

COMMITTENTE



GRV WIND SARDEGNA 6 S.R.L.
Via Durini, 9 Tel. +39.02.50043159
20122 Milano PEC: grwindsardegna6@legalmail.it



PROGETTISTI



INSE S.r.l.
Viale Michelangelo,71 Tel. 081.579.7998
80129 Napoli Mail: tecnico@inse srl

Amm. Francesco Di Maso
Ing. Nicola Galdiero
Ing. Pasquale Esposito

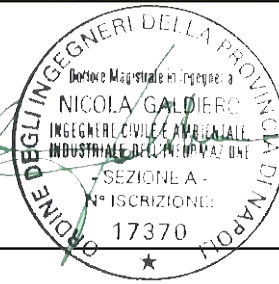
Collaboratori:
Geol. S.Trastu
Dott. F. Mascia
Dott. M. Medda
Ing. V. Triunfo
Arch. C. Gaudiero
Arch. C. Prisco
Ing. F. Quarto



REGIONE SARDEGNA



PROVINCIA SASSARI



ITTIRI

PROGETTO

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO DENOMINATO "LUXI" COMPOSTO DA 5 AEROGENERATORI DA 7.2 MW, PER UNA POTENZA COMPLESSIVA DI 36 MW SITO NEL COMUNE DI ITTIRI (SS), CON OPERE DI CONNESSIONE NEL COMUNE DI ITTIRI (SS)

ELABORATO

Titolo:

RELAZIONE ANALISI COSTI BENEFICI

Tav. / Doc:

SI13

Codice elaborato:

AS266-SI13-R

Scala / Formato:

-:/ A4

02	OTTOBRE 2024	NOTA RAS PROT. 8699 DEL 13/03/2024 (PROT. MASE 49016 DEL 14/03/2024)	INSE Srl	INSE Srl	GRV WIND SARDEGNA 6 Srl
01	APRILE 2023	PRIMA EMISSIONE	INSE Srl	INSE Srl	GRV WIND SARDEGNA 6 Srl
REV.	DATA	DESCRIZIONE	ELABORAZIONE	VERIFICA	APPROVAZIONE

GRV WIND SARDEGNA 6 Srl 	RELAZIONE ANALISI COSTI BENEFICI		Cod. AS266-SI13-R
			Data Ottobre 2024

SOMMARIO

1	PREMESSA.....	2
2	ANALISI DEI COSTI E DEI BENEFICI	3
2.1	COSTI DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA E DEI COSTI AMBIENTALI	3
2.2	ESTERNALITA' NEGATIVE.....	4
2.3	RISPARMIO DI EMISSIONI DI CO ₂ E DI ALTRI INQUINANTI	6
3	ANALISI COSTI BENEFICI DELL'IMPIANTO RISPETTO AD IMPIANTI DI UGUALE POTENZA FUNZIONANTI CON ALTRE RINNOVABILI.....	9
3.1	OCCUPAZIONE DI SUOLO	9
3.2	EMISSIONI	11
3.3	COSTO DELL'ENERGIA	14
4	ANALISI FINANZIARIA.....	15
5	RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI.....	16
6	PROVENTI ANNUI DERIVANTI DALLA VALORIZZAZIONE DELL'ENERGIA PRODOTTA DALL'IMPIANTO	20
7	CONCLUSIONI.....	20

GRV WIND SARDEGNA 6 Srl 	RELAZIONE ANALISI COSTI BENEFICI		Cod. AS266-SI13-R
			Data Ottobre 2024

1 PREMESSA

La società GRV WIND SARDEGNA 6 Srl, soggetta ad attività di direzione e coordinamento di GR Value (Green Resources Value) Spa, è proponente di un progetto di produzione di energia rinnovabile da fonte eolica ubicato nel comune di Ittiri in provincia di Sassari con opere di connessione nel comune di Ittiri.

L'ipotesi progettuale prevede l'installazione di n.5 aerogeneratori della potenza nominale di 7,2 MW per una potenza complessiva di impianto pari a 36 MW. Gli aerogeneratori saranno collegati tra loro attraverso cavidotto interrato in AT a 36 kV che collegheranno il parco eolico alla stazione di trasformazione di Terna 36/380 kV, localizzata nel Comune di Ittiri (SS).

Il progetto è assoggettato a Valutazione di Impatto Ambientale di competenza Ministeriale, poiché la potenza totale dell'impianto è maggiore di 30 MW.

Il crescente fabbisogno energetico ha indotto tutti gli Stati a favorire il ricorso a quelle fonti di energia che producono minori emissioni inquinanti e che non si esauriscono nel tempo. Lo sviluppo e l'incremento dell'impiego di fonti di energia rinnovabile è nel mondo in forte crescita, a testimonianza dell'efficienza e del valore del mercato eolico per i paesi industrializzati che devono, contemporaneamente, ottemperare a diverse esigenze, quali l'abbattimento delle emissioni di CO₂ nell'atmosfera, l'utilizzo di sorgenti non esauribili e l'aumento della produzione energetica.

L'energia eolica non produce alcuna emissione in fase di esercizio di CO₂, NO_x e SO₂, quindi, è priva di tutti gli elementi inquinanti che caratterizzano le centrali a combustibile fossile e quelle nucleari; senza alcun dubbio questo risulta essere il beneficio più importante che ne deriva.

L'energia eolica sembra meglio coniugare il soddisfacimento del citato fabbisogno con costi di produzione sempre più competitivi e quasi pari a quelli delle fonti energetiche convenzionali (carbone, petrolio, gas naturale), come dimostrato dai vari studi pubblicati dall'International Energy Association (IEA) e dall'European Wind Energy Association (EWEA).

Tuttavia, anche l'eolico al pari di tutte le altre fonti di energia rinnovabile, ha un impatto e un costo ambientale che richiede di essere identificato e stimato, quando si intenda realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica.

I costi ambientali possono essere definiti come tutti quei costi derivanti dalla realizzazione di un progetto non sostenuti dal proponente ma imposti alla collettività per effetto di tale realizzazione. Essi sono anche definiti esternalità negative o diseconomie.

GRV WIND SARDEGNA 6 Srl 	RELAZIONE ANALISI COSTI BENEFICI		Cod. AS266-SI13-R
			Data Ottobre 2024

Nel corso degli anni Novanta, l'Unione Europea ha sviluppato un progetto denominato ExternE (Externalities of Energy), con l'obiettivo di definire i metodi e di aggiornare le stime dei valori delle esternalità ambientali derivanti dalla produzione di energia elettrica, con particolare riguardo a quella da fonti rinnovabili.

