

Sommario

| | |
|--|----|
| 1. INTRODUZIONE..... | 3 |
| 1.1. Cenni di programmazione del settore | 3 |
| 1.2. I dati sulle installazioni di energie rinnovabili (2018 e primo semestre 2019)..... | 9 |
| 1.3. I dati del sistema energetico nazionale (2018)..... | 10 |
| 1.4. Il contributo delle Energie Rinnovabili alla domanda di energia..... | 10 |
| 1.5. Dati statistici – Quadro Generale | 10 |
| 1.6. Quadro generale e Dati Statistici – La Sardegna | 14 |
| 2. L'ANALISI COSTI – BENEFICI: METODOLOGIA DI RIFERIMENTO..... | 16 |
| 3. IDENTIFICAZIONE E CONTESTUALIZZAZIONE DEL PROGETTO..... | 19 |
| 3.1. Contestualizzazione dell'intervento - Strategia energetica nazionale (SEN)..... | 19 |
| 3.2. Conversione dei valori finanziari a valori economici | 19 |
| 3.3. Identificazione e contestualizzazione del progetto..... | 20 |
| 3.3.1. Strategia Energetica Nazionale..... | 20 |
| 3.3.2. Obiettivi e Target..... | 20 |
| 4. IDENTIFICAZIONE DEL PROGETTO | 22 |
| 4.1. Aerogeneratore | 22 |
| 4.2. Opere civili..... | 23 |
| 4.3. Opere elettromeccaniche..... | 23 |
| 5. DESCRIZIONE DEI COSTI..... | 23 |
| 5.1. Costi di costruzione | 23 |
| 5.2. Costi Ambientali | 25 |
| 5.3. Impatto acustico..... | 25 |
| 5.4. Impatto visivo | 27 |
| 5.5. Vegetazione | 28 |
| 5.6. Avifauna..... | 29 |
| 5.7. Valore immissioni evitate di CO2 | 37 |
| 5.8. Costo di produzione energia..... | 37 |
| 5.9. Prezzo energia prodotta | 38 |
| 6. VALUTAZIONE COSTI BENEFICI | 39 |

| | | |
|------|--|----|
| 7. | RICADUTE ECONOMICHE SUL TERRITORIO | 39 |
| 7.1. | Scelta del sito..... | 39 |
| 7.2. | DM 2010 – Linee Guida e compensazioni ambientali | 40 |
| 8. | RICADUTE OCCUPAZIONALI FER | 45 |
| 8.1. | Ricadute occupazionali EOLICO | 48 |
| 9. | CONCLUSIONI | 52 |

1. INTRODUZIONE

Il progetto in esame si riferisce ad un generatore eolico onshore da realizzarsi sul territorio del comune di Sedini, località “Pedru Rui” nella provincia di Sassari ad opera della società EWT Italia Development s.r.l. con sede a Milano. L’aerogeneratore avrà una potenza nominale pari a 975 kW, avente le seguenti dimensioni: altezza al mozzo 84 metri, diametro del rotore di Ø61 metri, per un’altezza complessiva di circa 114,5 metri.

L’impianto sarà allacciato in antenna, alla rete di distribuzione tramite collegamento in derivazione a T su linea MT 15 kV esistente “S.M. Coghinas”

L’impianto sarà allacciato alla rete di distribuzione tramite la realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in entra-esce su linea esistente MT 15 kV esistente.

Nella presente analisi vengono valutati, oltre agli aspetti prettamente finanziari, anche i costi e benefici che il progetto proposto determina sulle componenti ambientali e socio-economiche del territorio.

Un valido metodo per la redazione dell’analisi costi benefici è quello pubblicato dalla Commissione Europea, direzione generale della Politica regionale e urbana intitolato “guida all’analisi costi-benefici dei progetti d’investimento – Strumento di valutazione economica per la politica di coesione 2014-2020” pubblicato nel 2014 di cui si riporta una descrizione riassuntiva.

1.1. Cenni di programmazione del settore

Sulla scorta degli studi climatici degli ultimi anni, particolarmente dei dati pubblicati nel 2020 sull’aumento globale della temperatura e sui suoi effetti disastrosi per l’ambiente e per l’uomo, le differenti conferenze mondiali ed europee sul clima hanno ribadito che sta diventando via via più cogente rideterminare le scelte relative alla crescita industriale e umana.

Il rispetto dell’ambiente, mera occasionalità durante gli anni ’80 e ’90, è divenuto sempre più il fulcro attorno al quale stanno ruotando le politiche energetiche e ambientali del mondo. Coniugare sostenibilità e crescita è dunque diventato l’obiettivo strategico verso cui indirizzare le politiche industriali, sociali ed ambientali. A fronte degli incentivi per promuovere lo sviluppo sostenibile, esperienza avveratasi anche in Italia tra il 2007 ed il 2013, oggi, grazie al calo evidente delle componenti di impianto, ripensare il fotovoltaico o l’eolico in chiave futuristica e futuribile è possibile.

Così, senza inventare soluzioni che abbiano un impatto economico-finanziario sulla vita di tutti i contribuenti, la possibilità di realizzare impianti di produzione di energia (da fonte solare nello specifico) in market-parity è diventata una soluzione possibile e attuabile.

La continua riduzione del costo degli impianti e il livello di efficienza e sicurezza raggiunto da sistemi integrati di rinnovabili, accumulo, auto elettriche, reti locali rappresenta la vera alternativa al modello delle fossili. Inoltre, le buone pratiche di corretto inserimento degli impianti, confermano che è possibile realizzare

impianti ben integrati nell'ambiente e nel paesaggio. Non a caso, il tema delle autorizzazioni e del consenso locale rimane un buco nero delle procedure italiane, da affrontare quanto prima sia per i nuovi impianti sul territorio italiano che per l'eolico off-shore, ma anche per il revamping degli impianti esistenti. Le differenti attuazioni delle Linee guida per il corretto inserimento degli impianti nel paesaggio datate 2010, cozzano oggi con la necessità di sostituire i combustibili fossili con sistemi, appunto, rinnovabili; per cui, le aree un tempo salvaguardate sulla scorta di approssimative e fuorvianti indagini cognitive, andrebbero oggi ripensate alla luce del miglioramento ambientale e sociale che solo l'inserimento di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile può garantire tanto a livello di riassetto idrogeologico quanto sotto il profilo occupazionale. In questo senso male si innestano le interpretazioni, del tutto arbitrarie e finanche prive di fondamento, che vorrebbero forzosamente applicare i dettami della SEN (Strategia Energetica Nazionale 2017), ad esempio relativamente al consumo di suolo, che è la parte che più propriamente riguarda, per sua stessa natura, il fotovoltaico.

A titolo esemplificativo, ma non esaustivo, cerchiamo di considerare, al di là degli abituali schemi politico-propagandistici, i punti di contrasto tra quanto viene dichiarato nella SEN e quanto agli atti con il Piano Nazionale per l'Energia e il Clima del 2018 e i vari recepimenti delle direttive comunitarie in tema di energia e clima (non ultima la risoluzione UE 2018/2001). La SEN nel paragrafo "Fonti rinnovabili, consumo di suolo e tutela del paesaggio" dice testualmente che:

Sulla base della legislazione attuale, gli impianti FER possono essere ubicati anche in zone classificate agricole, salvaguardando comunque le tradizioni agroalimentari locali, biodiversità, patrimonio culturale e paesaggio rurale. Dato il rilievo delle FER per il raggiungimento degli obiettivi al 2030, e considerato che, in prospettiva, queste tecnologie hanno il potenziale per una ancora più ampia diffusione, occorre individuare modalità di installazione coerenti con i parimenti rilevanti obiettivi di riduzione del consumo di suolo.

A questo obiettivo anche il Parlamento sta ponendo attenzione, con un disegno di legge che mira al contenimento del consumo del suolo (inteso come superficie agricola, naturale e semi naturale, soggetta a interventi di impermeabilizzazione). Il DDL prevede, tra l'altro, che sia definita la riduzione progressiva e vincolante del consumo di suolo e che, nell'ambito delle procedure ambientali, siano valutate alternative di localizzazione che non determinino consumo di suolo. Per altro verso, molte Regioni hanno in corso attività di censimento di terreni incolti e abbandonati, con l'obiettivo, tuttavia, di rilanciarne prioritariamente la valorizzazione agricola. E' generalizzato, comunque, in via generale, un divieto di installazione delle FER in ambito agricolo. Si intende in ogni caso avviare un dialogo con le Regioni per individuare strategie per l'utilizzo oculato del territorio, anche a fini energetici, facendo ricorso ai migliori strumenti di classificazione del territorio stesso (es. land capability classification). Potranno essere così circoscritti e regolati i casi in cui si potrà consentire l'utilizzo di terreni agricoli improduttivi a causa delle caratteristiche specifiche del suolo, ovvero individuare modalità che consentano la realizzazione degli impianti senza precludere l'uso agricolo dei terreni (ad es.: impianti rialzati da terra).

Fermo restando che oggi non si parla più di incentivi pubblici, almeno per le tipologie di impianti che superano i limiti di potenza per le iscrizioni a registro o ad asta (Decreto FER), i concetti espressi nella SEN risultano in forte contrapposizione con le nuove strategie europee di decarbonizzazione.

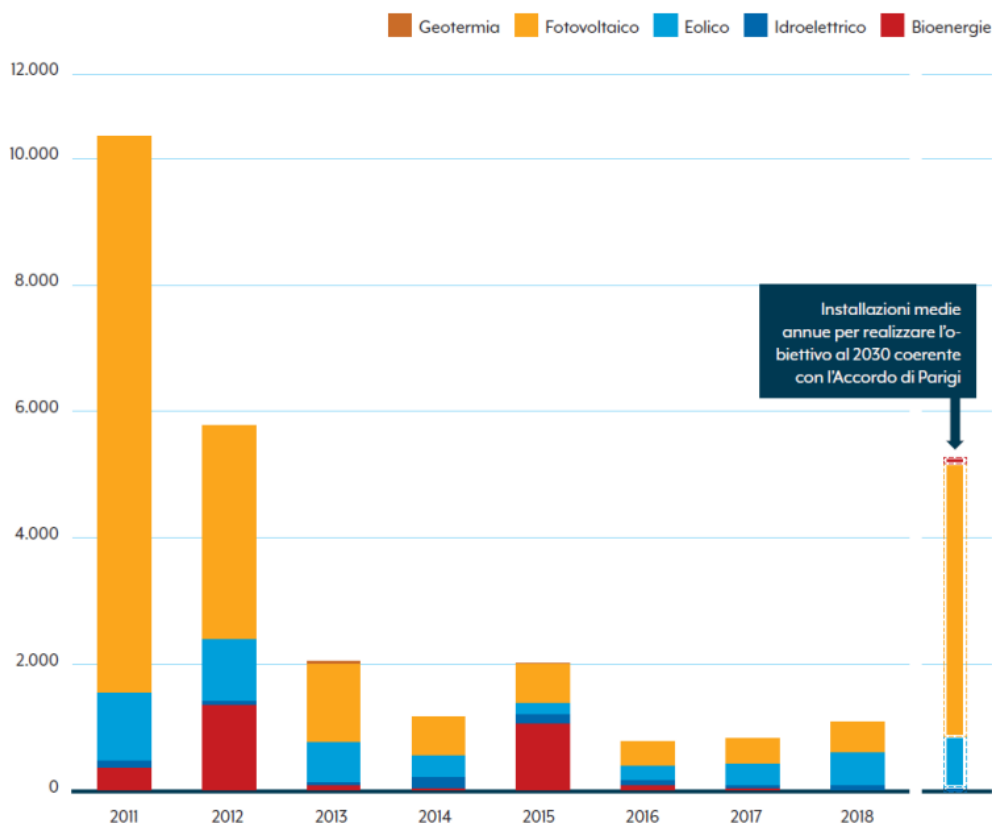
In primo luogo, le liste dei terreni improduttivi e/o delle aree industriali o da bonificare dismesse non risultano ancora completate a livello istituzionale; in secondo luogo pensare di sopperire alla domanda di energia con l'installazione di impianti solari su tetto è pura utopia, calcolando anche le situazioni di disastro finanziario a cui sono soggette gran parte delle imprese italiane; in terzo luogo prevedere l'uso combinato di impianti di produzione e agricoltura (elevazione dal suolo) comporta, di per sé, oneri di impianto aggiuntivi che, in market-parity, sarebbero difficilmente sostenibili da qualsiasi investitore.

Tuttavia, il punto non è questo. Se è infatti un dato di fatto che l'installazione di impianti di produzione FER comporta un uso medio di suolo agricolo pari a ca. 2 ha. per MW installato, rileviamo che in Italia, ogni anno, per ragioni connesse piuttosto all'edilizia speculativa che al reale fabbisogno abitativo o infrastrutturale, si perdono circa 52 Km² di suolo (fonte ISPRA). Tuttavia, se prendiamo in considerazione il dato aggiornato al 2020 dell'intera capacità installata in Italia, pari a poco più di 20 GW, rivelatosi inferiore all'obiettivo di 23 GW al 2016 che il quarto Conto Energia aveva prefigurato, e ammettiamo, solo ai fini di un calcolo teorico, che tale potenza FV fosse stata installata solo ed esclusivamente a terra e solo su superfici agricole (dato non vero, visto che l'81% degli impianti è stato realizzato per autoconsumo su tetto) l'occupazione teorica di terreni agricoli sarebbe grosso modo inferiore a 0,05 milioni di ettari, ovvero pari a meno dello 0,4% del totale della superficie agricola utile (SAU) del nostro paese.

Per tornare al punto, dunque, sebbene la riduzione del consumo e della impermeabilizzazione del suolo siano una priorità, sarà difficile perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, che prevedono quasi di triplicare le installazioni FER, senza incidere in qualche modo sul suolo del paese. Tuttavia, una buona parte del suolo che nei prossimi anni potrebbe essere dedicato al fotovoltaico non dovrà necessariamente provocare uno stravolgimento dell'agricoltura o un degrado irreversibile del territorio. La pratica sarà dunque quella non solo di coniugare produzione di energia e rispetto del territorio, ma anche di considerare le installazioni come parte integrante del paesaggio ed anche come sistemi, semmai, in grado di mitigare i dissesti.

