali e regionali di programmazione energetica in integrazione con risparmio energetico e uso razionale dell'energia.

Gli obiettivi di queste politiche prevedono:

- la riduzione della dipendenza dai combustibili fossili;
- il contenimento delle emissioni di gas serra e quindi degli impatti dei sistemi energetici sui cambiamenti climatici;

- l'abbattimento dei tassi di emissione di inquinanti nocivi per la salute umana e dell'ambiente;
- la diversificazione del mix energetico.

Il recente pacchetto clima-energia è finalizzato a conseguire gli obiettivi che l'UE si è fissata per il 2020, ovvero ridurre del 20% le emissioni di gas a effetto serra, portare al 20% il risparmio energetico e aumentare al 20% il consumo di energia prodotta da fonti rinnovabili. Il pacchetto comprende provvedimenti sul sistema di scambio di quote di emissione e sui limiti alle emissioni delle automobili.

Il fotovoltaico risponde a tutti gli obiettivi menzionati: l'energia elettrica prodotta dal sole sostituisce l'energia altrimenti prodotta attraverso fonti convenzionali non rinnovabili ed inquinanti e contribuisce alla diversificazione delle fonti, a favore della linea di sviluppo della generazione energetica distribuita.

Infine lo stesso Piano Energetico Regionale (Regione Sardegna), recependo gli indirizzi internazionali e nazionali, promuove lo sviluppo di fonti rinnovabili.

RISPARMIO DI ENERGIA PRIMARIA E RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA

È possibile valutare le quantità di combustibili fossili necessaria a generare la stessa energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico e stimare quindi l'energia primaria risparmiata e le emissioni di gas serra evitate.

Per procedere in questa stima, si ipotizza inizialmente che l'energia elettrica che sarà sostituita da quella fotovoltaica, sia ora prodotta da un mix rappresentativo dei combustibili fossili mediamente utilizzati in Italia per la produzione di energia elettrica.

Tenuto conto dell'efficienza media degli impianti termoelettrici funzionanti attualmente in Italia si calcola che sono necessari 2,56 kWh di energia primaria (fossile) per produrre 1 kWh di energia elettrica (dati ISES Italia).

Il fattore di emissione medio del mix di combustibili considerato è invece pari a 0,53 kg CO₂/kWhE (dati ISES Italia).

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	26.367
TEP risparmiate in 30 anni	768.000

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera di	CO2	SO2	NO X	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474	0,373	0,427	0,014
Emissioni evitate in un anno [Ton]	79.660,44	62.686,38	71.761,62	2.352,84
Emissioni evitate in 20 anni [Ton]	1.593.208,80	1.253.727,60	1.435.232,40	47.056,80

La produzione di energia elettrica in corrente alternata dell'impianto fotovoltaico in studio, viene calcolata a partire dai dati di producibilità annua, considerando la durata dell'impianto pari a 30 anni e ipotizzando un tasso di decadimento delle prestazioni in funzione delle garanzie dichiarate dei moduli.

La tabella riassume la producibilità annua dell'impianto di progetto, che al termine della sua vita, avrà permesso:

- il risparmio di $0,187 \times 37.649 \text{ MW} \times 40 = 281,616 \times 10^3$ TEP di energia primaria;
- la mancata emissione di $2,4 \times 10^6$ ton di biossido di carbonio.

Relativamente al beneficio energetico immediato, nel corso del primo anno di vita risultano:

- un risparmio di **168.060 MWh** di energia primaria;
- la mancata emissione annua di **17.845 ton** di biossido di carbonio.

Le valutazioni effettuate sono conservative e sottostimano i benefici energetici, in quanto non sono stati considerati gli aggravii energetici ed emissivi connessi all'approvvigionamento (ricerca, estrazione, raffinazione, trasporto) dei combustibili fossili. Deve essere considerato, per raffronto, che l'approvvigionamento dell'energia solare è invece, per sua natura, a costo zero.

ATTENUAZIONE DEI PICCHI DI PRODUZIONE ENERGETICA CONVENZIONALE

L'impianto fotovoltaico raggiunge i picchi di produzione durante gli intervalli temporali costituiti dalle ore centrali dei giorni del periodo estivo. All'interno di questi stessi intervalli temporali si verificano anche i picchi massimi di fabbisogno elettrico nazionale.

Questo fenomeno, dovuto soprattutto all'utilizzo sempre più intenso e diffuso degli impianti di raffrescamento degli edifici nella realtà italiana, ha registrato una crescita costante negli ultimi anni. Il dimensionamento della potenza totale installata nonché della capacità totale di trasporto della rete, per il Paese, è determinato dai picchi massimi di fabbisogno.

È inoltre da considerare che l'energia di picco viene tipicamente fornita da centrali termoelettriche alimentate a combustibili fossili, per via della programmabilità del loro funzionamento. La riduzione dei picchi comporta quindi una riduzione della necessità strutturale di impianti termoelettrici e infrastrutture di trasporto, insieme ad una maggiore sicurezza della rete.