2 ANALISI DEI COSTI E DEI BENEFICI

2.1 COSTI DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA E DEI COSTI AMBIENTALI

I costi della generazione di energia elettrica dal vento dipendono da vari fattori, in particolare dall'intensità del vento nel sito prescelto, dal costo delle turbine e delle relative attrezzature, dalla vicinanza alla rete elettrica nazionale e dall'accessibilità del sito. Innanzitutto, è opportuno ricordare come l'individuazione e le caratteristiche anemologiche del sito prescelto abbiano un'indubbia importanza economica, essendo la potenza prodotta dall'aerogeneratore proporzionale al cubo della velocità del vento: se quest'ultima dovesse raddoppiare, allora si potrebbe ottenere un'energia otto volte maggiore. Inoltre, rispetto ad una tradizionale centrale di energia alimentata con combustibili fossili, una centrale energetica a fonte rinnovabile è caratterizzata dall'assenza di oneri per il "combustibile", poiché il vento è una risorsa assolutamente gratuita. Da oltre venti anni, ossia da quando l'industria del settore ha cominciato a raggiungere la sua maturità commerciale, il costo dell'energia eolica è in continua diminuzione, grazie alle economie di scala legate all'ottimizzazione dei processi produttivi, alle innovazioni e al conseguente miglioramento delle prestazioni degli aerogeneratori eolici. Esistono vari studi che stimano i costi dell'energia generata da impianti eolici, molti dei quali utilizzano l'approccio del "costo di produzione costante dell'energia" rapportato all'intera vita operativa dell'impianto, meglio conosciuto con l'acronimo LCOE (Levelized Cost of Energy). Questo tipo di approccio tiene conto dei costi di investimento del capitale, del costo delle operazioni di manutenzione degli impianti e del costo del combustibile. Costituisce inoltre un punto di riferimento nelle analisi dei costi di produzione dell'energia elettrica derivante dalle diverse fonti esistenti. Studi recenti evidenziano come il costo del capitale risulti essere il principale componente per le tecnologie non fossili, mentre, al contrario, il costo del combustibile ha un peso molto grande per la maggior parte di quelle fossili.

L'evoluzione del settore elettrico italiano si inserisce in una fase molto particolare per il settore energetico mondiale, colto da una crisi geopolitica senza precedenti nel mezzo del guado verso la decarbonizzazione. L'Irex Annual Report 2022 registra un boom di progetti in Italia che, però, faticano a realizzarsi a causa delle criticità del permitting. Parallelamente, il nuovo scenario di costi e prezzi in Europa rende sempre più attraenti gli investimenti nelle rinnovabili ma chiede anche di ripensare la struttura e il funzionamento dei mercati. In questo quadro, l'adeguatezza del sistema elettrico italiano resta sotto osservazione, mentre si punta sempre più sull'innovazione con accumuli e idrogeno in testa.

GRV WIND SARDEGNA 6 Srl 	RELAZIONE ANALISI COSTI BENEFICI		Cod. AS266-SI13-R
			Data Ottobre 2024

Come indicato dai dati rilevati da Althesis nell'ultimo IREX Report 2022, il costo medio dell'energia elettrica prodotta da fonte eolica in Europa nel 2021, inteso come Levelized Cost of Electricity (LCOE), è stato di 48,3 €/MWh per l'eolico onshore, per la prima volta in crescita (+13,4 %) rispetto all'anno precedente.

Anche i ricavi (LEOE), però, sono saliti (64,5 €/MWh medio, +23% sul 2020) rendendo più profittevoli gli investimenti. Per l'eolico offshore la tendenza è analoga, poiché alla crescita dei costi (LCOE +11% medio sul 2020) è corrisposta quella del LEOE (+116% sul 2020). Nel fotovoltaico, gli impianti commerciali hanno un LCOE medio di 76,4 €/MWh e un LEOE di 85,5 (+11,9% sul 2020).

L'approvazione dei nuovi obiettivi climatici UE apre le porte a una nuova trasformazione del sistema energetico, per la quale il settore elettrico è chiamato a svolgere un ruolo chiave. Per coglierne le opportunità serve una visione di lungo termine, al cui centro risiedano tre pilastri: minimizzazione dei costi, sicurezza degli approvvigionamenti ed equità sociale. Permetter più snello, sviluppo degli accumuli, sostegno alle nuove tecnologie, riforma del sistema fiscale, sono tra le principali misure per le policy future. Nuove sfide riguardano il disegno di una nuova architettura di mercato elettrico a supporto della transizione verso un settore decarbonizzato, che non sia da ostacolo alla competitività delle imprese e che favorisca, invece, un rilancio industriale.

2.2 ESTERNALITA' NEGATIVE

Nella determinazione dei costi associati ad un impianto di produzione di energia da fonte eolica, occorre considerare anche i costi ambientali, definiti esternalità negative o diseconomie, che sono quei costi non sostenuti dal proponente ma imposti alla collettività, per effetto della realizzazione dell'impianto eolico.

Una categoria delle esternalità negative è quella dei costi esterni, cioè quei costi che non rientrano nel costo complessivo di gestione e non ricadono quindi su produttori e consumatori. Sono però costi imposti dalla società e comprendono tutti i potenziali danni causati all'ambiente o alla salute dell'uomo dall'utilizzo di uno specifico combustibile durante tutta la gestione del prodotto, dall'acquisizione alla dismissione. Questi costi sostenuti dalla società rappresentano generalmente il 2% del prodotto interno lordo dell'Unione Europea. I metodi tradizionali di valutazione economica non ne tengono conto, rendendo difficile un confronto fra le tecnologie impiegate per lo sfruttamento di fonti rinnovabili e no. La Commissione Europea attraverso il cosiddetto progetto "ExterneE" valuta i costi esterni legati alla produzione di energia elettrica lungo tutta la vita di un impianto.

FONTE	COSTO ESTERNO NELL'UE (c€/kWh)
CARBONE	2-15
PETROLIO	3-11
GAS	1-3
NUCLEARE	0,2-0,7

FONTE	COSTO ESTERNO NELL'UE (c€/kWh)
BIOMASSE	0,08-3
IDROELETTRICA	0,03-1
FOTOVOLTAICO	0,4-0,6
EOLICO	0,05-0,25

Tabella 1: costi esterni di produzione di energia elettrica nei paesi UE (fonte ExternE)

Nonostante i dati del progetto ExternE siano fermi al 2005, essi rappresentano comunque un valido punto di partenza per identificare e quantificare i costi ambientali relativi alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica.

Lo studio in commento individua quali esternalità rilevanti per gli impianti eolici, il rumore e l'impatto visivo, ritenendo trascurabili, anche sotto il profilo monetario, gli impatti relativi alla flora, fauna, avifauna ed in generale sull'ecosistema, fatta eccezione per quegli impianti da costruirsi in aree di particolare valore naturalistico (SIC-ZPS-PARCHI). Parimenti trascurabili sono considerati l'impatto elettromagnetico e quello sul suolo.