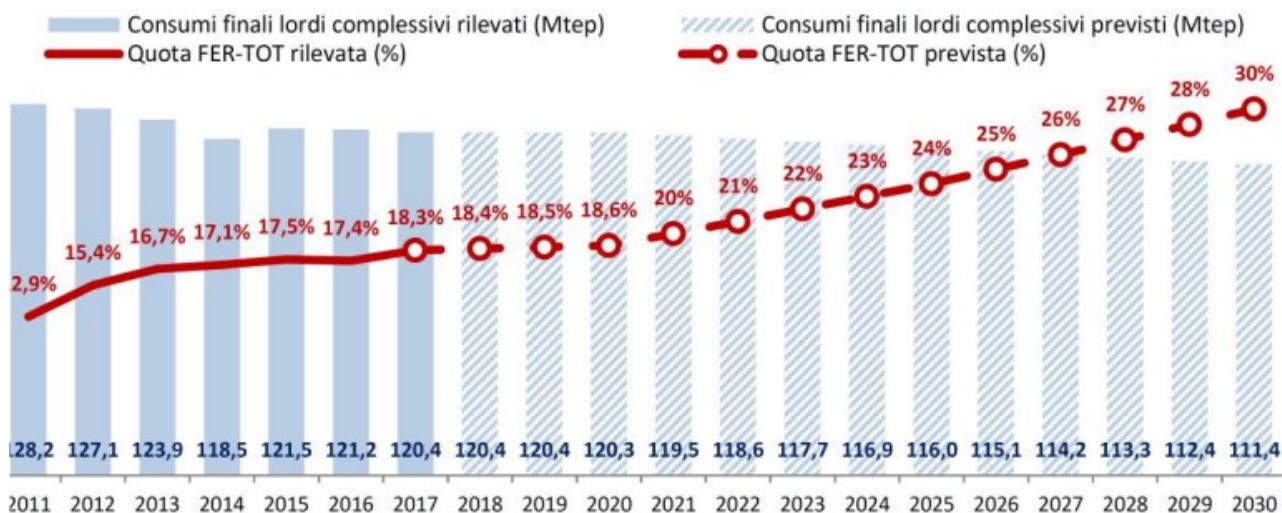
Resta il fatto, come dimostra il grafico che segue, che le installazioni di fonti rinnovabili in Italia crescono troppo lentamente. Se si considera la media delle installazioni negli ultimi cinque anni, davvero gli obiettivi al 2030 prima della SEN e poi del PNIEC appaiono del tutto irraggiungibili. Occorre inoltre considerare che i target italiani andranno sicuramente aumentati per renderli coerenti con gli impegni fissati con l'Accordo di Parigi e adeguare politiche e decisioni appare quanto mai urgente e indispensabile anche a seguito degli allarmi lanciati dall'IPCC sul clima.

L'obiettivo infatti è evitare l'innalzamento delle temperature medie di 1,5°C raggiungendo entro il 2040 il traguardo di un sistema economico e produzioni a emissioni nette zero



Rapporto Comuni Rinnovabili 2019 – Legambiente

Valga ora la pena, anche a sostegno di quanto sostenuto sopra, entrare nel merito delle nuove politiche comunitarie e nazionali, ponendo la nostra attenzione sul Piano Nazionale per il Clima e l'Energia che, oltre ad evidenziare lo stato di fatto, si pone l'obiettivo di stabilire in quali settori della produzione di energia da fonti rinnovabili siano presenti i presupposti per rispettare gli obiettivi comunitari di produzione energetica legata alla salvaguardia dell'ambiente, con l'obiettivo preciso di ridurre l'innalzamento della temperatura globale.



Secondo gli obiettivi del Piano, il parco di generazione elettrica subirà un'importante trasformazione grazie all'obiettivo di phase-out della generazione da carbone già a partire dal 2025, nonché grazie alla promozione delle fonti energetiche rinnovabili.

Un contributo significativo delle rinnovabili deriverà proprio dal settore elettrico, che al 2030 raggiungerà i 16 Mtep di generazione da FER, pari a 187 TWh, soprattutto grazie alle tecnologie più diffuse e notoriamente più affidabili quali eolico e fotovoltaico. L'implementazione e i nuovi impianti sfruttando queste tecnologie permetteranno al settore di coprire il 55,4% dei consumi finali elettrici lordi, contro il 34,1% del 2017. In questo contesto generale, il fotovoltaico sarà la principale forza trainante. Tra impianti utility-scale e installazioni in generazione distribuita, il solare rappresenterà da solo circa il 60 per cento dell'aumento previsto fra il 2019 e il 2024. Secondo gli analisti, in questo segmento, saranno le installazioni commerciali e industriali piuttosto che quelle residenziali, a guidare la crescita, rappresentando i tre quarti dei nuovi impianti nei prossimi cinque anni. Questo perché le economie di scala combinate con un migliore allineamento della domanda di energia fotovoltaica e di quella elettrica consentiranno un maggiore autoconsumo e maggiori risparmi sulle bollette proprio nei settori commerciale e industriale.

Se è vero che per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030 sarà necessario non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente (revamping, ad esempio), è altrettanto vero che per raggiungere gli obiettivi mondiali, europei e nazionali, sarà necessario realizzare nuovi impianti di produzione, come testimonia la tabella che segue, contenuta nel Piano Nazionale per l'Energia e il Clima:

| | Obiettivi 2020 | | Obiettivi 2030 | |
|--|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| | UE | ITALIA | UE | ITALIA (Proposta PNIEC) |
| Energie Rinnovabili | | | | |
| Energie da FER nei Consumi Finali Lordi | 20% | 17% | 32% | 30% |
| Energie da FER nei Consumi Finali Lordi nei trasporti | 10% | 10% | 14% | 21.6% |
| Energie da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento | | | 14% | 21.6% |
| Efficienza Energetica | | | | |
| Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 | -20% | -24% | -32.5% | -43% |
| Riduzione dei consumi finali tramite regimi obbligatori | -1.5% annuo (senza trasp.) | -1.5% annuo (senza trasp.) | -0.8% annuo (con trasporti) | -0.8% annuo (con trasporti) |
| Emissioni Gas Serra | | | | |
| Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS | -21% | | -43% | No imposto obiettivo nazionale |
| Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS | -10% | -13% | -30% | -33% |
| Riduzione complessiva dei GAS a Effetto serra rispetto ai livelli del 1990 | -20% | | -40% | No imposto obiettivo nazionale |

In sintesi, per fornire una solida base analitica al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima sono stati realizzati uno scenario base che descrive una evoluzione del sistema energetico con le politiche e le misure correnti e uno scenario PNIEC che quantifica gli obiettivi strategici del Piano.

La visione dichiarata del PNIEC è quella della transizione energetica verso la decarbonizzazione, puntando sulle energie rinnovabili, e verso l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali, mediante l'economia circolare. Per questo il Piano intende:

- accelerare il percorso verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050;
- promuovere l'autoconsumo e le comunità dell'energia rinnovabile;
- trasformare il sistema energetico ed elettrico da centralizzato a distribuito, basato sulle fonti rinnovabili;
- continuare a garantire adeguati approvvigionamenti delle fonti convenzionali;
- promuovere l'efficienza energetica;
- promuovere l'elettificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti, per migliorare la qualità dell'aria e dell'ambiente;
- promuovere le attività di ricerca e innovazione, comprese quelle per l'accumulo dell'energia rinnovabile;
- ridurre gli impatti negativi della transizione energetica sul consumo di suolo e sull'integrità del paesaggio.

Si prevede che saranno infine adottate politiche e misure orizzontali intersettoriali quali:

- una attenta governance del Piano coinvolgendo diversi ministeri, le Regioni, i Comuni, l'Autorità di regolazione, il mondo della ricerca, delle associazioni delle imprese e dei lavoratori;
- la semplificazione dei procedimenti per la realizzazione degli interventi nei tempi previsti unitamente alla stabilità del quadro normativo e regolatorio;
- l'aggiornamento e, se necessario, la riforma dei diversi organismi pubblici operanti sui temi energetici e ambientali, per renderli funzionali agli obiettivi di decarbonizzazione profonda per il 2050;
- la promozione delle attività di ricerca;
- la revisione della fiscalità energetica, diversificata sulla base delle emissioni climalteranti e inquinanti (ad esempio, in ipotesi, la carbon tax).

Nel contesto delineato dal PNIEC, pare di capire che il fotovoltaico potrà essere una delle principali forze trainanti. Tra impianti in utility-scale e installazioni in generazione distribuita, il solare rappresenterà da solo circa il 60 per cento dell'aumento previsto fra il 2019 e il 2024, fino ad arrivare a regime al 2030. Secondo gli analisti, in questo segmento, saranno le installazioni industriali, piuttosto che quelle residenziali, a guidare la crescita, rappresentando i tre quarti dei nuovi impianti nei prossimi cinque anni. Questo perché le economie di scala, combinate con un migliore allineamento della domanda di energia fotovoltaica e di quella

elettrica, consentiranno un maggiore autoconsumo e maggiori risparmi sulle bollette proprio nei settori commerciale e industriale. Sarà compito degli operatori e delle istituzioni garantirne un capillare sviluppo.

1.2. I dati sulle installazioni di energie rinnovabili (2018 e primo semestre 2019)

Nei primi otto mesi del 2021 il trend di crescita delle principali FER elettriche ha presentato un segno negativo: -17% di nuove installazioni rispetto allo stesso periodo del 2020. La causa di questo significativo calo delle installazioni è rappresentata essenzialmente dal comparto eolico. Se si parla di energia dal vento, infatti, la realizzazione di unità produttive è calata del 96%, fermando la quota di potenza installata a 137 MW (- 52% sul dato dell'anno 2017).

Tale dato fa rilevare che, di fatto, l'energia dal vento vive una situazione di saturazione piuttosto geografica che qualitativa o tecnologica: le aree nazionali a grande producibilità sono sostanzialmente sature; troppe installazioni localizzate nelle stesse aree con conseguenti significativi impatti ambientali. Nonostante quanto detto, vale la pena evidenziare che le operazioni di revamping e repowering in atto stanno leggermente invertendo il trend, se non altro in termini di produzione annua lorda (cfr. Rapporto mensile su Sistema Elettrico, Marzo 2019, Terna S.p.A.).

Diverso è invece il discorso che riguarda il fotovoltaico. Nonostante la sensibile crescita del settore seguita al meccanismo di incentivazione del Conto Energia (2007-2012) e nonostante il calo fisiologico delle installazioni dopo la fine delle incentivazioni, la tecnologia fotovoltaica rappresenta, in Italia, una delle possibilità più coerenti con il territorio per addivenire agli obiettivi di decarbonizzazione.

Lo dimostrano, a scanso di equivoci, le tabelle che seguono, dove si potrà facilmente notare che l'utilizzo della tecnologia solare fotovoltaica, secondo le stime del MiSe, tenderà a triplicare.

Non a caso, già nel primo semestre del 2019 (dati Osservatorio FER realizzati da ANIE Rinnovabili) per il Fotovoltaico si è registrata una ripresa del trend positivo delle installazioni, che, nel mese di giugno 2019, con un incremento di 44.3 MW raggiunge complessivamente 231 MW con un +21% delle installazioni rispetto all'anno precedente. Le regioni che hanno registrato il maggior incremento, in termini di potenza, sono Basilicata, Marche, Sardegna, Trentino-Alto Adige e Valle d'Aosta, mentre quelle con il maggior decremento sono Molise, Puglia e Umbria. Tutte le regioni hanno registrato un incremento in termini di unità di produzione e tra quelle con incremento maggiore si segnalano Basilicata, Calabria, Piemonte e Marche.

A fronte di quanto sinteticamente descritto ne consegue che, per arrivare agli obiettivi ambiziosi nazionali e comunitari, nonostante il ruolo significativo che avrà l'implementazione della generazione distribuita sarà necessario snellire le pratiche autorizzative (sostenibilità è anche meno burocrazia) e favorire l'installazione di impianti di produzione.

1.3. I dati del sistema energetico nazionale (2018)

Il Ministero dello Sviluppo Economico spiega che il sistema energetico italiano registra un aumento della domanda di energia (+1,6% rispetto al 2017), pur rimanendo ancora inferiore ai valori precrisi e nonostante le variazioni metodologiche intervenute nella rilevazione dei consumi petroliferi, al netto delle quali si registrerebbe una sostanziale stabilità.

La domanda di energia primaria è cresciuta più del PIL, ed è stata soddisfatta da gas naturale e petrolio (complessivamente quasi il 70% del totale), dalle fonti rinnovabili (oltre un quinto del totale) e, in modo residuale, dall'energia elettrica importata e dai combustibili solidi.

1.4. Il contributo delle Energie Rinnovabili alla domanda di energia

Le rinnovabili soddisfano per oltre un quinto la domanda di energia e si confermano come risorsa strategica anche in termini economici ed occupazionali per lo sviluppo sostenibile del Paese. Aumenta la domanda per gli usi civili, che rimangono il primo settore di consumo finale, seguito dai trasporti. Rimane debole la domanda dell'industria, sebbene l'evoluzione del meccanismo delle PPA (Power Purchase Agreement) potrà senza dubbio essere una nuova leva di risparmio anche per le grandi industrie.

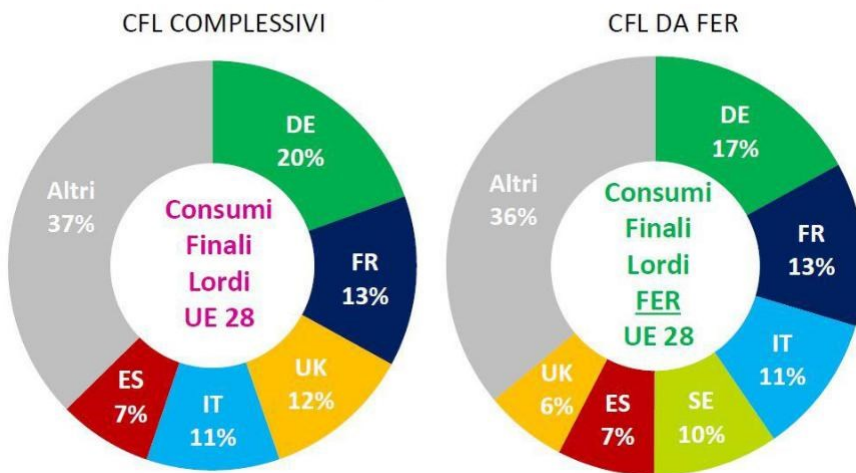
Le FER si confermano come una risorsa strategica. Nel 2018 hanno soddisfatto oltre il 18% dei consumi finali lordi di energia, ben oltre l'obiettivo previsto dal target europeo al 2020. Con riferimento al solo settore elettrico, l'incidenza delle FER, calcolate applicando i criteri di calcolo della direttiva 2009/28/CE sul consumo interno lordo di energia elettrica al netto dei pompaggi, è stimata pari al 34,5%, oltre 3 punti percentuali in più rispetto al 2017 e il secondo valore più elevato degli ultimi sei anni dopo il 2014 (quando la quota di FER era stata pari al 37,5%). In particolare, il risultato è connesso al recupero della generazione idroelettrica, per effetto delle migliori condizioni di piovosità. Si stima che nel 2018 alle attività legate alla realizzazione e gestione di nuovi impianti alimentati da FER siano corrisposte circa 58.000 unità di lavoro permanenti e poco meno di 38.000 temporanee.