La sovrapposizione temporale tra picchi di produzione dell'impianto fotovoltaico e picchi di fabbisogno nazionale comporta un effettivo smorzamento di questi ultimi. L'impianto quindi persegue pienamente i benefici energetici, in termini di investimenti su opere e infrastrutture, appena menzionati.

ANALISI DELLE INTERFERENZE

Di seguito si riporta una breve sintesi non esaustiva delle potenziali interferenze dell'impianto, durante le diverse fasi di progetto. Per la trattazione completa delle interferenze e degli impatti si rimanda allo Studio di Impatto Ambientale (rispettivamente Capitolo 4.4 e Capitolo 6).

ANALISI DELLE INTERFERENZE IN FASE DI CANTIERE E DISMISSIONE

Vengono di seguito analizzate le differenti azioni di progetto che si verificano sia in fase di cantiere (considerato sia come realizzazione che come dismissione) che di esercizio. Esse sono, in ogni caso, dettagliate all'interno del SIA.

Per quanto concerne le **emissioni**, durante le fasi di cantiere per l'allestimento del parco fotovoltaico e di dismissione dello stesso, le emissioni gassose in atmosfera sono imputabili al traffico veicolare e prevedono l'utilizzo mezzi meccanici lungo tutta la durata del cantiere, per il trasporto delle strutture, dei moduli e delle altre utilities.

Il rumore prodotto è relativo alla preparazione del terreno, al montaggio delle strutture e ai mezzi meccanici utilizzati.

Il **consumo di risorse** si verifica come occupazione di suolo per l'installazione del parco fotovoltaico. È importante sottolineare che si tratta di aree marginali inserite all'interno di un'area industriale e di un suolo che è sempre stato interessato da attività antropiche e scarsamente fertile, pertanto attualmente di scarsa utilità.

L'occupazione di suolo in fase di installazione dell'impianto sarà dovuta sia allo stoccaggio dei materiali quali tubazioni, moduli, cavi e materiali da costruzione che dei rifiuti prodotti (imballaggi). In fase di dismissione dell'impianto saranno rimosse tutte le strutture facendo attenzione a non asportare il suolo e verranno ripristinate le condizioni esistenti.

I **rifiuti** prodotti in fase di cantiere, dovuti agli imballaggi, saranno essenzialmente costituiti da cartone, legno, plastica e polistirolo che verranno inviati al recupero.

In fase di dismissione le principali componenti dei rifiuti risulteranno: pali in acciaio zincato, profili in alluminio, viti, dadi, morsetti, cavi in rame, moduli fotovoltaici, cabine, inverter e trasformatori, materiale elettrico e materiale inerte; anch'essi verranno inviati a recupero. Le componenti metalliche posseggono di fatto un grosso valore di mercato e i moduli fotovoltaici solitamente vengono ritirate dalla ditta produttrice.

Sia durante la fase di cantiere che di dismissione dell'impianto non si richiederà la fornitura di servizi quali trattamento acque reflue e raccolta rifiuti particolari.

Le interferenze con la componente **vegetazione** sono riconducibili all'occupazione del sito, che modifica parzialmente le condizioni ecologiche per l'accrescimento della vegetazione, tuttavia non considerabile di pregio, essendo il sito caratterizzato da sviluppo della vegetazione arbustiva praticamente nullo o rado e disomogeneo a seconda del settore dell'impianto.

Le interferenze con la **fauna** sono imputabili al disturbo generato in fase di cantiere ed alla limitata sottrazione di aree trofiche non di pregio.

ANALISI DELLE INTERFERENZE IN FASE DI ESERCIZIO

La durata di vita di un impianto fotovoltaico si aggira in media intorno ai 30 anni. Le potenziali interferenze durante la fase di esercizio sono relative esclusivamente alla manutenzione dell'impianto, peraltro di minima entità data la tipologia dello stesso, ed alla sua presenza come elemento sul territorio.

Durante la fase di esercizio non si genereranno rumore ed **emissioni** in atmosfera poiché non vi sono sorgenti significative. Al contrario, la realizzazione di un impianto per lo sfruttamento fotovoltaico dell'energia solare dal punto di vista ambientale ha un'interferenza positiva in **atmosfera**, contribuendo alla diminuzione dei consumi di combustibili non rinnovabili (petrolio e gas) e delle relative emissioni inquinanti e di gas serra, in sintonia con le richieste del Protocollo di Kyoto redatto e sottoscritto nel 1997 dall'Italia (ogni kWh prodotto dal sistema FV evita l'emissione

di circa 0,53 kg di anidride carbonica, come spiegato in dettaglio nel Paragrafo 4.2 del presente Allegato).

Interferenze dell'impianto con la componente di paesaggio si manifesta nell'**occupazione di suolo** dovuta alla presenza stessa del parco fotovoltaico.

Il consumo di risorse in fase di esercizio prevede lo sfruttamento di **risorse idriche** per la pulizia dei pannelli che avverrà sporadicamente in quanto le piogge assolvono per gran parte questa funzione. Quando comunque necessario sarà utilizzata solamente acqua senza detersivi. La quantità di acqua necessaria dipende dalle condizioni climatiche e dal livello di inquinamento dei luoghi. In particolare, ipotizzando che i fenomeni piovosi all'anno siano scarsi e che lo strato erbaceo sotto i moduli eviti l'ulteriore movimentazione di polveri, si prevede l'utilizzo di circa 350 m³ all'anno di acqua per la pulizia dei pannelli. La stessa acqua utilizzata per la pulizia, poiché priva di detersivi, sarà usata per irrigare qualora necessario le aree erbacee e arbustive previste nel Progetto.