In considerazione delle suddette premesse e con riferimento al parco eolico in progetto, di seguito si individuano e si stimano i relativi costi esterni.

Dalla tabella 1, si calcola un valore medio a kWh del costo esterno pari a 0,0015 €/kWh. Il prodotto tra la potenza complessiva del parco eolico e il numero di ore di funzionamento del parco fornisce l'energia prodotta in un anno:

$$E = P \cdot h_e = 36 \text{ MW} \cdot 2688 \frac{h}{\text{anno}} = 96.768 \frac{\text{MWh}}{\text{anno}} \quad (1)$$

Il numero di ore equivalenti è stato ottenuto dall'analisi di producibilità e fa riferimento a uno scenario che ha una probabilità di accadimento del 50%.

Si valutano le esternalità considerando la vita utile del parco eolico di 20 anni, in accordo col DM 23 giugno 2016:

GRV WIND SARDEGNA 6 Srl 	RELAZIONE ANALISI COSTI BENEFICI		Cod. AS266-SI13-R
			Data Ottobre 2024

$$Costo\ esterno = 0,0015 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 96.768.000 \frac{\text{kWh}}{\text{anno}} \cdot 20\ anni = 2.903.040\ \text{€}$$

(2)

Tale valore è pari a 1/3 rispetto al costo esterno derivante dall'utilizzo di un impianto fotovoltaico e addirittura a 1/50 rispetto al costo esterno derivante dall'utilizzo di impianti tradizionali a carbone o petrolio.

2.3 RISPARMIO DI EMISSIONI DI CO₂ E DI ALTRI INQUINANTI

Tra i benefici che un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica garantisce al Paese in cui è installato, vi è il risparmio di emissione di CO₂ rispetto a un impianto tradizionale di pari potenza. Trattasi, quindi, di una esternalità positiva per la quale occorre determinare il relativo valore economico.

Negli ultimi anni, la comunità scientifica nazionale ed internazionale ha avuto modo di produrre e divulgare numerosi saggi e pubblicazioni che illustrano come e quanto la produzione di energia elettrica da fonte eolica presenti dal punto di vista ambientale (emissioni di tipo gassoso dannose per l'ambiente evitate rispetto a fonti combustibili fossili) un sicuro vantaggio.

Secondo i dati resi disponibili dall'IRENA, nel 2020 l'energia prodotta dai parchi eolici onshore ammonta a 1.488.472 GWh, corrispondenti a circa 876 milioni di barili di petrolio equivalenti, dalla cui combustione si rilasciano circa 387 milioni di tonnellate di CO₂ in atmosfera.

Il GWEC, (Global Wind Energy Council) rende noto nel suo rapporto annuale come l'incremento nel 2021 sia stato di ben 93,6 GW, pari ad una crescita del 12,4% rispetto agli impianti installati l'anno precedente. Inoltre, la potenza globalmente installata è pari a 837 GW.

Nel caso specifico, per il calcolo delle emissioni evitate, sono stati considerati i dati elaborati dal GSE. Nella relazione trimestrale del novembre 2022, il GSE rende noto che la produzione di energia elettrica da fonte eolica ha evitato nel 2021 un'emissione di CO₂ diretta pari a 12 Mt.

Il prezzo medio della CO₂ nell'anno 2022 è 80,87 €/t (fonte <https://www.sendeco2.com/it/prezzi-co2>) mentre il fattore di emissione è 449,1 gCO₂/kWh (fonte ISPRA 2020, dato più recente disponibile relativo alla produzione termoelettrica lorda solo fossile).

Si può, quindi, stimare il valore monetario del beneficio ambientale relativo alle emissioni evitate:

$$\frac{80,87}{1.000.000} \frac{\text{€}}{\text{gCO}_2} \cdot 449,1 \frac{\text{gCO}_2}{\text{kWh}} = 0,03632 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

(3)

GRV WIND SARDEGNA 6 Srl 	RELAZIONE ANALISI COSTI BENEFICI		Cod. AS266-SI13-R
			Data Ottobre 2024

Pertanto, l'installazione dell'impianto in progetto determina il seguente beneficio economico:

$$costo\ positivo = 0,03632 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 96.768.000 \frac{\text{kWh}}{\text{anno}} \cdot 20\ anni = 70.289.792\ \text{€} \quad (4)$$

La massa di CO₂ non emessa in atmosfera in 20 anni è:

$$449,1 \frac{\text{gCO}_2}{\text{kWh}} \cdot 96.768.000 \frac{\text{kWh}}{\text{anno}} \cdot 20\ anni = 869.170.176\ \text{kg} \quad (5)$$

La generazione di energia elettrica e calore comporta anche l'emissione in atmosfera di gas a effetto serra diversi dalla CO₂ quali metano (CH₄) e protossido di azoto (N₂O) e di altri inquinanti atmosferici. Sebbene metano e protossido di azoto siano emessi in quantità estremamente limitata rispetto all'anidride carbonica, questi gas sono caratterizzati da elevati potenziali di riscaldamento globale (25 per il metano e 298 per protossido di azoto).

Di seguito sono riportate le emissioni dei gas climalteranti in termini di CO₂ equivalente per intervalli quinquennali a partire dal 2005 con i relativi fattori di emissione, stimate da ISPRA:

Gas serra	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Anidride carbonica - CO ₂	157,85	134,79	106,64	106,31	106,47	98,09	94,00	84,90
Metano - CH ₄	0,16	0,17	0,22	0,23	0,23	0,22	0,22	0,22
Protossido di azoto - N ₂ O	0,49	0,51	0,56	0,56	0,53	0,50	0,46	0,44
GHG	158,50	135,47	107,43	107,10	107,23	98,82	94,69	85,55

Tabella 2: Gas serra dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (Mt CO₂eq)

Gas serra	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Anidride carbonica - CO ₂	450,39	379,66	312,89	304,62	299,86	282,19	266,86	251,26
Metano - CH ₄	0,45	0,49	0,66	0,66	0,65	0,64	0,64	0,64
Protossido di azoto - N ₂ O	1,40	1,45	1,65	1,60	1,48	1,45	1,32	1,30
GHG	452,24	381,59	315,20	306,88	301,99	284,29	268,81	253,20

Tabella 3: Fattori di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore (g CO₂eq/kWh)

La combustione nel settore elettrico è inoltre responsabile delle emissioni in atmosfera di contaminanti che alterano la qualità dell'aria. Nella seguente tabella sono riportate le emissioni dei principali contaminanti atmosferici quali ossidi di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO_x), composti organici volatili non metanici (COVNM), monossido di carbonio (CO), ammoniaca (NH₃) e materiale particolato (PM₁₀).