1.5. Dati statistici – Quadro Generale

L'analisi dei dati statistici aiuta a definire la cornice entro cui inserire lo sviluppo di nuovi impianti anche di grande taglia. I dati, infatti, indicano con precisione quali sono le azioni da adottare tanto per rispettare gli obiettivi comunitari, quanto per sopperire in modo compatibile e sostenibile alle esigenze di crescita del paese e delle singole Regioni.

L'Italia si posiziona al 3° posto, tra i Paesi EU28, in termini di consumi di energia da FER e al 4° posto in termini di consumi energetici complessivi.

Peso percentuale dei singoli Paesi UE sul totale dell'UE 28



Fonte GSE

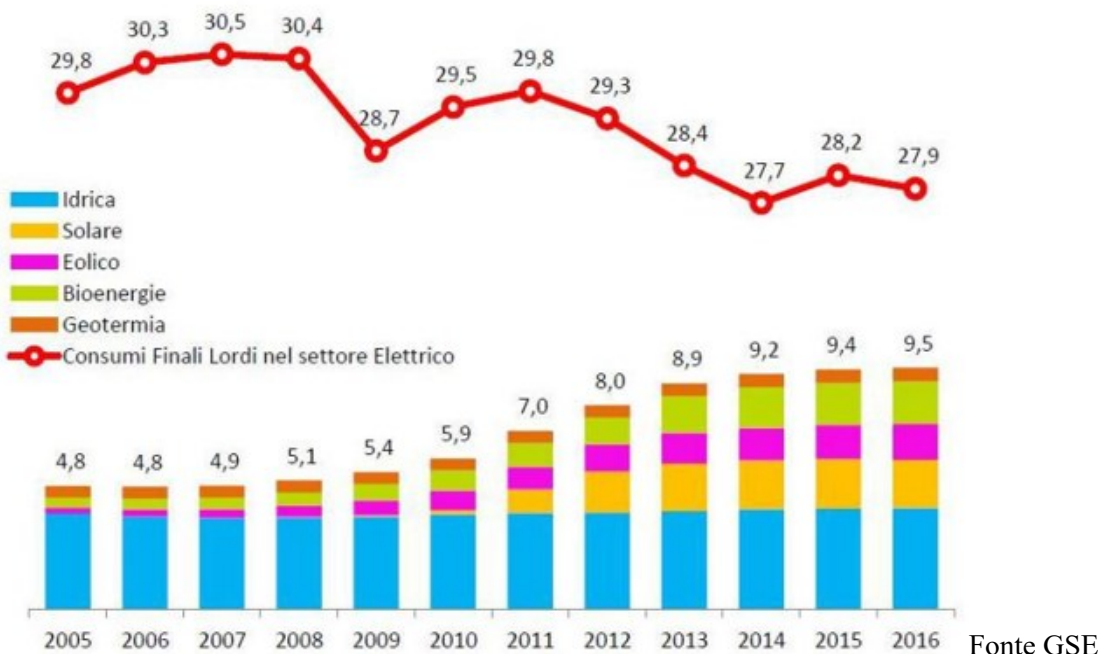
Nel 2016, per il terzo anno consecutivo, l'Italia ha superato la soglia del 17% dei consumi soddisfatti mediante l'utilizzo delle rinnovabili, obiettivo assegnatoci dalla Direttiva 2009/28/CE per l'anno 2020. Inoltre, le stime preliminari sul 2017 indicavano un dato tra il 17,6 e il 17,7%, lievemente superiore al 17,4% del 2016.



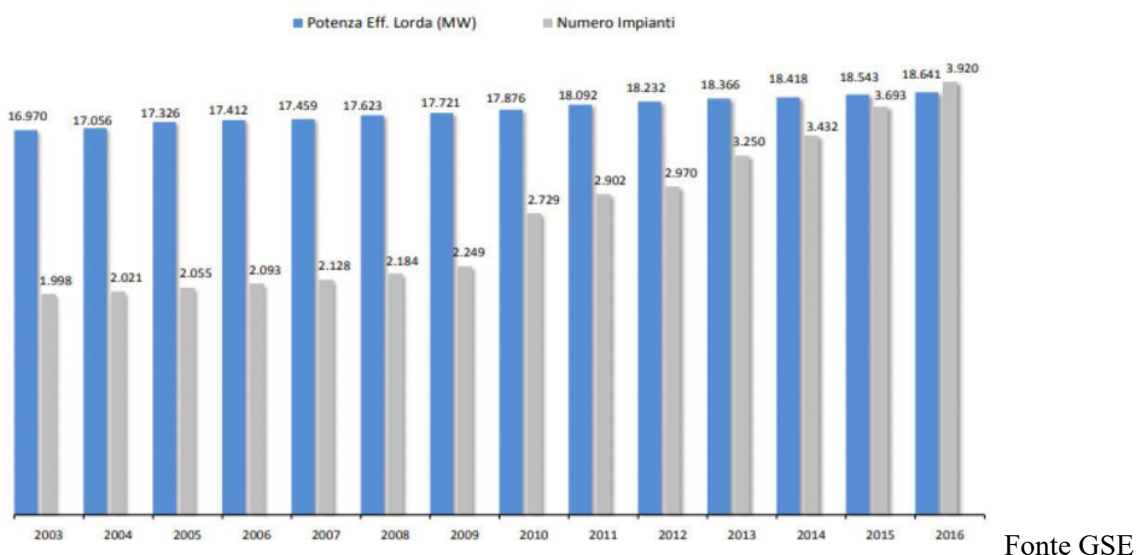
Fonte GSE

Dal 2005 al 2016 l'energia elettrica da FER è praticamente raddoppiata, passando dai 4,8 Mtep del 2005 ai 9,5 Mtep del 2016. Allo stesso tempo il mix rinnovabile del Paese si è decisamente diversificato, integrando alla storica produzione idroelettrica e geotermica, gli ormai rilevanti contributi di energia solare ed eolica.

Andamento FER per fonte e CFL – 2005-2016 (Mtep)

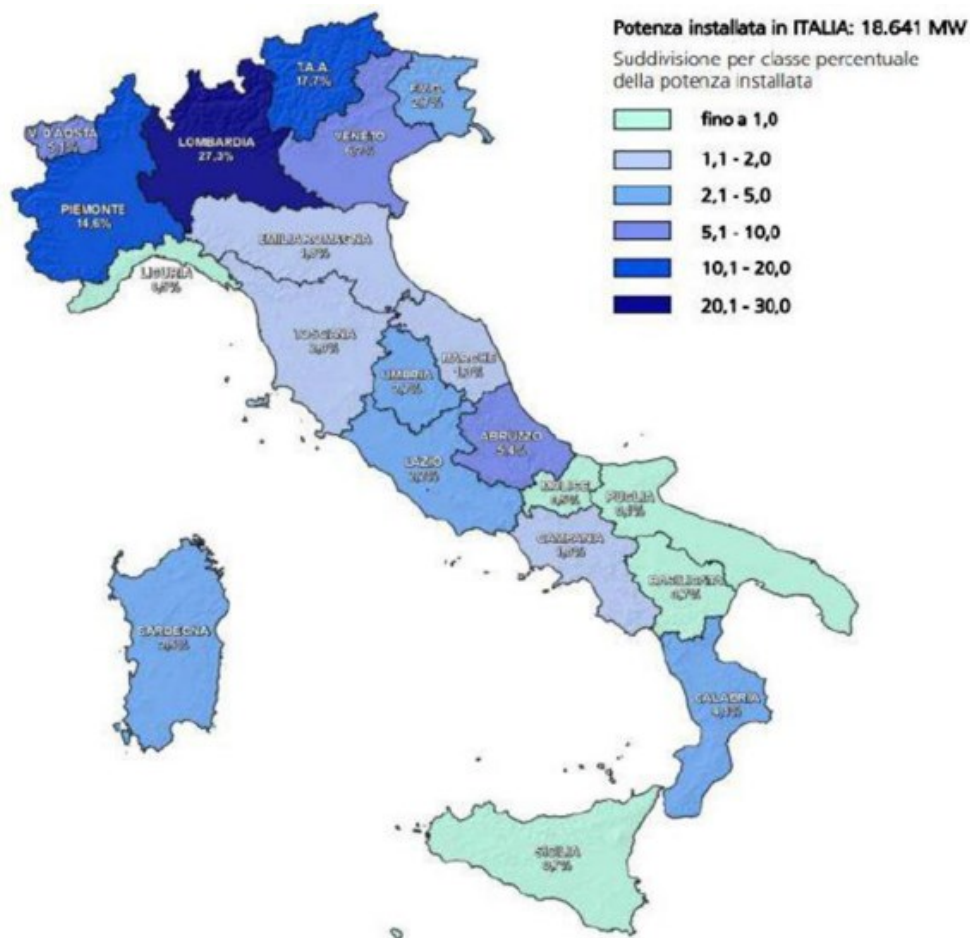


Il periodo compreso tra il 2003 e il 2016 è stato caratterizzato principalmente dall'installazione di impianti di piccole dimensioni; la potenza installata in Italia è cresciuta secondo un tasso medio annuo dello 0,7%. Naturale conseguenza di questo fenomeno è la progressiva contrazione della taglia media degli impianti, passata da 8,5 MW del 2002 a 4,8 MW nel 2016.



Le regioni settentrionali concentrano il 75,9% della potenza installata sul territorio nazionale; la sola Lombardia rappresenta il 27,3%, seguita dal Trentino-Alto Adige con il 17,7% e dal Piemonte con il 14,6%.

Tra le regioni centrali, l'Umbria detiene la più elevata concentrazione di potenza, pari al 2,7%, seguita dal Lazio con il 2,2%. Nel Sud si distinguono invece Abruzzo (5,4%) e Calabria (4,1%).



Fonte GSE

Se mettiamo a confronto i dati appena mostrati con le ultime analisi disponibili (2018/2019) si vedrà che, come abbiamo accennato più sopra, per il fotovoltaico si è avuto un incremento di potenza installata significativo, dettato dalla nuova sensibilità ambientalista degli utenti, ma anche come risultato positivo dell'applicazione di alcune forme di sostegno (ad esempio con l'introduzione del c.d. super-ammortamento). A tal proposito il Rapporto Mensile pubblicato nel mese di Marzo 2019 da Terna S.p.A. chiarisce il quadro dello stato di fatto alla data odierna, attestando, rispetto agli anni precedenti, un ulteriore incremento al 18,3% della produzione da fonte rinnovabile: dato rilevante, ma che testimonia come la generazione distribuita non possa sopperire del tutto al fabbisogno di energia.

Valga la pena esaminare la tabella che segue, dove si noterà la discrasia tra piccoli e grandi impianti, sebbene, in parte legittimata da un impulso alla realizzazione generato dalla previsione di uscita del nuovo decreto FER (oggi in vigore). Tutto ciò spinge a credere che c'è, tutto sommato, l'urgenza di realizzare gradi impianti di produzione, nel rispetto delle caratteristiche socio-economiche e ambientali, peculiari di ogni territorio regionale.

| REGIONE | POTENZA < 12kW | | 12kW ≤ P < 20kW | | 20kW ≤ P < 200kW | | 200kW ≤ P < 1MW | | 1MW ≤ P < 10MW | | P ≥ 10MW | | TOTALE | |
|----------------|----------------|-------|-----------------|-------|------------------|-------|-----------------|-------|----------------|------|----------|-----|---------|--------|
| | NUMERO | MW | NUMERO | MW | NUMERO | MW | NUMERO | MW | NUMERO | MW | NUMERO | MW | NUMERO | MW |
| PIEMONTE | 45.972 | 202 | 5.182 | 91 | 5.080 | 388 | 1.821 | 620 | 117 | 312 | | | 57.372 | 1.613 |
| VALLE D'AOSTA | 1.957 | 9 | 259 | 4 | 135 | 9 | 2 | 1 | | | | | 2.353 | 24 |
| LOMBARDIA | 105.619 | 443 | 8.149 | 142 | 9.998 | 758 | 1.371 | 783 | 86 | 179 | | | 125.223 | 2.303 |
| TRENTINO ALTO | 18.635 | 79 | 3.447 | 60 | 2.634 | 179 | 203 | 96 | 10 | 14 | | | 24.929 | 428 |
| VENETO | 99.473 | 430 | 6.939 | 121 | 6.818 | 521 | 950 | 555 | 68 | 154 | 3 | 131 | 114.251 | 1.913 |
| FRIULI VENEZIA | 29.103 | 130 | 2.387 | 42 | 1.938 | 149 | 177 | 111 | 30 | 93 | | | 33.635 | 525 |
| LIGURIA | 7.694 | 32 | 569 | 10 | 462 | 31 | 52 | 29 | 3 | 5 | | | 8.780 | 107 |
| EMILIA ROMAGNA | 70.457 | 288 | 6.374 | 110 | 7.036 | 530 | 1.170 | 736 | 96 | 225 | 6 | 145 | 85.139 | 2.034 |
| TOSCANA | 36.191 | 153 | 3.468 | 60 | 3.104 | 230 | 431 | 255 | 49 | 104 | 1 | 11 | 43.244 | 813 |
| UMBRIA | 15.271 | 65 | 1.457 | 25 | 1.590 | 111 | 350 | 232 | 22 | 46 | | | 18.690 | 479 |
| MARCHE | 22.068 | 94 | 2.204 | 38 | 2.530 | 195 | 883 | 593 | 63 | 159 | | | 27.748 | 1.080 |
| LAZIO | 48.427 | 206 | 3.076 | 52 | 2.227 | 155 | 418 | 282 | 130 | 464 | 11 | 209 | 54.289 | 1.358 |
| ABRUZZO | 16.261 | 79 | 1.887 | 31 | 1.465 | 112 | 460 | 340 | 62 | 154 | 1 | 20 | 20.136 | 736 |
| MOLISE | 3.139 | 16 | 442 | 8 | 345 | 23 | 100 | 77 | 15 | 50 | | | 4.041 | 174 |
| CAMPANIA | 27.215 | 133 | 2.589 | 44 | 2.241 | 152 | 393 | 232 | 63 | 200 | 3 | 41 | 32.504 | 803 |
| PUGLIA | 39.081 | 182 | 3.692 | 64 | 3.649 | 249 | 1.825 | 1.568 | 102 | 432 | 9 | 159 | 48.358 | 2.655 |
| BASILICATA | 5.765 | 28 | 1.030 | 18 | 947 | 54 | 331 | 237 | 13 | 26 | | | 8.086 | 362 |
| CALABRIA | 19.970 | 101 | 2.555 | 44 | 1.827 | 108 | 229 | 133 | 37 | 111 | 2 | 38 | 24.620 | 535 |
| SICILIA | 44.199 | 212 | 4.502 | 77 | 3.318 | 218 | 562 | 408 | 115 | 433 | 3 | 43 | 52.699 | 1.391 |
| SARDEGNA | 32.147 | 145 | 2.262 | 40 | 1.342 | 89 | 232 | 151 | 77 | 260 | 4 | 99 | 36.064 | 783 |
| TOTALE | 688.644 | 3.027 | 62.470 | 1.081 | 58.686 | 4.261 | 11.160 | 7.430 | 1.158 | 3421 | 43 | 896 | 822.161 | 20.117 |

Tabella elaborata da TERNA S.p.A.