La produzione di **rifiuti** in questa fase è nulla o limitata esclusivamente alla manutenzione dell'impianto, come nel caso di sostituzione delle apparecchiature (imballaggi, ecc.).

Le interferenze potenziali sul **paesaggio** derivano dalla presenza sul territorio della struttura tecnologica che crea parziali alterazioni visive, in particolare dai recettori lineari dai quali si avrà la percezione maggiore, che tuttavia verranno ampiamente limitate grazie all'inserimento delle fasce di mitigazione, mentre non sarà visibile da nessuno dei centri abitati perché risultano molto distanti dall'area di progetto. L'impianto prevede inoltre una riqualifica ambientale (mascheratura vegetale) con la piantumazione di elementi arborei ed arbustivi allo scopo di realizzare una barriera verde ed armonizzare l'inserimento dell'impianto.

Per quanto concerne le **radiazioni non ionizzanti** l'interferenza sarà dovuta ai soli campi elettromagnetici correlati alla trasmissione dell'energia elettrica, che avviene mediante:

- linee di bassa tensione continua che collegheranno i moduli ai quadri e all'inverter;
- il cavo di media tensione alternata che collega l'inverter alla cabina di consegna;
- il cavo di collegamento della cabina di consegna e la Nuova Stazione elettrica;
- l'elettrodotto AT di collegamento alla Nuova Stazione elettrica e a quella aerea esistente.

I campi elettromagnetici prodotti dai cavi in canaletta fuori terra e quelli prodotti dalle cabine di trasformazione sono da considerarsi poco significativi, in particolare questi ultimi si mantengono solo entro qualche metro di distanza dal perimetro della cabina stessa.

CONCLUSIONI

L'area identificata per il Progetto di realizzazione dell'impianto fotovoltaico a terra ricade nella area industriale di Santa Giusta, comune di Santa Giusta, Regione Sardegna, all'interno di un'area di cui la ditta proponente ha la disponibilità d'uso in termini di diritti di superficie e servitù. Sulla base dell'analisi condotta il progetto in esame si caratterizza per il fatto che molte delle interferenze sono a carattere temporaneo, principalmente legate alle attività di cantiere necessarie alle fasi di costruzione e successiva dismissione dell'impianto fotovoltaico. Le restanti interferenze sono quelle legate alla fase di esercizio, ovvero alla "vita" dell'impianto, e sono legate ad azioni relative esclusivamente alla manutenzione, peraltro di minima entità, ed alla presenza dell'impianto come elemento sul territorio. Relativamente al beneficio energetico immediato, nel corso del primo anno di vita si ravvisa un risparmio di 37.649 MWh/Anno di energia primaria e la conseguente mancata emissione annua di CO₂ pari a circa di $80 \cdot 10^3$ ton/Anno.

Le valutazioni effettuate sono conservative e sottostimano i benefici energetici, in quanto non sono stati considerati gli aggravii energetici ed emissivi connessi all'approvvigionamento (ricerca, estrazione, raffinazione, trasporto) dei combustibili fossili. Deve essere considerato, per raffronto, che l'approvvigionamento dell'energia solare è invece, per sua natura, a costo zero.

Sulla base di quanto riportato nei paragrafi precedenti, l'area interessata dallo sviluppo dell'impianto fotovoltaico risulta particolarmente idonea a questo tipo di utilizzo in quanto caratterizzata da un irraggiamento solare tra le più alte del Paese, la quasi totale assenza di rischi legati a fenomeni quali calamità naturali e la valorizzazione di un suolo che, anche in ragione delle attività pregresse, risulta attualmente di scarsa appetibilità.

Focalizzando l'attenzione sulla sola scala locale, le considerazioni precedentemente riportate mostrano come l'iniziativa proposta non presenti significative ricadute negative sull'ambiente e il territorio, altresì permetta una rivalutazione in termini di utilizzo maggiormente sostenibile di un'area che altrimenti avrebbe un potenziale di utilizzo e/o ripristino molto limitato. La realizzazione del progetto comporta anche una ricaduta sia dal punto di vista economico che dal punto di vista sociale-occupazionale. In fase di cantiere l'impianto richiederà una forza lavoro di circa 100 addetti per un periodo di tempo di circa 12 mesi. In fase di esercizio la conduzione e la manutenzione dell'impianto comporta la presenza costante sull'area di 12 addetti fissi e di altre figure professionali che intervengono in determinate fasi di gestione della struttura per una ricaduta complessiva valutabile in 24 addetti a tempo indeterminato e di ulteriori 5 addetti che lavora a tempo determinato sull'impianto. Questo in un'area dove la disoccupazione e lo spopolamento sono il problema principale che la crisi dell'area industriale ha creato.