GRV WIND SARDEGNA 6 Srl 	RELAZIONE ANALISI COSTI BENEFICI		Cod. AS266-SI13-R
			Data Ottobre 2024

Inquinanti atmosferici	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ossidi di azoto - NO _x	129,13	102,27	86,27	82,94	80,57	75,89	73,82	69,39
Ossidi di zolfo - SO _x	183,91	78,98	32,52	25,03	22,48	20,30	16,71	15,37
Composti organici volatili non metanici - COVNM	18,57	26,01	27,84	30,29	30,40	30,08	30,22	30,48
Monossido di carbonio - CO	36,97	35,90	32,15	33,60	34,66	32,46	33,27	31,25
Ammoniaca - NH ₃	0,22	0,22	0,23	0,20	0,18	0,16	0,12	0,09
Materiale particolato - PM ₁₀	5,93	2,85	1,41	1,24	1,17	1,01	0,94	0,80

Tabella 4: inquinanti atmosferici (kt) emessi per la produzione di energia elettrica e calore (fonte ISPRA)

Inquinanti atmosferici	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ossidi di azoto - NO _x	368,44	288,07	253,12	237,66	226,91	218,32	209,57	205,36
Ossidi di zolfo - SO _x	524,75	222,46	95,41	71,72	63,31	58,41	47,44	45,50
Composti organici volatili non metanici - COVNM	52,97	73,26	81,69	86,78	85,62	86,54	85,78	90,20
Monossido di carbonio - CO	105,49	101,11	94,31	96,29	97,60	93,37	94,44	92,48
Ammoniaca - NH ₃	0,63	0,61	0,67	0,57	0,50	0,46	0,33	0,28
Materiale particolato - PM ₁₀	16,91	8,03	4,12	3,54	3,31	2,91	2,66	2,37

Tabella 5: fattori di emissione (mg/kWh) degli inquinanti atmosferici emessi per la produzione di energia elettrica e calore

È possibile determinare le tonnellate di inquinanti atmosferici evitate rispetto alle tradizionali centrali termoelettriche:

Gas serra	mg/kWh	gCO ₂ eq/kWh	t evitate in 20 anni
Metano - CH ₄		0,64	1.239
Protossido di azoto - N ₂ O		1,30	2.516
Inquinanti atmosferici	mg/kWh		t evitate in 20 anni
Ossidi di azoto - NO _x	205,36		397
Ossidi di zolfo - SO _x	45,50		88
Composti organici volatili non metanici	90,20		175
Monossido di carbonio - CO	92,48		179
Ammoniaca - NH ₃	0,28		0,542
Materiale particolato - PM ₁₀	2,37		4,6

Tabella 6: calcolo delle tonnellate di inquinanti evitate

A questi valori andrebbero aggiunti anche le emissioni CO₂ e NO_x evitate relative alle attività di estrazione, trasporto e fornitura dei combustibili fossili per gli impianti alimentati da fonti fossili, difficilmente quantificabili.

GRV WIND SARDEGNA 6 Srl 	RELAZIONE ANALISI COSTI BENEFICI		Cod. AS266-SI13-R
			Data Ottobre 2024

3 ANALISI COSTI BENEFICI DELL'IMPIANTO RISPETTO AD IMPIANTI DI UGUALE POTENZA FUNZIONANTI CON ALTRE RINNOVABILI

Il sito in cui sorgerà il parco eolico di progetto potrebbe essere destinato alla generazione di energia elettrica da fotovoltaico o da motori endotermici alimentati da biogas prodotto dalla digestione anaerobica di prodotti e scarti agricoli.

3.1 OCCUPAZIONE DI SUOLO

Il parco eolico in progetto, considerando la superficie occupata dalla viabilità di nuova realizzazione o che si andrà a adeguare e l'area delle piazzole prevede di occupare una superficie complessiva pari a 104.522,78 m² in fase di costruzione ed una superficie complessiva pari a 77.112,38 m² in fase di esercizio.

Nel calcolo della superficie occupata dal parco eolico in fase di costruzione sono state considerate le piazzole in fase di costruzione, l'area di cantiere e la viabilità di nuova realizzazione, mentre per calcolare la superficie del parco in fase di esercizio sono state considerate le piazzole in fase di esercizio e la viabilità di nuova realizzazione.

Un impianto fotovoltaico di tipo fisso con pannelli posati direttamente sul terreno sviluppa circa 1 MW per ettaro di terreno utilizzato. Pertanto, se si volesse costruire un impianto fotovoltaico con la stessa potenza installata del parco eolico in progetto, dovrebbero essere utilizzati circa 36 ha di terreno, equivalenti a 360.000 m².

Si comprende che un impianto eolico ha un indice di utilizzo del suolo inferiore a quello della tecnologia fotovoltaica.

Il dato aumenta ulteriormente se si considera che, a parità di potenza, l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico è inferiore rispetto all'energia prodotta da un impianto eolico. Infatti, 36 MW fotovoltaici, sviluppano circa 46.800 MWh (si è considerato un indice di 1.300 MWh/MW installato – fonte PVGIS) ben inferiore alla produzione del parco eolico.

Quindi se si volesse installare un parco fotovoltaico che garantisca ugual produzione energetica dell'impianto eolico in progetto, bisognerebbe avere una superficie utilizzata di circa:

$$Potenza\ necessaria\ per\ avere\ la\ stessa\ produzione = \frac{96.768\ MWh}{\frac{1.300\ MWh}{MW}} = 74,4\ MW$$

(6)

GRV WIND SARDEGNA 6 Srl 	RELAZIONE ANALISI COSTI BENEFICI		Cod. AS266-SI13-R
			Data Ottobre 2024

$$Superficie\ necessaria = 74,4\ MW \cdot 1\ \frac{ha}{MW} = 74,4\ ha = 744.000\ m^2$$

(7)

In questo caso, l'impianto eolico ha un utilizzo di suolo ben 7-10 volte inferiore al fotovoltaico per ottenere la stessa produzione elettrica di energia.

Quindi, la produzione di energia elettrica da eolico risulta più conveniente della produzione della stessa energia da fotovoltaico.

Per quanto riguarda la produzione di biogas da biomassa, secondo i dati di Terna, in Italia esistono 3.164 impianti per la produzione di biogas, con una potenza complessiva di 4.906 MW. La potenza oscilla tra valori inferiori a 12 kW a valori superiori di 10 MW. In media, la potenza installata è pari a 1,5 MW.

Ricerche bibliografiche specifiche hanno consentito di stimare, per un impianto di produzione di energia elettrica a biogas, una superficie occupata pari a circa 37.500 m² (2,5 ha/MW). Questo valore indica l'occupazione di suolo dell'impianto (vasche, motore, trincee, digestori), ma bisogna considerare che per il funzionamento dell'impianto servono circa 100 ha/MW di terreno adibiti alla coltivazione della biomassa vegetale dedicati ad alimentare l'impianto. Quindi, l'occupazione di suolo nella fase di funzionamento dell'impianto è di 102,5 ha/MW.