1.6. Quadro generale e Dati Statistici – La Sardegna

Un'analisi particolare merita la situazione energetica della Regione Sardegna.

In un report del 2020 del RSE (STUDIO RSE: APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO DELLA REGIONE SARDEGNA (ANNI 2020-2040) ai sensi della del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019 - Luglio 2020), viene messa in luce la strategia e la pianificazione Regionale in termini di approvvigionamento energetico.

La regione Sardegna presenta caratteristiche geografiche, economiche, demografiche e sociali che la differenziano dalle altre regioni Italiane. La condizione d'insularità della regione ha limitato lo sviluppo delle infrastrutture, specie in ambito energetico. Allo stato attuale la Sardegna è l'unica regione italiana esclusa dalla metanizzazione: l'isola è priva di un sistema di trasporto del gas naturale, mentre esistono reti di distribuzione, in alcuni casi ancora in fase di realizzazione, che attualmente utilizzano altri combustibili.

I due TSO italiani (TERNA e SNAM) hanno in programma importanti interventi di sviluppo infrastrutturale per la regione, con i progetti di costruzione del nuovo cavo HVDC Sardegna-Sicilia-Continente (cosiddetto "Tyrrhenian Link") e della dorsale per il trasporto del gas metano. Questi progetti si affiancano ad azioni di costruzione ed espansione delle reti di distribuzione sia per il gas, sia per l'energia elettrica, proposte dai DSO, nonché ad alcuni progetti di depositi/rigassificatori costieri di GNL.

Lo sviluppo delle infrastrutture deve confrontarsi con gli scenari di evoluzione della domanda energetica della regione; inoltre, le soluzioni adottate dovranno essere compatibili con le policy internazionali e nazionali in materia energetica e ambientale, sia al 2030 (PNIEC), sia al 2050.

Il presente studio è stato elaborato in virtù della delibera ARERA 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019.

L'obiettivo dello studio, in armonia con gli obiettivi definiti dalla predetta delibera, è quello di analizzare e confrontare le diverse opzioni infrastrutturali ipotizzabili in relazione ai fabbisogni energetici della Regione, garantendo nel contempo un adeguato contributo agli obiettivi di decarbonizzazione, penetrazione delle fonti di energia rinnovabile ed incremento dell'efficienza energetica fissati dal PNIEC. Lo studio si basa su criteri di Analisi Costi-Benefici, applicati a livello di sistema (costi di sistema + esternalità), ricercando, fra le diverse configurazioni di sviluppo infrastrutturale impostate, quella in grado di minimizzare il costo complessivo relativo all'approvvigionamento energetico della regione Sardegna su un periodo di osservazione che si estende da oggi al 2040.

Il sistema elettrico sardo è caratterizzato da una rete di trasmissione poco magliata, una rete di distribuzione molto estesa contraddistinta da lunghe linee aeree di media tensione e da uno sviluppo crescente di nuovi impianti a fonti rinnovabili, in particolar modo di tipo eolico (1055 MW al 2019) e fotovoltaico (873 MW al 2019). La rete a 380 kV connette la parte settentrionale e quella meridionale dell'isola, mettendo in comunicazione le due aree sulle quali insistono gli impianti termoelettrici di taglia maggiore (Fiume Santo e Sulcis).

La Sardegna è inoltre collegata elettricamente con il continente mediante due elettrodotti in corrente continua: SA.PE.I. (Sardegna-Penisola Italiana) da 1000 MW e SA.CO.I.2 (Sardegna-Corsica-Italia) da 300 MW, che nel 2024 verrà sostituito dal nuovo SA.CO.I.3 da 400 MW.

Il gestore della rete di trasmissione nazionale Terna ha inoltre proposto un nuovo progetto di interconnessione costituito da un doppio collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna da 1000 MW, denominato "Tyrrhenian Link", corrispondente ad un investimento previsto di 3.700 M€.

Considerando una prospettiva temporale più ampia rispetto a quello dello studio RSE, l'elettrificazione resta comunque la strada più coerente con le politiche di decarbonizzazione sull'orizzonte di lungo termine dal 2050, insieme allo sviluppo dell'idrogeno "verde" per l'alimentazione degli usi non elettrificabili e per la gestione dell'overgeneration da fonti rinnovabili. In merito a tali ultimi aspetti, va rilevato che il grado di riutilizzo delle infrastrutture di trasporto gas sull'isola, eventualmente realizzate per rispondere alle esigenze di medio termine, resta comunque oggetto di difficile valutazione; recenti report internazionali (IRENA) esprimono posizioni prudenti sulla effettiva possibilità di riutilizzo di reti gas per il trasporto di idrogeno. Peraltro, le particolari condizioni insulari, con maggiori difficoltà rispetto al continente nel fronteggiare il crescente fenomeno dell'overgeneration da fonti rinnovabili, potrebbero anticipare condizioni favorevoli di sostenibilità economica della produzione di idrogeno verde per gestire tale fenomeno.

...fatte queste premesse, da una prospettiva energetica, per raggiungere la neutralità climatica al 2050, il sistema dovrà ricorrere a delle leve fondamentali, che presentano delle forti sinergie tra esse stesse:

- i. il cambio radicale nel mix energetico a favore di fonti carbon free;
- ii. efficienza energetica accompagnata a cambiamenti comportamentali che influenzino la mobilità passeggeri e i consumi del settore civile;
- iii. una significativa elettrificazione degli usi finali.

La leva di decarbonizzazione principale diventa dunque il potenziamento delle energie rinnovabili, accompagnato da un più decisivo confinamento dei combustibili di origine fossile. Ne risulta un mix energetico governato dalle rinnovabili (almeno 80-90%), con un ruolo marginale/eventuale del gas naturale e delle altre fossili più che altro confinati nei processi industriali difficilmente elettrificabili o ad un utilizzo più o meno marginale nel settore elettrico e dove è possibile all'evenienza agire con la cattura della CO₂.

Al 2050 si evidenzia l'ineludibile necessità che le rinnovabili siano sfruttate non solo per elettricità, ma anche per produrre combustibili rinnovabili, per decarbonizzare i settori non del tutto elettrificabili, come chimica, acciaio, cemento, trasporti pesanti, marittimi e aerei.

La Strategia si sviluppa, come il PNIEC, in piena coerenza con il principio europeo "energy efficiency first", per cui l'efficienza riveste un ruolo chiave nella decarbonizzazione del nostro Paese. Il forte grado di efficientamento già innescato dalle tendenze del PNIEC e l'espansione del settore della trasformazione per i nuovi combustibili alternativi carbon-free (idrogeno/e-fuels) riducono però i margini di contenimento dei consumi in termini di energia primaria.

2. L'ANALISI COSTI – BENEFICI: METODOLOGIA DI RIFERIMENTO

L'analisi costi benefici (ACB) è uno strumento analitico utilizzato per stimare i vantaggi e gli svantaggi generati da un investimento, valutandone i pro e i contro come misura dell'impatto sul benessere sociale.

L'ACB è uno strumento analitico che consente di valutare la variazione nel benessere sociale derivante da una decisione di investimento degli obiettivi della politica di coesione. Lo scopo dell'ACB è quindi quello di facilitare una più efficiente allocazione delle risorse dimostrando la convenienza per la società di un particolare intervento rispetto alle possibili alternative.

Le fasi fondamentali della procedura di valutazione economica dei costi e dei benefici sono sinteticamente riassumibili come segue:

- Identificazione del progetto, delle sue voci economiche e delle prospettive di analisi;
- Identificazione e quantificazione monetaria dei costi e dei benefici economici;
- Attualizzazione dei flussi, valutazione del progetto e analisi di sensitività.

Un valido metodo per la redazione dell'analisi costi benefici è quello pubblicato dalla Commissione Europea, Direzione generale della Politica regionale e urbana nella sua "Guida all'analisi costi-benefici dei progetti d'investimento - Strumento di valutazione economica per la politica di coesione 2014-2020" nel 2014 di cui si riporta a seguire una descrizione riassuntiva.

L'analisi costi-benefici (ACB) è uno strumento analitico utilizzato per stimare i vantaggi e gli svantaggi generati da un investimento, valutandone i pro e i contro come misura dell'impatto sul benessere sociale.

L'ACB è uno strumento analitico che consente di valutare la variazione nel benessere sociale derivante da una decisione di investimento e, di conseguenza, il contributo di quest'ultima al conseguimento degli obiettivi della politica di coesione. Lo scopo dell'ACB è quindi quello di facilitare una più efficiente allocazione delle risorse, dimostrando la convenienza per la società di un particolare intervento rispetto alle possibili alternative.

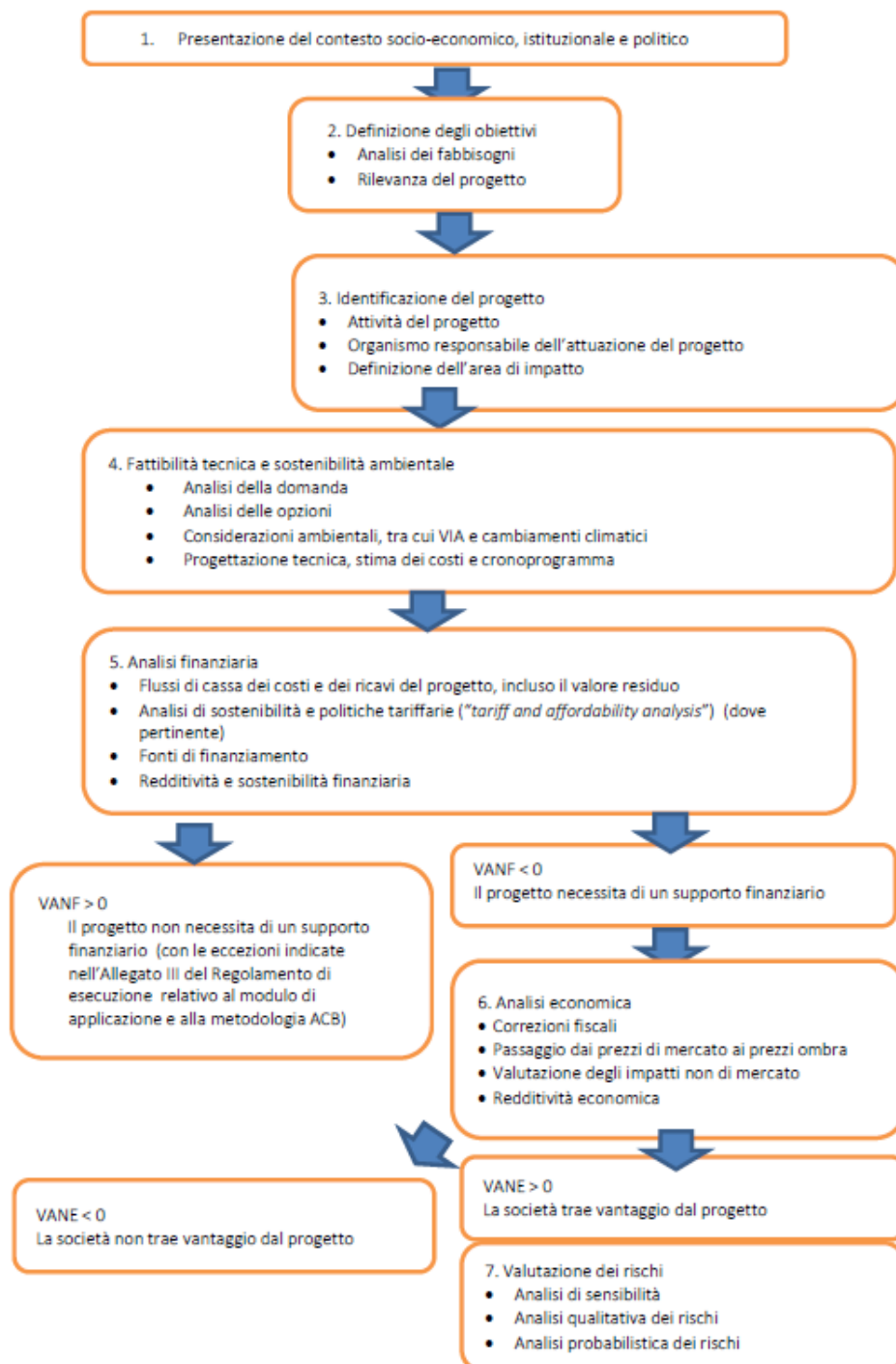


Figura: metodologia implementata dalla Commissione Europea per ACB dei progetti finanziati con fondi comunitari (Unione Europea, 2014)

Nella Fase I di identificazione vengono esaminate le caratteristiche del progetto e le prospettive di analisi di sostenibilità economica e di desiderabilità per la collettività.

Nella Fase II di identificazione vengono valutati i costi e i benefici sostenuti dalla collettività sia nella situazione con intervento, sia nella situazione senza intervento.

Nell'analisi seguente il calcolo è affrontato sempre in maniera differenziale tra lo scenario senza intervento e lo scenario di intervento, in modo da considerare solo i maggiori/minori costi e benefici sociali legati alla realizzazione dell'intervento di progetto.