Se fosse possibile realizzare un impianto della potenza di 36 MW occorrerebbe una superficie agricola dedicata all'impianto di circa 3.690 ha.

Ipotizzando che l'impianto di biogas lavori in continuo, la potenza dell'impianto di biogas necessaria alla produzione della stessa energia dell'impianto eolico in esame è circa pari a circa 11 MW (96.768 MWh/8760 h), da cui si ottiene una superficie richiesta di 1.127,5 ha, che è ritenuto eccessivo rispetto all'area da destinare al parco eolico:

$$Potenza\ necessaria\ per\ avere\ la\ stessa\ produzione = \frac{96.768\ MWh}{8.760\ h} = 11\ MW$$

(8)

$$Superficie\ necessaria = 11\ MW \cdot 102,5\ \frac{ha}{MW} = 1.127,5\ ha = 11.275.000\ m^2$$

(9)

Per questi motivi, si è ritenuto che l'alternativa della generazione elettrica tramite biogas non rappresenti una strada percorribile.

Tipologia di impianto	MW	ha
Eolico	36	10,45 (montaggio)
Fotovoltaico	74,4	74,4
Biogas	11	1.127,5

Tabella 7: confronto tra impianti da fonte rinnovabile a parità di energia prodotta

Analizzando questi valori, la realizzazione del parco eolico in progetto presenta un notevole vantaggio dal punto di vista dell'occupazione del suolo rispetto alle fonti rinnovabili più sviluppate.

3.2 EMISSIONI

Per gli impianti eolici e fotovoltaici, a differenza del biogas, la fase di esercizio è caratterizzata da emissione atmosferiche nulle.

Il biogas è prodotto attraverso la digestione anaerobica o fermentazione di materiale organico biodegradabile. Questo processo avviene in condizioni controllate in digestori, dove possono essere utilizzati diversi tipi di materiali organici, quali concimi, colture energetiche e fanghi di depurazione. Il biogas è tipicamente costituito dal 60% di metano e dal 40% di CO₂, ma può contenere tracce di altri composti in funzione della matrice organica in ingresso al digestore.

Il biogas prodotto alimenta un cogeneratore costituito da un motore a combustione interna accoppiato ad un alternatore ed a uno scambiatore di calore per il recupero termico. Il principio su cui lavora un cogeneratore si basa sull'ossidazione del metano mediante combustione; ne consegue una trasformazione del metano prevalentemente in CO₂ e H₂O e inquinanti derivanti dall'incompleta combustione.

Tutti gli impianti sono dotati di sistemi di controllo delle emissioni nocive per la riduzione e il controllo delle emissioni in atmosfera derivate da motori a combustione interna e da caldaie. I valori limite delle emissioni sono regolamentati dal D. Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.

Di seguito, si riportano le emissioni di CO₂ equivalenti evitate dalle rinnovabili nel settore elettrico:

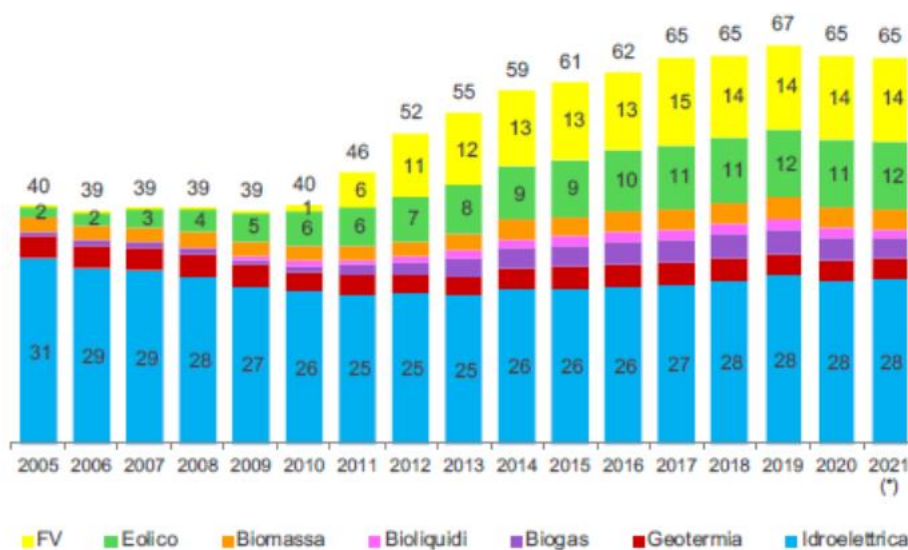


Figura 1: risparmio di gas serra per fonte rinnovabile

Secondo l'ISPRA, l'Istituto Superiore per la Produzione e la Ricerca Ambientale, nel report 2022 denominato: "Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei", dopo un periodo di rapida crescita dal 2005 al 2014 la produzione elettrica da fonti eolica e fotovoltaica mostra incrementi più modesti negli ultimi anni. Lo stesso andamento si osserva per la produzione da bioenergie che negli ultimi anni hanno una produzione stabile. La produzione elettrica da fonti rinnovabili è più che raddoppiata dal 2005 al 2020 ma dopo un picco di 120,7 TWh raggiunto nel 2014 si registra una significativa riduzione negli anni successivi, dovuta alla diminuzione dei tassi di crescita delle fonti eolica, fotovoltaica e delle bioenergie e soprattutto alla contrazione di energia idroelettrica che nel 2017 ha toccato uno dei valori più bassi della serie storica. La risorsa idrica nel 2020 costituisce il 40,7% della produzione elettrica da fonti rinnovabili al netto della produzione da pompaggi. Le prime stime della per il 2021 mostrano che la produzione totale da fonti rinnovabili resta sostanzialmente invariata rispetto al 2020. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico è una conseguenza delle politiche di riduzione delle emissioni di gas serra e degli obiettivi di incremento della quota di energia rinnovabile nei consumi finali. Tale incremento nel settore elettrico è stato possibile attraverso diverse misure quali incentivazione e priorità di dispacciamento dell'energia elettrica da fonti rinnovabili. La riduzione dei consumi che la crisi economica ha determinato dal 2007 ha portato, parallelamente al crescente investimento in nuova potenza rinnovabile, l'incremento della quota delle fonti rinnovabili. Per quanto riguarda le emissioni atmosferiche del settore elettrico si osserva una rapida diminuzione dei fattori di emissione di CO₂ per la generazione elettrica. I risultati possono essere sintetizzati come segue:

GRV WIND SARDEGNA 6 Srl 	RELAZIONE ANALISI COSTI BENEFICI		Cod. AS266-SI13-R
			Data Ottobre 2024

- Nel 2020 le emissioni nazionali, pari a 381,2 Mt CO₂eq, hanno subito una riduzione del 8,9% rispetto all'anno precedente in seguito al lockdown delle attività economiche per contenere la pandemia di SARS-CoV-2. Le emissioni nel 2020 si riducono del 26,7% e del 35,5% dal 1990 e 2005, rispettivamente;
- La produzione lorda nazionale di energia elettrica nel periodo 1990-2020 è passata da 216,6 TWh a 280,5 TWh (+29,5%). I consumi elettrici del 2020 sono stati 283,8 TWh (+29,7% rispetto al 1990). Dopo un periodo di costante crescita della produzione e dei consumi, dal 2007 si osserva un andamento caratterizzato da ampie oscillazioni con una tendenza al ribasso fino al 2014, dovuta agli effetti della crisi economica, e una ripresa negli ultimi anni fino al 2019. Nel 2020 è stata registrata la caduta della produzione e dei consumi elettrici, rispettivamente 0-4,5% e -6% rispetto al 2019, in seguito al lockdown delle attività economiche per contrastare la pandemia di SARS-CoV-2. Il saldo import/export rispetto ai consumi elettrici mostra un andamento oscillante intorno alla media del 15% e ampie oscillazioni negli ultimi anni con una tendenza alla diminuzione (11,3% nel 2020). I dati preliminari per il 2021 mostrano un netto incremento del saldo import/export da 32,2 TWh nel 2020 a 42,8 TWh nel 2021;
- Il fattore di emissione di CO₂ per la generazione di energia elettrica dai combustibili si riduce da un totale di 2,95 tCO₂/ktep a 2,33 tCO₂/ktep;
- Le emissioni di metano e protossido di azoto incidono da 0,4% a 0,8% sulle emissioni di gas serra totali provenienti dal settore elettrico per la produzione di elettricità e calore;
- Di particolare rilievo, anche ai fini della qualità dell'aria, è la riduzione del fattore di emissione degli ossidi di zolfo che nel 2020 diminuisce del 91,3% rispetto al 2005. L'emissione degli ossidi di zolfo è fondamentalmente dovuta ai combustibili solidi che negli ultimi anni sono utilizzati da impianti ad alta efficienza dotati di sistemi di abbattimento delle emissioni. I sistemi di abbattimento hanno contribuito inoltre alla significativa riduzione delle emissioni di ossidi di azoto e di materiale particolato, rispettivamente -46,3% e -86,5% rispetto ai valori registrati nel 2005. I relativi fattori di emissione fanno registrare analoghe riduzioni (-44,3% per ossidi di azoto e -86% per PM10 rispetto al 2005);
- L'analisi della decomposizione mostra il ruolo di ciascun fattore nella riduzione delle emissioni nel periodo 2005-2020. L'aumento della popolazione e l'intensità di carbonio (emissioni di GHG / consumo di combustibili fossili) sono i fattori che hanno contribuito alla crescita delle emissioni (+2,4% e +0,7% rispettivamente). I restanti fattori hanno determinato la riduzione delle emissioni. Tra questi l'intensità energetica finale (consumo di energia finale / PIL), le fonti rinnovabili (consumo

di energia fossile /consumo di energia primaria) e la contrazione del PIL pro-capite hanno avuto un ruolo prevalente (-11,6%, -12,6% e 10,5% rispettivamente). L'efficienza (consumo di energia finale / consumo interno lordo) ha contribuito al 3,9% della riduzione. Il contributo di tutti i fattori determina la riduzione delle emissioni di CO_{2eq} di origine energetica nel periodo 2005-2020, pari a -35,5%.

I fattori di emissione nel settore per la generazione e il consumo di energia elettrica sono indispensabili per la programmazione e il monitoraggio di iniziative volte alla riduzione delle emissioni di gas serra che coinvolgano il settore elettrico, in relazione alle strategie di sviluppo del settore a livello nazionale e alle misure di risparmio energetico che è possibile adottare anche a livello locale. Il potenziale di riduzione delle emissioni di gas serra può essere valutato solo attraverso la conoscenza dei fattori di emissione per la produzione di energia elettrica dalle diverse fonti energetiche e la quantificazione del contributo dei fattori determinanti la variazione delle emissioni atmosferiche. I fattori di emissione forniti nel presente studio consentono di effettuare una stima delle emissioni di CO₂ evitate in seguito al contributo di diverse componenti e l'analisi della decomposizione fornisce una quantificazione del relativo contributo. In termini pratici, la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di 449,1 g CO₂ con il mix di combustibili fossili del 2020.

3.3 COSTO DELL'ENERGIA

Di seguito si riportano i risultati del confronto del costo dell'energia generata dalle due tipologie di impianto alimentate dalle fonti rinnovabili possibili nell'area in oggetto, cioè eolico e fotovoltaico.

DATI E SPESE		
	eolico	fotovoltaico
Potenza [MW]	36	36
Ore equivalenti di funzionamento	2688	1.500
E.E. generata [MWh/anno]	96.768	54.000
Capex [k€/MW]	800	600
Opex [€/MW/anno]	30.000	15.000
Costo del terreno [k€]	500	2.976
Costo €/MWh/20anni	26,3	32,8

Tabella 8: confronto costi tra impianto eolico e fotovoltaico. Costo del terreno stimato per ettaro = 40 k€/ha, costo del terreno stimato per turbina = 100 k€/turbina

GRV WIND SARDEGNA 6 Srl 	RELAZIONE ANALISI COSTI BENEFICI		Cod. AS266-SI13-R
			Data Ottobre 2024

4 ANALISI FINANZIARIA

Da questa analisi è possibile, mediante cash flow (i flussi di cassa) dei costi-benefici, calcolare il Valore Attuale Netto (VAN) che calcola appunto il valore odierno di una serie di flussi di cassa generati in periodi futuri attraverso l'utilizzo di un tasso di sconto (o tasso di attualizzazione).

Il valore Attuale netto VAN è calcolato sulla base dei flussi di cassa attesi futuri scontato al tasso del 7,0% ipotizzando una vita utile di 25 anni.

I costi sono dati da tutti gli esborsi richiesti per la connessione alla rete, costruzione, gestione, manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto, studi ingegneria, dismissione impianto (Project CAPEX).

Informazioni generali e costi di progetto

General information		
Construction Start	[Date]	01-Jan-26
Construction Period	[Months]	18
Operation start	[Date]	01-Jul-27
Operation end	[Date]	30-Jun-52
Location	[Province]	Ittiri
Geographical Area	[Area]	Sardinia
Technical information		
Capacity - nominal	[MW]	36.0
P50 Production	[Hours]	2,688
Capex		
Development Fee	000 Eur/MWp	120.0
Project CAPEX	000 Eur/MWp	958.5
Land	000 Eur/MWp	2.1
EPCm - GR Value Scope	000 Eur/MWp	15.0
Total	000 Eur/MWp	1,095.6
Revenues		
Market pricing Q3 2023	[Case]	Poyry
CFD pricing	[Eur/MWh]	74.49
PPA start date	[Date]	01-Jul-28
Duration	[Years]	20
PPA end date	[Date]	30-Jun-48

I benefici sono legati alle tariffe incentivanti ed alla vendita dell'Energia Elettrica, nel caso in esame presumiamo un incentivo d'asta di 74.49 €/MWh per la durata di 20 anni, con 18 mesi iniziali di vendita di energia a prezzo di mercato.