L'imperfezione dei meccanismi di concorrenza del mercato reale produce un effetto distorsivo nella formulazione del prezzo di una risorsa, con la conseguenza che il suo prezzo di mercato non è necessariamente rappresentativo della scarsità della stessa. A tal fine nell'Analisi Costi benefici vengono introdotti alcuni fattori correttivi dei prezzi di mercato, che consentono di calcolare il cosiddetto prezzo ombra della risorsa, ossia il prezzo che preveda una migliore approssimazione del costo opportunità sociale della risorsa stessa. Il prezzo ombra, rivestendo il ruolo di proxy del costo opportunità attribuito dalla società, deve essere scontato anche delle quote ascrivibili a imposte e che pertanto non rappresentano poste economiche per la collettività, ma solo trasferimenti di ricchezza tra i componenti della stessa.

Altro elemento che determina l'allontanamento degli obiettivi dell'analisi economica da quella finanziaria nel contesto reale di economia imperfetta è la presenza delle cosiddette esternalità di produzione o consumo. Si manifesta una esternalità ogni qual volta la produzione o il consumo di un bene da parte di un agente economico influisca sulla produzione o il consumo di uno o altri agenti senza un giusto corrispettivo. Nell'ottica della collettività anche una esternalità va conteggiata, pur risultando in prima analisi non direttamente monetizzabile in quanto riferita a beni senza mercato. L'Analisi Costi Benefici si appoggia a diverse tecniche per la valutazione delle intangibilità, facendo ricorso a diversi procedimenti di monetizzazione per i beni privi di mercato.

Nella Fase III i costi e benefici economici individuati nella fase precedente per l'orizzonte temporale di analisi e per l'alternativa di progetto vengono sottoposti a confronto, dopo essere stati ricondotti al medesimo periodo di riferimento.

È, infatti, evidente che per sua natura il progetto sarà in grado di produrre benefici e di generare costi variamente distribuiti durante l'orizzonte di analisi.

Nel presente studio l'anno assunto come riferimento per la formulazione di tutte le analisi espone a seguire è il 2023, mentre il periodo temporale in cui viene valutata l'opera ha termine nel 2048. Tale periodo corrisponde ad un'analisi dell'esercizio dell'infrastruttura per 25 anni a partire dal 2023, anno in cui è ipotizzata la piena funzionalità. L'investimento iniziale, che ha luogo con quote ripartite durante la durata dei cantieri, è valutato sulla base delle stime di costo progettuali e si considera avviato all'01/09/2022 e completamente esaurito al 01/05/2023.

3. IDENTIFICAZIONE E CONTESTUALIZZAZIONE DEL PROGETTO

3.1. Contestualizzazione dell'intervento - Strategia energetica nazionale (SEN)

Il raggiungimento degli obiettivi presuppone alcune condizioni necessarie e azioni trasversali:

- infrastrutture e semplificazioni: la SEN 2017 prevede azioni di semplificazione e razionalizzazione della regolamentazione per garantire la realizzazione delle infrastrutture e degli impianti necessari alla transizione energetica, senza tuttavia indebolire la normativa ambientale e di tutela del paesaggio e del territorio né il grado di partecipazione alle scelte strategiche;
- costi della transizione: grazie all'evoluzione tecnologica e ad una attenta regolazione, è possibile cogliere l'opportunità di fare efficienza e produrre energia da rinnovabili a costi sostenibili. Per questo la SEN segue un approccio basato prevalentemente su fattori abilitanti e misure di sostegno che mettano in competizione le tecnologie e stimolino continui miglioramenti sul lato dell'efficienza;
- compatibilità tra obiettivi energetici e tutela del paesaggio: la tutela del paesaggio è un valore irrinunciabile, pertanto per le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile, cioè eolico e fotovoltaico, verrà data priorità all'uso di aree industriali dismesse, capannoni e tetti, oltre che ai recuperi di efficienza degli impianti esistenti. Accanto a ciò si procederà, con Regioni e amministrazioni che tutelano il paesaggio, alla individuazione di aree, non altrimenti valorizzabili, da destinare alla produzione energetica rinnovabile;
- effetti sociali e occupazionali della transizione: fare efficienza energetica e sostituire fonti fossili con fonti rinnovabili genera un bilancio netto positivo anche in termini occupazionali, ma si tratta di un fenomeno che va monitorato e governato, intervenendo tempestivamente per riqualificare i lavoratori spiazzati dalle nuove tecnologie e formare nuove professionalità, per generare opportunità di lavoro e di crescita.

Nel novembre 2017, si è tenuta a Bonn la Conferenza mondiale delle Nazioni Unite sul clima di transizione tra l'Accordo di Parigi – Cop21– e quella del 2018 che si terrà in Polonia. La Cop23 ha cercato di fissare paletti importanti preparando documenti che impediscano il prossimo anno passi indietro rispetto a Cop21.

L'intervento in oggetto è compatibile con l'obiettivo del 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015 della SEN.

3.2. Conversione dei valori finanziari a valori economici

La finalità dell'Analisi Costi Benefici di valutare la convenienza del progetto dal punto di vista della collettività impedisce di considerare in maniera ragionevole i prezzi di mercato delle risorse come rappresentativi del costo opportunità sociale delle stesse, essendo tale assunto accettabile solo in un contesto di mercato senza distorsioni (economia perfetta) e quindi ampiamente lontano dalla situazione reale. La

valutazione dei costi e dei benefici dei beni tangibili connessi con la realizzazione dell'intervento infrastrutturale deve pertanto contenere un passaggio obbligato dai prezzi di mercato (ottica finanziaria) ai prezzi ombra (ottica economica).

La conversione da valori finanziari a valori economici è stata effettuata ricorrendo all'utilizzo di fattori moltiplicativi per ciascuna delle tre usuali categorie di riclassificazione, ossia Materiali, Noli e Manodopera.

3.3. Identificazione e contestualizzazione del progetto

3.3.1. Strategia Energetica Nazionale

Con D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale 2017, il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico. Di seguito viene riportato uno stralcio dello strumento di pertinenza all'intervento progettuale.

3.3.2. Obiettivi e Target

L'Italia ha raggiunto in anticipo gli obiettivi europei - con una penetrazione di rinnovabili del 17,5% sui consumi complessivi al 2015 rispetto al target del 2020 del 17% - e sono stati compiuti importanti progressi tecnologici che offrono nuove possibilità di conciliare contenimento dei prezzi dell'energia e sostenibilità.

La Strategia si pone l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale:

- più competitivo, migliorando la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
- più sostenibile, raggiungendo in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
- più sicuro, continuando a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando al contempo l'indipendenza energetica dell'Italia.

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN:

- **EFFICIENZA ENERGETICA**

riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;

- **FONTI RINNOVABILI**

28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;

- **RIDUZIONE DEL DIFFERENZIALE DI PREZZO DELL'ENERGIA**

contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);

- **CESSAZIONE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA CARBONE**

con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;

- **RAZIONALIZZAZIONE DEL DOWNSTREAM PETROLIFERO**

con evoluzione verso le bioraffinerie ed un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio;

- **VERSO LA DECARBONIZZAZIONE AL 2050**

rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050 raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;

- **PROMOZIONE DELLA MOBILITÀ SOSTENIBILE E DEI SERVIZI DI MOBILITÀ CONDIVISA;**
- **NUOVI INVESTIMENTI SULLE RETI PER MAGGIORE FLESSIBILITÀ, ADEGUATEZZA E RESILIENZA**

maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda

- **RIDUZIONE DELLA DIPENDENZA ENERGETICA DALL'ESTERO**

dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica

- **Azioni trasversali**

Il raggiungimento degli obiettivi presuppone alcune condizioni necessarie e azioni trasversali:

- **INFRASTRUTTURE E SEMPLIFICAZIONI**

Il SEN 2017 prevede azioni di semplificazione e razionalizzazione della regolamentazione per garantire la realizzazione delle infrastrutture e degli impianti necessari alla transizione energetica, senza tuttavia indebolire la normativa ambientale e di tutela del paesaggio e del territorio né il grado di partecipazione alle scelte strategiche;

- **COSTI DELLA TRANSIZIONE**

grazie all'evoluzione tecnologica ed ad una attenta regolazione, è possibile cogliere l'opportunità di fare efficienza e produrre energia da rinnovabili a costi sostenibili. Per questo la SEN segue un approccio basato prevalentemente su fattori abilitanti e misure di sostegno che mettano in competizione le tecnologie e stimolino continui miglioramenti sul lato dell'efficienza.

- **Compatibilità tra obiettivi energetici e tutela del paesaggio:**

- la tutela del paesaggio è un valore irrinunciabile, pertanto per le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile, cioè eolico e fotovoltaico, verrà data priorità all'uso di aree industriali dismesse, capannoni e tetti, oltre che ai recuperi di efficienza degli impianti esistenti. Accanto a ciò si procederà, con Regioni e amministrazioni che tutelano il paesaggio, alla individuazione di aree, non altrimenti valorizzabili, da destinare alla produzione energetica rinnovabile;
- effetti sociali e occupazionali della transizione: fare efficienza energetica e sostituire fonti fossili con fonti rinnovabili genera un bilancio netto positivo anche in termini occupazionali, ma si tratta di un fenomeno che va monitorato e governato, intervenendo tempestivamente per riqualificare i lavoratori spiazzati dalle nuove tecnologie e formare nuove professionalità, per generare opportunità di lavoro e di crescita.

L'intervento progettuale è l'applicazione diretta della Strategia Energetica Nazionale che punta alla decarbonizzazione del paese e all'incremento dell'energia prodotta da FER, Fonti Energetiche Rinnovabili.

Inoltre, la progressiva dismissione di ulteriore capacità termica dovrà essere compensata dallo sviluppo di nuova capacità rinnovabile, di nuova capacità di accumulo o da impianti termici a gas più efficienti e con prestazioni dinamiche più coerenti con un sistema elettrico caratterizzato da una sempre maggiore penetrazione di fonti rinnovabili.

A fronte di una penetrazione delle fonti rinnovabili fino al 55% al 2030, la società TERNA S.p.A. ha effettuato opportuna analisi con il risultato che l'obiettivo risulta raggiungibile attraverso nuovi investimenti in sicurezza e flessibilità. TERNA ha, quindi, individuato un piano minimo di opere indispensabili, in buona parte già comprese nel Piano di sviluppo 2017 e nel Piano di difesa 2017, ed altre che saranno sviluppate nei successivi Piani annuali, da realizzare al 2025 e poi ancora al 2030.

4. IDENTIFICAZIONE DEL PROGETTO

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto per la produzione di energia da fonte eolica, composto da un aerogeneratore da 975 kW situato nel comune di Sedini (SS), località Pedru Rui.

L'impianto sarà allacciato in antenna, alla rete di distribuzione tramite collegamento in derivazione a T su linea MT 15 kV esistente "S.M. Coghinas"

4.1. Aerogeneratore

Tra le componenti tecnologiche di progetto, gli aerogeneratori sono gli elementi fondamentali in quanto operano la conversione dell'energia cinetica trasmessa dal vento in energia elettrica.

L'aerogeneratore di progetto è del tipo ad asse orizzontale il cui sostegno, una torre tubolare in acciaio con altezza al mozzo di 84 metri, porta sulla sommità la navicella, costituita da un basamento e un involucro esterno. All'interno sono contenuti tutti gli organi meccanici ed elettrici per trasformare la rotazione in energia elettrica.

4.2. Opere civili

L'impianto avrà come opera principale il plinto di fondazione. In base ai risultati delle indagini geognostiche esecutive, atte a valutare la consistenza stratigrafica del terreno, le fondazioni potranno essere a plinto diretto o su pali. Il pre-dimensionamento effettuato per la fondazione ha portato ad ipotizzare un plinto di fondazione diretta a plinto isolato a pianta circolare di diametro 18 metri. Il plinto è composto da un anello esterno a sezione troncoconica con sezione variabile da 100 a 175 cm e da un nucleo centrale cilindrico di altezza 175 cm e diametro 490 cm.

La viabilità esistente non richiede particolari interventi per il passaggio degli automezzi adibiti per il trasporto delle parti dell'aerogeneratore. La viabilità da realizzare avrà la funzione di collegare le strade esistenti con la piazzola dell'aerogeneratore.

4.3. Opere elettromeccaniche

Il cavidotto MT è posato lungo la viabilità di progetto ed esistente (strada Pira Ruia), entro scavi a sezione obbligata a profondità stabilita dalle normative vigenti e dal codice della strada. Le sezioni di scavo saranno diverse a seconda se la posa dovrà avvenire su terreno agricolo/strada sterrata o strada asfaltata.

5. DESCRIZIONE DEI COSTI

5.1. Costi di costruzione

La realizzazione della turbina in oggetto è in capo all'azienda proponente, la quale sosterrà completamente l'importo senza alcun impatto sul bilancio della comunità locale o sullo stato. Di seguito vengono elencate le voci riassuntive del quadro economico del progetto già allegate alla documentazione amministrativa per il procedimento autorizzativo.

| QUADRO ECONOMICO GENERALE "Valore complessivo dell'opera privata" | | | |
|--|-----------------------|------------|----------------------------|
| DESCRIZIONE | IMPORTI IN € | IVA % | TOTALE € (I.V.A. compresa) |
| A. COSTO DEI LAVORI | | | |
| A.1. interventi previsti | 1.257.662,36 € | 22% | 1.534.348,08 € |
| A.2. oneri per la sicurezza | 11.415,12 € | 22% | 13.926,45 € |
| A.3. opere di mitigazione | 10.000,00 € | 22% | 12.200,00 € |
| A.4. spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale (tra le quali devono intendersi, ad esempio, le spese per opere di mitigazione e/o misure di compensazione previste nello S.I.A. e per il monitoraggio delle diverse componenti ambientali, che costituiscono oggetto della valutazione d'impatto ambientale) | 18.000,00 € | 22% | 21.960,00 € |
| A.5. opere connesse | 53.482,50 € | 22% | 65.248,65 € |
| A.6. opere di dismissione | 82.269,63 € | 22% | 100.368,95 € |
| A.7. altre opere | | | - € |
| TOTALE A | 1.432.829,61 € | 22% | 1.748.052,12 € |
| B. SPESE GENERALI | | | |
| B.1. Spese tecniche relative alla progettazione (inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio ambientale, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità) | 15.000,00 € | 22% | 18.300,00 € |
| B.2. Spese consulenza e supporto tecnico | | | - € |
| B.3. Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici | 3.000,00 € | 22% | 3.660,00 € |
| B.4. Rilievi, accertamenti ed indagini (includere le spese per le attività di monitoraggio ambientale.) | 2.500,00 € | 22% | 3.050,00 € |
| B.5. Oneri di legge su spese tecniche B.1), B.2), B.4) e collaudi B.3) | | | - € |
| B.6. Imprevisti | 2.000,00 € | 22% | 2.440,00 € |
| B.7. Spese varie | 10.000,00 € | 22% | 12.200,00 € |
| TOTALE B | 32.500,00 € | 22% | 39.650,00 € |
| C. EVENTUALI ALTRE IMPOSTE E CONTRIBUTI DOVUTI PER LEGGE (specificare) OPPURE INDICAZIONE DELLA DISPOSIZIONE RELATIVA L'EVENTUALE ESONERO | | | - € |
| "Valore complessivo dell'opera" TOTALE (A + B + C) | 1.465.329,61 | 22% | 1.787.702,12 € |

L'azienda proponente sosterrà i suddetti costi insieme ai costi di gestione, manutenzione, controllo, dismissione e ripristino della zona interessata a fine vita della turbina eolica.