Nella tabella che segue vengono riportati i parametri finanziari utilizzati nel presente studio. Si evidenzia che per il caso in studio il tasso di indebitamento risulta del 74%.

Parametri finanziari

Dati finanziari		
Inflazione	%	2.0%
Tasso di sconto	%	7.0%
Vita progetto	anni	25
Rapporto indebitamento	%	74%
Debito	k€	32,158.46
Capitale investito	k€	11,121.87
Durata del Debito	anni	20

Fattibilità Finanziaria

Parco Eolico Ittiri 36 MW		
TIR progetto	%	17.5%
TIR pre-tasse	%	13.9%
TIR senza debito	%	10.6%
Valore attuale netto	k€	28,212.97

5 RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI

L'energia eolica è una risorsa importante per l'economia europea. Ha resistito alla crisi del COVID-19 e quindi può svolgere un ruolo significativo in una ripresa economica verde. Ma l'utilizzo dell'energia eolica determina ulteriori vantaggi socioeconomici.

In Italia, secondo le stime dell'ANEV, qualora si installassero i 19.300 MW di impianti eolici previsti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, si contribuirebbe a incrementare l'occupazione con 67.200 posti di lavoro, distribuiti in buona percentuale nel Meridione. L'eolico in Italia crea ogni anno un flusso finanziario di circa 3,5 miliardi di euro fra investimenti diretti e indiretti e conta oggi oltre 27.000 addetti.

Il nostro Paese ha prodotto nel 2020 18,06 TWh da eolico che equivalgono al fabbisogno di circa 20 milioni di persone e ad un risparmio di circa 12 milioni di t di emissioni evitate di CO₂ e di 25 milioni di barili di petrolio.

Oltre ai benefici di carattere ambientale che scaturiscono dall'utilizzo di fonti rinnovabili esplicitabili in barili di petrolio risparmiati, tonnellate di anidride carbonica, anidride solforosa, polveri, e monossidi di azoto evitate si hanno anche benefici legati agli sbocchi occupazionali derivanti dalla realizzazione di campi eolici.

Nello specifico, in corso di realizzazione dei lavori si determineranno da un lato variazioni a breve termine sull'occupazione della popolazione residente, dall'altro un'influenza sulle prospettive a medio-lungo periodo degli addetti, grazie a diversi fattori:

- esperienze professionali generate;
- specializzazione di mano d'opera locale;
- qualificazione imprenditoriale spendibile in attività analoghe future, anche fuori zona, o in settori diversi.

GRV WIND SARDEGNA 6 Srl 	RELAZIONE ANALISI COSTI BENEFICI		Cod. AS266-SI13-R
			Data Ottobre 2024

I principali settori produttivi coinvolti riguardano:

- fornitura di materiali locali;
- noli di macchinari;
- prestazioni imprenditoriali specialistiche in subappalto,
- produzione di componenti e manufatti prefabbricati.

Si prevede inoltre una crescente domanda di servizi e di consumi generata dalla ricaduta occupazionale con potenziamento delle esistenti infrastrutture e sviluppo di nuove attrezzature nei settori:

- alloggi per maestranze e tecnici fuori sede e loro familiari;
- ristorazione;
- ricreazione;
- commercio al minimo di generi di prima necessità.

Tali benefici, non dovranno intendersi tutti legati al solo periodo di esecuzione dei lavori, né resteranno confinati nell'ambito del solo territorio comunale. Più nello specifico l'occupazione nel settore eolico è associata alle seguenti principali tipologie di attività:

❖ Sviluppo:

- scouting, anemometria, ingegneria di progetto, studi ed analisi ambientali, monitoraggi, carteggi progettuali, iter autorizzativo, ecc.
- consulenza specialistica (rilievi piano altimetrici, carotaggi, ecc.)
- consulenze specialistiche locali (agronomi, geologi, cartografi, ecc.)
- rogiti notarili (contratti, atti di servitù, cessioni, ecc.);

❖ Finanziamento:

- società di ingegneria, periti (due diligence tecnica)
- studi legali, periti (due diligence legale e amministrativa)
- consulenti assicurativi, periti (due diligence assicurativa)
- istituzioni bancarie per il finanziamento;

❖ Costruzione:

- Aerogeneratore (generatore eolico, moltiplicatore di giri, rotore - cioè pale e mozzo - torre, freni, sistemi elettronici, navicella).
- Automazione di controllo e gestione, sistema trasmissione dati, sistemi di controllo remoto
- Apparecchiature elettromeccaniche (cavi elettrici, connessione alla rete, quadri elettrici, trasformatori MT/AT, ecc.);

❖ Installazione:

- opere civili per strade di impianto, adeguamento viabilità, piazzole e fondazioni, sottostazioni elettriche e connessione con rete elettrica nazionale, scavi per cavidotti interrati, rilievi, livellamenti, ripristini ambientali, ecc. gestione/manutenzione:
- parco eolico (manutenzione strade, sgombero neve, cartellonistica, ecc.)
- aerogeneratori (ordinaria e straordinaria manutenzione)
- sottostazione elettrica (ordinaria e straordinaria manutenzione).

Lo studio pubblicato da ANEV (Associazione Nazionale Energia del Vento) sul potenziale realizzabile nel nostro Paese per quanto riguarda l'eolico, su terraferma e in mare, oltre a stimare il contributo in termini di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile affronta la questione anche in termini occupazionali. L'obiettivo di tale studio è stato quello di delineare le potenzialità del settore eolico al 2030 sia in termini di produzione che di ricadute occupazionali. L'applicazione della metodologia ANEV e UIL stima ad oggi circa 16.000 unità di lavoratori diretti nel settore eolico in Italia; lo stesso valore è stato ottenuto con un'altra metodologia elaborata da Deloitte per conto di Wind Europe, confermando l'accuratezza della stima. Entro il 2030, si prevede un numero complessivo di lavoratori pari a 67.200 unità in tutto il territorio nazionale, di cui un terzo di occupati diretti (22.562) e due terzi di occupati dell'indotto (44.638).