5.2. Costi Ambientali

L'elemento strategico per un futuro sostenibile è certamente il maggior ricorso alle energie rinnovabili, le quali rappresentano la capacità di produrre energia senza pericolo di esaurimento e nel tempo esse producono energia "pulita", con minori emissioni inquinanti e gas serra. Tra queste l'eolico, soprattutto di grande taglia continua ad essere, al momento, la tecnologia rinnovabile con costi di produzione sempre più competitivi e più paragonabile a quelli delle fonti fossili convenzionali.

L'eolico, come 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. Tali costi sono tutt'altro che trascurabili e vanno identificati e stimati in ogni progetto. Il progetto ExternE individua come esternalità rilevanti nel caso di impianti per la produzione di energia da fonte eolica il rumore e l'impatto visivo, ritenendo gli altri impatti trascurabili anche nella quantificazione monetaria.

In particolare, si afferma che l'impatto su flora, fauna, avifauna ed in generale sull'ecosistema sia rilevante solo nel caso in cui l'impianto sia realizzato in aree di particolare valore naturalistico o in prossimità di aree di particolare valore per fauna e avifauna. Considera poi gli altri impatti (elettromagnetico, impatto sul suolo) del tutto trascurabili.

5.3. Impatto acustico

Dall'analisi previsionale di impatto acustico di progetto si evince che gli effetti del rumore prodotto dall'aerogeneratore di progetto sono percepibili nell'intorno dell'aerogeneratore per le prime centinaia di metri. L'aerogeneratore di progetto è stato posizionato ad oltre 700 m da edifici stabilmente abitati, rispettando la norma regionale DGR 59/90.

Sinteticamente, sulla base dei dati tecnici forniti dal produttore ed alla luce della soluzione tecnica prescelta (aerogeneratori della ditta EWT modello DW61- 975 kW) per l'installazione del futuro aerogeneratore da realizzarsi in località "Pedru Rui", lo scenario emissivo più gravoso ossia il regime di funzionamento implicante un maggiore livello di potenza sonora pari a $LWA=105.7$ dB(A), per tutti i ricettori esaminati lo studio di impatto acustico revisionale ha stabilito che:

- Sui ricettori in qualsiasi situazione di velocità del vento si ha sempre il rispetto dei limiti assoluti di immissione diurni e notturni di cui al D.P.C.M. 14 novembre 1997 della classe III "Aree di tipo misto";

- Sui ricettori in qualsiasi situazione di velocità del vento si ha sempre il rispetto del criterio differenziale diurno (5 dB) e notturno (3 dB), di cui all'art. 2 comma 3 lettera b) della L. N. 447 del 26/10/1995;

Occorre rilevare che il calcolo previsionale è stato determinato ipotizzando nelle simulazioni le ipotesi più cautelative tra cui:

- il calcolo dell'immissione è stato eseguito considerando il vento omnidirezionale (senza tenere conto della direzione del vento), in modo che i ricettori si collochino sempre sottovento;
- le valutazioni sono state eseguite, ai fini cautelativi, senza considerare l'effetto d'attenuazione del terreno peraltro caratterizzato da andature sinusoidali;
- non è stato considerato l'effetto di attenuazione legato alla variabilità delle condizioni meteorologiche.
- è stato assunto che gli aerogeneratori siano costantemente in funzione giorno e notte;

Il costo ambientale derivante dall'impatto acustico prodotto dall'aerogeneratore di progetto che la società dovrà scontare, può essere legato ad un eventuale deprezzamento che potrebbero subire i terreni agricoli posti nell'intorno dell'aerogeneratore di progetto.

A tal riguardo è opportuno effettuare alcune puntualizzazioni:

- l'attività agricola è inesistente in quanto il terreno risulta adibito a pascolo sporadico ma comunque non viene ostacolata in alcun modo dalla presenza della turbina, e i terreni limitrofi sono pascoli non coltivabili;
- la realizzazione o l'adeguamento della viabilità di servizio, spesso rende maggiormente accessibile gli appezzamenti in prossimità dell'impianto che acquisiscono un valore aggiunto.

In ogni caso volendo individuare un'area di potenziale deprezzamento dei terreni dovuto alle emissioni sonore prodotte dagli aerogeneratori, si è ipotizzato di calcolare un'area di inviluppo pari a 300 m attorno all'aerogeneratore, che comporta una estensione complessiva di circa 7 ha.

In questo intorno solo un edificio è rappresentato come casa senza residenza stabile e non frequentata nelle ore notturne e sporadicamente diurne, per spuntini di caccia, corrispondente alla casa del proprietario del fondo (sig. Dasara) dove sorgerà la turbina.

Il valore di mercato dei terreni a seminativo nell'area varia da un minimo di 5.000 €/ha ad un massimo di 8.000 €/ha. I terreni limitrofi all'area di installazione delle turbine sono per lo più pascoli, però a favore di sicurezza consideriamo un valore medio di 8.000 €/ha.

Supponendo, teoricamente, che il rumore generato dalla turbina eolica comporti un deprezzamento dei terreni del 20% (valore assolutamente teorico considerando che l'attività di pascolo non viene limitata dalla presenza nelle vicinanze di una turbina eolica), risulta che l'installazione dell'aerogeneratore genera una perdita di valore e quindi un costo esterno di 1.600 €/ha, e complessivamente un costo ambientale di:

$$1.600 \text{ €/ha} \times 7 \text{ ha} = 11.200,00 \text{ €}$$

Questo valore va poi rapportato alla quantità di energia prodotta, l'analisi della producibilità di progetto risulta pari a **2.252 MWh/anno (P50)** di energia, quindi in 20 anni:

$$2.252,8 \text{ MWh/anno} \times 20 \text{ anni} = 45.056 \text{ MWh} = 45.056.000 \text{ kWh}$$

Pertanto, il costo esterno (o ambientale) dovuto al rumore prodotto dagli aerogeneratori lo stimiamo in:

$$11.200,00 \text{ €} / 45.056.000 \text{ kWh} = 0,00025 \text{ €/kWh (0,25 millesimi di euro per kWh prodotto)}$$

5.4. Impatto visivo

Per la stima del costo ambientale dell'impatto visivo generato dall'aerogeneratore di progetto, è stato preso come riferimento lo studio redatto dal Professore Domenico Tirendi dell'Università di Napoli. In tale studio è stata valutata una stima monetaria dell'impatto paesaggistico con il metodo della valutazione di contingenza. La valutazione di contingenza è una metodologia nata negli Stati Uniti per stimare il danno prodotto su una risorsa ambientale la cui gestione è pubblica, questa metodologia fu applicata con successo per la prima volta nel 1989 per stimare il danno ambientale prodotto dallo sversamento di petrolio da una petroliera che naufragò nei pressi di una baia dell'Alaska procurando un disastro naturale di notevole entità.

Il Prof. Tirendi ha utilizzato tale metodologia per valutare e quantificare l'impatto paesaggistico prodotto dalla realizzazione di due parchi eolici nei Comuni di Accadia e Sant'Agata di Puglia, nel sub appennino Dauno.

Riprendendo un passaggio dello Studio: "Il paesaggio in quanto bene pubblico viene consumato da turisti e residenti senza alcuna spesa. Il fatto che non sia pagato, però, non significa che il paesaggio non abbia un suo valore. Un consumatore, infatti, potrebbe essere disposto a pagare per la sua fruizione/mantenimento (valore d'uso corrente), per poterne usufruire in futuro (valore d'opzione), perché ne possano usufruire le future generazioni (valore di lascito), per il piacere che altri individui possano goderne (valore vicario) e per il solo fatto che un bene territoriale con quelle caratteristiche esista (valore di esistenza). La valutazione di contingenza consiste nel domandare ad un campione di individui quale sia la massima disponibilità a pagare (DAP) per il mantenimento/miglioramento della qualità di una risorsa mirando a tracciare una curva di domanda altrimenti latente. Questo strumento, fondato su questionari compilati attraverso interviste del tipo "in persona" ad un campione casuale di 200 residenti dei comuni di Accadia e Sant'Agata (per un totale di 400 interviste complessive) ha avuto come obiettivo principale la misurazione del possibile danno arrecato al paesaggio dalla presenza delle turbine eoliche."

Nel questionario è stato richiesto all'intervistato di esprimere la propria disponibilità a pagare (DAP) per ottenere la delocalizzazione degli impianti eolici presenti nel proprio ambito comunale. La richiesta relativa alla DAP è stata preceduta dalla descrizione del seguente scenario: " La Giunta Regionale della Puglia sta studiando un Piano di localizzazione dei nuovi impianti eolici; per quelli già attivi, laddove sia evidente la presenza di impatti negativi sul paesaggio circostante sta valutando la possibilità di delocalizzare gli impianti <<off-shore>> (sul mare) sul basso adriatico a notevole distanza dalla Costa in modo da risultare non visibile anche attraverso l'uso di colori in grado di renderne minimo l'impatto visivo. Lei sarebbe a favore di uno spostamento delle turbine? (Si - NO). Essendo la delocalizzazione molto onerosa la Regione interverrà nella misura del 50% del costo, lasciando la restante parte a carico dei cittadini. Se la sua famiglia fosse chiamata

a contribuire con un contributo di € x da pagare una sola volta per attuare questa programma, lei come voterebbe?”.

Nello studio è stato chiesto ad un campione significativo di abitanti dei due comuni quanto fossero disposti a pagare per una delocalizzazione dei Parchi Eolici in altre aree indicando nella domanda i valori di 5 €, 10 €, 25 €, 50 €.

I risultati evidenziano che ad Accadia su 200 abitanti, 87 (43,5%) sono disposti a pagare, mentre a Sant'Agata di Puglia su 200 abitanti, 95 (47,5%) sono disposti a pagare. Mediamente i dati dei due comuni mettono in evidenza che i residenti sono disposti a pagare 17,6 € per delocalizzare il parco eolico di progetto e non avere l'impatto visivo da esso prodotto.

Considerando ora l'impianto di progetto consistente in un singolo aerogeneratore e sovrastimando i risultati della ricerca condotta nei due comuni Dauni, che risale al 2006, possiamo considerare che sicuramente oggi oltre il 50/60% della popolazione residente sia disposta a pagare fino a 20/25€ per delocalizzare il parco eolico.

Consideriamo la condizione peggiore che il 60% della popolazione residente nel raggio dei 9 km (area di maggiore visibilità dell'impianto) sia disposta a pagare fino a 25 euro, risulta che

$$\text{Abitanti Sedini } 1338 \times 0.6 \times \text{€ } 25 = \text{€ } 20.070,00$$

Anche in questo caso in rapporto alla quantità di energia prodotta nei venti anni, risulta che:

$$\text{€ } 20.070,00 / 45.056.000 \text{ kWh} = 0,00044 \text{ €/kWh}$$

Il valore ottenuto tiene conto della popolazione residente e non del visitatore dell'area. Considerando che nell'area non vi sono attrazioni turistiche di nessun rilievo, si ipotizza comunque per eccesso di incrementare il valore ottenuto del 30% nella stima dell'impatto paesaggistico.

Pertanto, il costo esterno (o ambientale) dovuto all'impatto paesaggistico, soprattutto di natura visiva, prodotto dagli aerogeneratori di progetto, lo stimiamo in:

$$0,00058 \text{ €/kWh}$$

Si evidenzia che tale costo ambientale, legato al paesaggio è da ritenersi minimo per numero di emergenze archeologiche presenti nell'area (che non risentono della presenza della turbina), per cui nessuna interruzione della continuità funzionale e visiva si innesca del territorio da tali monumenti individuati (N.ghe Tergu, Tanca Noa, Pedra Mulchitta), che risultano peraltro essere tutti e 3 praticamente non fruibili per problemi logistici e non aperti al pubblico, e di conseguenza non possono rientrare nella categoria “punti sensibili”.

5.5. Vegetazione

I potenziali effetti del progetto sulla componente floristico-vegetazionale devono riferirsi esclusivamente alla fase di cantiere. Valutate le ordinarie condizioni operative degli impianti eolici, infatti, la fase di esercizio non configura fattori di impatto negativi in grado di incidere in modo apprezzabile sull'integrità della vegetazione e delle specie floristiche.

Di contro, l'esercizio dell'impianto e l'associata produzione energetica da fonte rinnovabile sono sinergici rispetto alle azioni strategiche da tempo intraprese a livello internazionale per contrastare il fenomeno dei cambiamenti climatici ed i conseguenti effetti catastrofici sulla biodiversità del pianeta a livello globale. Esiste quindi un'importante dimensione economica legata alle funzioni socio-ambientali dei sistemi vegetali, che sebbene spesso indirette non sono per questo di minore importanza. Una parte significativa di questa dimensione economica, per le finalità del presente studio, è computata attraverso la stima del danno monetario al paesaggio (cfr. par. 3.2.2). Al fine di pervenire ad una stima esaustiva dei costi esterni che tenga conto anche degli altri aspetti sopra descritti, si è deciso di utilizzare i costi stimati per le attività di ripristino e compensazione in analogia con quanto proposto dal progetto ExternE. In linea di principio si tratterebbe di quantificare i costi necessari ad un intervento che ripristini una vegetazione autoctona, o comunque analoga alla preesistente, e che scongiuri, per quanto possibile, l'infiltrazione di specie alloctone.

Poiché gli effetti del progetto in termini di alterazione della copertura vegetale sono riferibili alla necessità di procedere alla prevalente eliminazione di superfici a seminativo e, localmente di esemplari arboreo/arbustivi, i costi di ripristino per delle superfici delle piazzole di macchina, comprese le scarpate, sono quantificabili indicativamente in € 27.000,00, come desunti dal quadro Economico delle opere civili allegato al progetto definitivo. Anche in questo caso in rapporto alla quantità di energia prodotta nei venti anni, risulta che:

$$\text{€ } 27.000,00 / 45.056.000 \text{ kWh} = 0,0006 \text{ €/kWh}$$

Pertanto, il costo esterno (o ambientale) dovuto all'impatto sulla vegetazione prodotto dagli aerogeneratori di progetto, lo stimiamo in:

$$\text{0,000507 €/kWh}$$

5.6. Avifauna

Ai fini della stima monetaria dei costi ambientali a carico della componente Fauna, si farà riferimento ad un metodo sviluppato dal CESII Ricerche orientato alla stima dei costi di reintroduzione in natura (ossia del valore economico) degli esemplari eventualmente impattati dai rotori in movimento durante il funzionamento dell'impianto. Il metodo si basa sulla valutazione delle risorse (economiche ed umane) introdotte dalle amministrazioni pubbliche ed associazioni non governative (LIPU, WWF, ecc.) per il mantenimento dell'avifauna.

Poiché il fine è quello di determinare il prezzo di "mercato" per le specie selvatiche il metodo considera alcuni valori economici acquisiti attraverso indagini di mercato. Per quanto riguarda, ad esempio, il valore della cicogna bianca, questo deriva dai costi del progetto "cicogna bianca" dell'associazione Olduvai mentre per il Gipeto il valore deriva dai costi del progetto LIFE "International program for the Bearded Vulture in the Alps". Gli altri costi acquisiti sono prezzi di vendita di alcuni rivenditori specializzati. Si noti che tali prezzi si riferiscono ad animali non selvatici, ma domestici. Il valore dell'animale selvatico è certamente superiore. Un animale domestico, infatti, non sopravviverebbe in natura, in quanto non abituato a procacciarsi

il cibo o a migrare. Il rilascio di animali selvatici comporta un periodo di addestramento e di monitoraggio e quindi, in definitiva, un costo che deve essere opportunamente valutato.

A tal fine, attraverso analisi economiche condotte su progetti di reintroduzione, si è stimato che il costo di reintroduzione è circa quattro volte il costo di allevamento e che quindi sia possibile introdurre un fattore 4 tra il valore di un animale domestico ed uno "selvatico".

In definitiva, combinando attraverso complesse analisi statistiche i dati economici dei progetti di reintroduzione in natura di alcune specie avifaunistiche ed il prezzo di mercato di altre, si è pervenuti alla determinazione della seguente funzione di monetizzazione.

$$\text{Valeco} = 27.63481 \times (1.885721^{\wedge}\text{SPECxS.125194}^{\wedge}\text{CLASSEPOP}) / -\log(\text{PERC-EU}) - 29$$

Nella Tabella 1 si riportano, per le specie presenti in Italia, il valore intrinseco ed il valore economico determinato in accordo con la metodologia più sopra descritta.

Figura 1: Valore economico delle specie faunistiche Italia 2008

| FamName | SciName | NOME COMUNE | SPEC | Valore intrinseco | Valore € |
|-------------------|-----------------------------|---------------------|----------|-------------------|------------|
| ANATIDAE | Marmaronetta angustirostris | ANATRA MARMORIZZATA | SPEC 1 | 37870 | € 1 046 50 |
| ANATIDAE | Aythya nyroca | MORETTA TABACCATA | SPEC 1 | 17876 | € 493 98 |
| PHALACROCORACIDAE | Phalacrocorax pygmeus | MARANGONE MINORE | SPEC 1 | 10406 | € 287 55 |
| CICONIIDAE | Ciconia nigra | CICOGNA NERA | SPEC 2 | 4978 | € 137 54 |
| FALCONIDAE | Falco biarmicus | LANARIO | SPEC 3 | 2805 | € 77 49 |
| SCOLOPACIDAE | Numenius arquata | CHIURLO | SPEC 2 | 2795 | € 77 22 |
| LARIDAE | Larus audouinii | GABBIANO CORSO | SPEC 1 | 2495 | € 68 91 |
| RALLIDAE | Crex crex | RE DI QUAGLIE | SPEC 1 | 2373 | € 65 54 |
| THRESKIORNITHIDAE | Platalea leucorodia | SPATOLA | SPEC 2 | 2267 | € 62 61 |
| OTIDIDAE | Tetrax tetrax | GALLINA PRATAIOLA | SPEC 1 | 2203 | € 60 84 |
| SCOLOPACIDAE | Limosa limosa | PITTIMA REALE | SPEC 2 | 2107 | € 58 18 |
| FALCONIDAE | Falco naumanni | GRILLAIO | SPEC 1 | 1973 | € 54 49 |
| ACCIPITRIDAE | Gypaetus barbatus | GIPETO | SPEC 3 | 1780 | € 49 16 |
| CICONIIDAE | Ciconia ciconia | CICOGNA BIANCA | SPEC 2 | 1287 | € 35 53 |
| STURNIDAE | Sterna bengalensis | STERNA DEL RUPPEL | Non-SPEC | 1192 | € 32 90 |
| THRESKIORNITHIDAE | Plegadis falcinellus | MIGNATTAIO | SPEC 3 | 940 | € 25 95 |
| CORACIIDAE | Coracias garrulus | GHIANDAIA MARINA | SPEC 2 | 927 | € 25 58 |
| ACCIPITRIDAE | Hieraaetus fasciatus | AQUILA DEL BONELLI | SPEC 3 | 886 | € 24 44 |
| ACCIPITRIDAE | Neophron percnopterus | CAPOVACCAIO | SPEC 3 | 791 | € 21 82 |
| ACCIPITRIDAE | Circus cyaneus | ALBANELLA REALE | SPEC 3 | 685 | € 18 89 |
| ACCIPITRIDAE | Milvus milvus | NIBBIO REALE | SPEC 2 | 671 | € 18 52 |
| PHASIANIDAE | Alectoris graeca | COTURNICE | SPEC 2 | 659 | € 18 19 |
| FALCONIDAE | Falco eleonorae | FALCO DELLA REGINA | SPEC 2 | 626 | € 17 28 |
| FALCONIDAE | Falco vespertinus | FALCO CUCULO | SPEC 3 | 592 | € 16 31 |
| LANIIDAE | Lanius minor | AVERLA CENERINA | SPEC 2 | 552 | € 15 21 |
| ANATIDAE | Aythya ferina | MORIGLIONE | SPEC 2 | 484 | € 13 35 |
| LARIDAE | Larus genei | GABBIANO ROSEO | SPEC 3 | 392 | € 10 80 |
| ARDEIDAE | Botaurus stellaris | TARABUSO | SPEC 3 | 380 | € 10 48 |
| ANATIDAE | Anas strepera | CANAPIGLIA | SPEC 3 | 335 | € 9 22 |
| LARIDAE | Sterna sandvicensis | BECCAPESCI | SPEC 2 | 318 | € 8 76 |
| SCOLOPACIDAE | Tringa totanus | PETTEGOLA | SPEC 2 | 303 | € 8 34 |
| GLAREOLIDAE | Glareola pratincola | PERNICE DI MARE | SPEC 3 | 251 | € 6 90 |
| LARIDAE | Chlidonias niger | MIGNATTINO | SPEC 3 | 220 | € 6 04 |
| ANATIDAE | Aythya fuligula | MORETTA | SPEC 3 | 218 | € 5 98 |
| LARIDAE | Sterna nilotica | STERNA ZAMPENERE | SPEC 3 | 215 | € 5 91 |
| Scolopacidae | Calidris alpina | GAMBECCIO | SPEC 3 | 200 | € 5 49 |
| ANATIDAE | Anas clypeata | MESTOLONE | SPEC 3 | 191 | € 5 24 |

| FamName | SciName | NOME COMUNE | SPEC | Valore intrinseco | Valore € |
|----------------|--------------------------------|------------------------|----------|-------------------|----------|
| EMBERIZINAE | <i>Emberiza melanocephala</i> | ZIGOLO CAPINERO | SPEC 2 | 187 | € 5 138 |
| ARDEIDAE | <i>Ardeola rallioides</i> | SGARZA CIUFFETTO | SPEC 3 | 184 | € 5 056 |
| ACCIPITRIDAE | <i>Circus gallicus</i> | BIANCONE | SPEC 3 | 181 | € 4 974 |
| Scolopacidae | <i>Limosa lapponica</i> | PITTIMA MINORE | Non-SPEC | 179 | € 4 927 |
| PICIDAE | <i>Picoides tridactylus</i> | PICCHIO TRIDATTOLO | SPEC 3 | 179 | € 4 921 |
| STRIGIDAE | <i>Otus scops</i> | ASSIOLO | SPEC 2 | 169 | € 4 645 |
| CHARADRIIDAE | <i>Eudromias morinellus</i> | PIVIERE TORTOLINO | Non-SPEC | 166 | € 4 572 |
| STRIGIDAE | <i>Strix uralensis</i> | ALLOCCO DEGLI URALI | Non-SPEC | 165 | € 4 529 |
| PICIDAE | <i>Picus viridis</i> | PICCHIO VERDE | SPEC 2 | 161 | € 4 409 |
| EMBERIZINAE | <i>Miliaria calandra</i> | STRILLOZZO | SPEC 2 | 151 | € 4 136 |
| PROCELLARIIDAE | <i>Calonectris diomedea</i> | BERTA MAGGIORE | SPEC 2 | 148 | € 4 055 |
| LARIDAE | <i>Chlidonias hybrida</i> | MIGNATTINO PIOMBATO | SPEC 3 | 145 | € 3 965 |
| ANATIDAE | <i>Anas querquedula</i> | MARZAIOLA | SPEC 3 | 139 | € 3 801 |
| CAPRIMULGIDAE | <i>Caprimulgus europaeus</i> | SUCCIACAPRE | SPEC 2 | 135 | € 3 712 |
| ACCIPITRIDAE | <i>Aquila chrysaetos</i> | AQUILA REALE | SPEC 3 | 133 | € 3 642 |
| ANATIDAE | <i>Mergus merganser</i> | SMERGO MAGGIORE | Non-SPEC | 132 | € 3 630 |
| TURDINAE | <i>Oenanthe hispanica</i> | MONACHELLA | SPEC 2 | 128 | € 3 499 |
| ALAUDIDAE | <i>Lullula arborea</i> | TOTTAVILLA | SPEC 2 | 128 | € 3 498 |
| STRIGIDAE | <i>Bubo bubo</i> | GUFO REALE | SPEC 3 | 126 | € 3 463 |
| CHARADRIIDAE | <i>Vanellus vanellus</i> | PAVONCELLA | SPEC 2 | 117 | € 3 208 |
| SYLVIINAE | <i>Phylloscopus bonelli</i> | LUI BIANCO | SPEC 2 | 115 | € 3 149 |
| PHASIANIDAE | <i>Alectoris barbara</i> | PERNICE SARDA | SPEC 3 | 114 | € 3 126 |
| LARIDAE | <i>Chlidonias leucopterus</i> | MIGNATTINO ALIBIANCHE | Non-SPEC | 113 | € 3 100 |
| RALLIDAE | <i>Porphyrio porphyrio</i> | POLLO SULTANO | SPEC 3 | 112 | € 3 066 |
| LARIDAE | <i>Sterna albifrons</i> | FRATICELLO | SPEC 3 | 111 | € 3 040 |
| TURDINAE | <i>Phoenicurus phoenicurus</i> | CODIROSSO | SPEC 2 | 110 | € 3 009 |
| SCOLOPACIDAE | <i>Scolopax rusticola</i> | BECCACCIA | SPEC 3 | 109 | € 2 973 |
| EMBERIZINAE | <i>Emberiza hortulana</i> | ORTOLANO | SPEC 2 | 107 | € 2 937 |
| ARDEIDAE | <i>Nycticorax nycticorax</i> | NITTICORA | SPEC 3 | 104 | € 2 840 |
| LANIIDAE | <i>Lanius senator</i> | AVERLA CAPIROSSA | SPEC 2 | 104 | € 2 836 |
| PHASIANIDAE | <i>Alectoris rufa</i> | PERNICE ROSSA | SPEC 2 | 99 | € 2 709 |
| ANATIDAE | <i>Somateria mollissima</i> | EDRODNE | Non-SPEC | 98 | € 2 687 |
| ARDEIDAE | <i>Ardea purpurea</i> | AIRONE ROSSO | SPEC 3 | 98 | € 2 673 |
| SYLVIINAE | <i>Sylvia undata</i> | MAGNANINA | SPEC 2 | 84 | € 2 299 |
| SYLVIINAE | <i>Phylloscopus sibilatrix</i> | LUI VERDE | SPEC 2 | 84 | € 2 281 |
| ARDEIDAE | <i>Casmerodius albus</i> | AIRONE BIANCO MAGGIORE | Non-SPEC | 82 | € 2 238 |
| CUCULIDAE | <i>Clamator glandarius</i> | CUCULO DAL CIUFFO | Non-SPEC | 82 | € 2 238 |
| PARIDAE | <i>Parus cristatus</i> | CINCIA DAL CIUFFO | SPEC 2 | 81 | € 2 200 |
| ARDEIDAE | <i>Ixobrychus minutus</i> | TARABUSINO | SPEC 3 | 80 | € 2 170 |
| ACCIPITRIDAE | <i>Milvus migrans</i> | NIBBIO BRUNO | SPEC 3 | 78 | € 2 130 |
| BURHINIDAE | <i>Burhinus oedicnemus</i> | OCCHIONE | SPEC 3 | 72 | € 1 959 |
| ANATIDAE | <i>Netta rufina</i> | FISTIONE TURCO | Non-SPEC | 69 | € 1 891 |
| CHARADRIIDAE | <i>Charadrius alexandrinus</i> | FRATINO | SPEC 3 | 68 | € 1 848 |
| PICIDAE | <i>Jynx torquilla</i> | TORCICOLLO | SPEC 3 | 66 | € 1 803 |
| Scolopacidae | <i>Tringa erythropus</i> | TOTANO MORO | SPEC 3 | 64 | € 1 726 |
| FRINGILLIDAE | <i>Carduelis cannabina</i> | FANELLO | SPEC 2 | 62 | € 1 678 |
| ACCIPITRIDAE | <i>Gyps fulvus</i> | GRIFONE | Non-SPEC | 60 | € 1 635 |
| RALLIDAE | <i>Porzana parva</i> | SCHIRIBILLA | Non-SPEC | 59 | € 1 608 |