	SERVIZI E SVILUPPO	INDUSTRIA	GESTIONE E MANUTENZIONE	TOTALE	DIRETTI	INDIRETTI
PUGLIA	3.500	4.271	3.843	11.614	2.463	9.151
CAMPANIA	3.192	1.873	3.573	8.638	2.246	6.392
SICILIA	2.987	1.764	2.049	6.800	2.228	4.572
SARDEGNA	3.241	1.234	2.290	6.765	2.111	4.654
MARCHE	987	425	1.263	2.675	965	1.710
CALABRIA	2.125	740	1.721	4.586	1.495	3.091
UMBRIA	987	321	806	2.114	874	1.240
ABRUZZO	1.758	732	1.251	3.741	1.056	2.685
LAZIO	2.487	1.097	1.964	5.548	3.145	2.403
BASILICATA	1.784	874	1.697	4.355	2.658	1.697
MOLISE	1.274	496	1.396	3.166	1.248	1.918
TOSCANA	1.142	349	798	2.289	704	1.585
LIGURIA	500	174	387	1.061	352	709
EMILIA ROMAGNA	367	128	276	771	258	513
ALTRE	300	1.253	324	1.877	211	1.666
OFFSHORE	529	203	468	1.200	548	652
TOTALE	27.417	16.205	23.388	67.200	22.562	44.638

Tabella 9: previsioni occupazionali per il 2030

	AEROGENERATORI		POTENZIALE AL 2030		CRESCITA 2020	KW	
	MW	N°	MW	N° occupati	rispetto al 2019	per abitante	per Km ²
PUGLIA	2.572	1.608	2.900	11.614	2,14%	0,635	131,625
SICILIA	1.885	1.537	2.200	6.800	1,04%	0,353	72,952
CAMPANIA	1.710	1.136	2.200	8.638	0,21%	0,229	125,052
BASILICATA	1.207	671	1.500	4.355	-2,08%	1,730	119,815
CALABRIA	1.118	619	1.900	4.586	1,45%	0,505	73,459
SARDEGNA	1.079	717	2.100	6.765	0,00%	0,480	44,779
MOLISE	378	313	750	3.166	0,00%	1,171	84,714
ABRUZZO	298	294	850	3.741	4,45%	0,177	27,535
TOSCANA	144	88	500	2.289	0,00%	0,033	6,245
LAZIO	69	45	750	5.548	0,00%	0,010	4,004
LIGURIA	67	50	300	1.061	14,20%	0,032	12,481
EMILIA ROMAGNA	38	29	250	771	0,00%	0,004	1,710
PIEMONTE	19	9	250	1.145	0,0%	0,004	0,729
ALTRE	35	21	1.000	5.521	0,0%	0,001	0,580
OFFSHORE	0	0	950	1.200	0,0%	-	-
TOTALE	10.619	7.137	19.300	67.200	0,87%	0,210	30,670

In termini energetici, invece, emerge che al 2030 sono raggiungibili i seguenti obiettivi:

- Obiettivo elettrico 42,7 TWh;
- Obiettivo di potenza 19.300 MW
- Produzione per ogni abitante: 661 KWh;
- Occupazione del territorio in termini assoluti: 0.0008%;
- Previsione della produzione eolica rispetto al consumo interno lordo: 10%.

Dall'analisi di tali dati si desume il dato medio in Italia relativo al numero di addetti nel settore per ogni MW installato; quindi, per 19.300 MW installati e 67200 addetti totali si avranno 3.48 addetti/MW.

Quindi, per la Regione Sardegna, in base agli obiettivi previsti per il 2030, si deduce che il numero di addetti diretti ed indiretti nel settore eolico potrebbe arrivare a 6.765 per 2.100 MW da installare.

In particolare, per le sole attività dirette e tralasciando la componente indiretta di ricaduta sul territorio, considerando tutti i parchi sviluppati si stima la distribuzione occupazionale relativa all'impianto in progetto:

	Numero persone coinvolte	Mesi di lavoro
Sviluppo e ingegneria	20	48
Finanza	15	12
Costruzione	50	12
Istallazione	50	12
Gestione	15	240
Tot.	150	
Addetti/MW	4,17	

Tabella 10: addetti coinvolti per il parco eolico in progetto

Le imprese costruttrici e di gestione del parco eolico nonché la società incaricata alla manutenzione, verosimilmente, assumeranno maestranze locali per le attività di loro competenza all'interno del parco eolico, dopo aver attivato opportuni corsi di formazione volti alla creazione di nuove competenze specialistiche.

A tali addetti si aggiungono tutte le competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro sotto forma indiretta e che sono parte del sistema economico a monte e a valle della realizzazione dell'impianto eolico pari a circa il doppio rispetto a quello diretto.

6 PROVENTI ANNUI DERIVANTI DALLA VALORIZZAZIONE DELL'ENERGIA PRODOTTA DALL'IMPIANTO

Dal 15 dicembre è in vigore il decreto RED 2, che recepisce la direttiva Ue 2018/2011 sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili.

All'interno del corpo normativo sono definiti i nuovi incentivi per il quinquennio 2023-2027, allo scopo di favorire lo sviluppo delle energie a fonte rinnovabile al più basso costo possibile e nel modo più efficiente possibile, allo scopo di incrementare il peso delle rinnovabili nel sistema elettrico nazionale, di contenere il rincaro dei prezzi dell'energia e di abbattere le emissioni di gas serra.

Sulla base dell'attuale LCOE per gli impianti eolici onshore, ovvero 48,3 €/kWh, si stima un ricavo annuo necessario a coprire i costi sostenuti pari a 4.673.894,4 €.

Tuttavia, sulla base dell'analisi finanziaria, che prevede un incentivo d'asta di 74.49 €/MWh, si stima un ricavo annuo pari a 7.208.248,32 €.

7 CONCLUSIONI

Il presente documento ha analizzato ed illustrato l'effettivo vantaggio, dal punto di vista ambientale, sociale ed economico della tecnologia di produzione di energia da fonte rinnovabile eolica rispetto ai combustibili fossili e ad altre tipologie di fonti rinnovabili. In particolare, il parco eolico in progetto consente di generare

GRV WIND SARDEGNA 6 Srl 	RELAZIONE ANALISI COSTI BENEFICI		Cod. AS266-SI13-R
			Data Ottobre 2024

energia elettrica per 96.768 MWh/anno ed evitare emissioni di 43.000 t/anno di CO₂, che diventano oltre 850.000 t nell'arco dei 20 anni di vita dell'impianto rispetto ad un impianto alimentato a combustibili fossili.

Rispetto invece ad un impianto fotovoltaico di pari potenza, il parco eolico in progetto è in grado di generare il 56% di energia in più a fronte di un utilizzo di un'area inferiore di circa l'86%.

Analizzando, quindi, l'energia elettrica generata, la quantità di emissioni evitate, l'occupazione di suolo ed i costi di produzione, nonché le ricadute economiche-occupazionali, risulta che la produzione di energia elettrica da fonte eolica nel presente resoconto costi-benefici risulti conveniente rispetto alle fonti energetiche tradizionali e rispetto alle altre fonti rinnovabili maggiormente sviluppate.