| FamName | SciName | NOME COMUNE | SPEC | Valore intrinseco | Valore € |
|------------------|----------------------------|-----------------------|----------|-------------------|----------|
| PHOENICOPTERIDAE | Phoenicopterus ruber | FENICOTTERO | SPEC 3 | 58 | € 1 584 |
| CORVIDAE | Pyrrhocorax pyrrhocorax | GRACCHIO CORALLINO | SPEC 3 | 57 | € 1 534 |
| TURDINAE | Monticola solitarius | PASSERO SOLITARIO | SPEC 3 | 52 | € 1 414 |
| LARIDAE | Larus minutus | GABBIANELLO | SPEC 3 | 52 | € 1 399 |
| SCOLOPACIDAE | Actitis hypoleucos | PIRO PIRO PICCOLO | SPEC 3 | 46 | € 1 253 |
| RALLIDAE | Porzana porzana | VOLTOLINO | Non-SPEC | 45 | € 1 202 |
| TURDINAE | Monticola saxatilis | CODIROSSONE | SPEC 3 | 44 | € 1 180 |
| HIRUNDINIDAE | Hirundo daurica | RONDINE ROSSICCA | Non-SPEC | 43 | € 1 160 |
| ANATIDAE | Anas crecca | ALZAVOLA | Non-SPEC | 41 | € 1 116 |
| PICIDAE | Picus canus | PICCHIO CENERINO | SPEC 3 | 40 | € 1 079 |
| ACCIPITRIDAE | Circus aeruginosus | FALCO DI PALUDE | Non-SPEC | 38 | € 1 013 |
| STRIGIDAE | Athene noctua | CIVETTA | SPEC 3 | 37 | € 987 |
| SYLVIINAE | Acrocephalus schoenobaenus | FORAPAGLIE | Non-SPEC | 36 | € 976 |
| ALCEDINIDAE | Alcedo atthis | MARTIN PESCATORE | SPEC 3 | 36 | € 961 |
| ANATIDAE | Tadoma tadoma | VOLPOCA | Non-SPEC | 33 | € 893 |
| ANATIDAE | Anser anser | OCA SELVATICA | Non-SPEC | 32 | € 859 |
| PICIDAE | Dendrocopos leucotos | PICCHIO DORSO BIANCO | Non-SPEC | 32 | € 849 |
| PROCELLARIIDAE | Puffinus yelkouan | BERTA MINORE | Non-SPEC | 31 | € 830 |
| SYLVIINAE | Sylvia hortensis | BIGIA GROSSA | SPEC 3 | 30 | € 800 |
| TYTONIDAE | Tyto alba | BARBAGIANNI | SPEC 3 | 28 | € 735 |
| UPUPIDAE | Upupa epops | UPUPA | SPEC 3 | 27 | € 706 |
| MOTACILLIDAE | Anthus campestris | CALANDRO | SPEC 3 | 26 | € 695 |
| ACCIPITRIDAE | Circus pygargus | ALBANELLA MINORE | Non-SPEC | 26 | € 684 |
| COLUMBIDAE | Columba oenas | COLOMBELLA | Non-SPEC | 25 | € 675 |
| LANIIDAE | Lanius collurio | AVERLA PICCOLA | SPEC 3 | 25 | € 673 |
| ALAUDIDAE | Galerida cristata | CAPELLACCIA | SPEC 3 | 25 | € 670 |
| FALCONIDAE | Falco peregrinus | PELLEGRINO | Non-SPEC | 25 | € 666 |
| HAEMATOPODIDAE | Haematopus ostralegus | BECCACCIA DI MARE | Non-SPEC | 25 | € 654 |
| PHASIANIDAE | Perdix perdix | STARNA | SPEC 3 | 25 | € 652 |
| FALCONIDAE | Falco tinnunculus | GHEPPIO | SPEC 3 | 23 | € 619 |
| EMBERIZINAE | Emberiza cia | ZIGOLO MUCIATTO | SPEC 3 | 23 | € 614 |
| PARIDAE | Parus palustris | CINCIA BIGIA | SPEC 3 | 23 | € 602 |
| MEROPIIDAE | Merops apiaster | GRUCCIONE | SPEC 3 | 22 | € 591 |
| COLUMBIDAE | Streptopelia turtur | TORTORA | SPEC 3 | 22 | € 591 |
| ANATIDAE | Cygnus olor | CIGNO REALE | Non-SPEC | 20 | € 520 |
| LARIDAE | Larus melanocephalus | GABBIANO CORALLINO | Non-SPEC | 20 | € 519 |
| TURDINAE | Oenanthe oenanthe | CULBIANCO | SPEC 3 | 20 | € 513 |
| PHASIANIDAE | Coturnix coturnix | QUAGLIA | SPEC 3 | 19 | € 495 |
| TETRAONIDAE | Tetrao tetrix | FAGIANO DI MONTE | SPEC 3 | 18 | € 467 |
| PASSERINAE | Montifringilla nivalis | FRINGUELLO ALPINO | Non-SPEC | 18 | € 461 |
| PICIDAE | Dendrocopos medius | PICCHIO ROSSO MEZZANO | Non-SPEC | 18 | € 459 |
| ALAUDIDAE | Calandrella brachydactyla | CALANDRELLA | SPEC 3 | 18 | € 457 |
| SYLVIINAE | Acrocephalus melanopogon | FORAPAGLIE CASTAGNOLO | Non-SPEC | 17 | € 431 |
| HIRUNDINIDAE | Delichon urbica | BALESTRUCCIO | SPEC 3 | 16 | € 423 |
| SITTIDAE | Tichodroma muraria | PICCHIO MURAILO | Non-SPEC | 15 | € 395 |
| FALCONIDAE | Falco subbuteo | LODOLAIO | Non-SPEC | 15 | € 382 |
| HIRUNDINIDAE | Hirundo rustica | RONDINE | SPEC 3 | 15 | € 380 |
| PASSERINAE | Passer montanus | PASSERA MATTUGIA | SPEC 3 | 15 | € 380 |

| FamName | SciName | NOME COMUNE | SPEC | Valore intrinseco | Valore € |
|-------------------|---------------------------|------------------------|----------|-------------------|----------|
| ALAUDIDAE | Melanocorypha calandra | CALANDRA | SPEC 3 | 15 | € 374 |
| STRIGIDAE | Glaucidium passerinum | CIVETTA NANA | Non-SPEC | 15 | € 372 |
| RECURVIROSTRIDAE | Himantopus himantopus | CAVALIERE D'ITALIA | Non-SPEC | 14 | € 370 |
| HIRUNDINIDAE | Riparia riparia | TOPINO | SPEC 3 | 14 | € 369 |
| ACCIPITRIDAE | Pernis apivorus | FALCO PECCHIAIOLO | Non-SPEC | 14 | € 355 |
| MUSCICAPINAE | Muscicapa striata | PIGLIAMOSCHE | SPEC 3 | 13 | € 333 |
| ARDEIDAE | Egretta garzetta | GARZETTA | Non-SPEC | 13 | € 322 |
| APODIDAE | Tachymarpis melba | RONDONI MAGGIORE | Non-SPEC | 12 | € 312 |
| ACCIPITRIDAE | Accipiter gentilis | ASTORE | Non-SPEC | 12 | € 310 |
| ALAUDIDAE | Alauda arvensis | ALLODOLA | SPEC 3 | 12 | € 306 |
| PASSERINAE | Passer domesticus | PASSERA OLTREMONTANA | SPEC 3 | 12 | € 306 |
| CHARADRIIDAE | Charadrius dubius | CORRIERE PICCOLO | Non-SPEC | 11 | € 286 |
| PHALACROCORACIDAE | Phalacrocorax carbo | CORMORANO | Non-SPEC | 11 | € 263 |
| ARDEIDAE | Bubulcus ibis | AIRONE GUARDABUOI | Non-SPEC | 11 | € 262 |
| PRUNELLIDAE | Prunella collaris | SORDONE | Non-SPEC | 10 | € 255 |
| STRIGIDAE | Aegolius funereus | CIVETTA CAPOGROSSO | Non-SPEC | 10 | € 253 |
| MOTACILLIDAE | Anthus spinoletta | SPIONCELLO | Non-SPEC | 10 | € 252 |
| STURNIDAE | Sturnus vulgaris | STORNO | SPEC 3 | 10 | € 251 |
| RECURVIROSTRIDAE | Recurvirostra avosetta | AVOCETTA | Non-SPEC | 10 | € 249 |
| REMIZIDAE | Remiz pendulinus | PENDOLINO | Non-SPEC | 10 | € 248 |
| PHALACROCORACIDAE | Phalacrocorax aristotelis | MARANGONE DAL CUFFO | Non-SPEC | 10 | € 234 |
| PODICIPEDIDAE | Tachybaptus ruficollis | TUFFETTO | Non-SPEC | 9 | € 227 |
| CORVIDAE | Nucifraga caryocatactes | NOCCIOLAIA | Non-SPEC | 9 | € 209 |
| LARIDAE | Sterna hirundo | STERNA COMUNE | Non-SPEC | 8 | € 204 |
| SYLVIINAE | Locustella luscinioides | SALCIAIOLO | Non-SPEC | 8 | € 200 |
| RALLIDAE | Rallus aquaticus | PORCIGLIONE | Non-SPEC | 8 | € 200 |
| SYLVIINAE | Cettia cetti | USIGNOLO DI FIUME | Non-SPEC | 8 | € 195 |
| PANURINAE | Panurus biarmicus | BASETTINO | Non-SPEC | 8 | € 190 |
| SYLVIINAE | Sylvia sarda | MAGNANINA SARDA | Non-SPEC | 8 | € 183 |
| LARIDAE | Larus ridibundus | GABBIANO COMUNE | Non-SPEC | 8 | € 183 |
| CORVIDAE | Corvus corax | CORVO IMPERIALE | Non-SPEC | 8 | € 181 |
| LARIDAE | Larus cachinnans | GABBIANO REALE | Non-SPEC | 7 | € 174 |
| ACCIPITRIDAE | Accipiter nisus | SPARVIERE | Non-SPEC | 7 | € 172 |
| HYDROBATIDAE | Hydrobates pelagicus | UCCELLO DELLE TEMPESTE | Non-SPEC | 7 | € 168 |
| PODICIPEDIDAE | Podiceps cristatus | SVASSO MAGGIORE | Non-SPEC | 7 | € 168 |
| PASSERINAE | Passer hispaniolensis | PASSERA SARDA | Non-SPEC | 7 | € 166 |
| PICIDAE | Dryocopus martius | PICCHIO NERO | Non-SPEC | 7 | € 164 |
| TURDINAE | Turdus torquatus | MERLO DAL COLLARE | Non-SPEC | 7 | € 161 |
| PICIDAE | Dendrocopos minor | PICCHIO ROSSO MINORE | Non-SPEC | 7 | € 159 |
| CORVIDAE | Pyrrhocorax graculus | GRACCHIO ALPINO | Non-SPEC | 7 | € 159 |
| RALLIDAE | Gallinula chloropus | GALLINELLA D'ACQUA | Non-SPEC | 6 | € 150 |
| SYLVIINAE | Sylvia nisoria | BIGIA PADOVANA | Non-SPEC | 6 | € 150 |
| MUSCICAPINAE | Ficedula albicollis | BALIA DAL COLLARE | Non-SPEC | 6 | € 150 |
| SYLVIINAE | Acrocephalus arundinaceus | CANNARECCIONE | Non-SPEC | 6 | € 146 |
| SYLVIINAE | Cisticola juncidis | BECCAMOSCHINO | Non-SPEC | 6 | € 145 |

| FamName | SciName | NOME COMUNE | SPEC | Valore intrinseco | Valore € |
|--------------|-------------------------------|-------------------------------|----------|----------------------|----------|
| MOTACILLIDAE | Motacilla cinerea | BALLERINA GIALLA | Non-SPEC | 6 | € 145 |
| APODIDAE | Apus pallidus | RONDONE PALLIDO | Non-SPEC | 6 | € 133 |
| ARDEIDAE | Ardea cinerea | AIRONE CENERINO | Non-SPEC | 6 | € 130 |
| TETRAONIDAE | Tetrao urogallus | GALLO CEDRONE | Non-SPEC | 6 | € 127 |
| TETRAONIDAE | Lagopus mutus | PERNICE BIANCA | Non-SPEC | 6 | € 124 |
| STRIGIDAE | Strix aluco | ALLOCCO | Non-SPEC | 5 | € 122 |
| CUCULIDAE | Cuculus canorus | CUCULO | Non-SPEC | 5 | € 116 |
| EMBERIZINAE | Emberiza cirius | ZIGOLO NERO | Non-SPEC | 5 | € 114 |
| HIRUNDINIDAE | Hirundo rupestris | RONDINE MONTANA | Non-SPEC | 5 | € 113 |
| SYLVIINAE | Hippolais polyglotta | CANAPINO | Non-SPEC | 5 | € 113 |
| CINCLIDAE | Cinclus cinclus | MERLO ACQUAILOLO | Non-SPEC | 5 | € 111 |
| STRIGIDAE | Asio otus | GUFO COMUNE | Non-SPEC | 5 | € 109 |
| SYLVIINAE | Sylvia conspicillata | STERPAZZOLA DI SARDEGNA | Non-SPEC | 5 | € 109 |
| SYLVIINAE | Sylvia melanocephala | OCCHIOCOTTO | Non-SPEC | 5 | € 102 |
| FRINGILLIDAE | Serinus citrinella | VENTURONE | Non-SPEC | 5 | € 98 |
| TURDINAE | Luscinia megarhynchos | USIGNOLO | Non-SPEC | 5 | € 97 |
| FRINGILLIDAE | Loxia curvirostra | CROCIERE | Non-SPEC | 5 | € 96 |
| STURNIDAE | Sturnus unicolor | STORNO NERO | Non-SPEC | 4 | € 95 |
| ORIOIDAE | Oriolus oriolus | RIGOGOLO | Non-SPEC | 4 | € 94 |
| TURDINAE | Turdus viscivorus | TORDELA | Non-SPEC | 4 | € 92 |
| COLUMBIDAE | Columba livia | PICCIONE SELVATICO | Non-SPEC | 4 | € 89 |
| EMBERIZINAE | Emberiza schoeniclus | MIGLIARINO DI PALUDE | Non-SPEC | 4 | € 89 |
| CORVIDAE | Corvus monedula | TACCOLA | Non-SPEC | 4 | € 87 |
| SYLVIINAE | Acrocephalus scirpaceus | CANNAIOLA | Non-SPEC | 4 | € 87 |
| CERTHIDAE | Certhia familiaris | RAMPICHINO ALPESTRE | Non-SPEC | 4 | € 86 |
| APODIDAE | Apus apus | RONDONE | Non-SPEC | 4 | € 85 |
| PICIDAE | Dendrocopos major | PICCHIO ROSSO MAGGIORE | Non-SPEC | 4 | € 77 |
| MOTACILLIDAE | Motacilla flava | CUTRETTOLA | Non-SPEC | 4 | € 76 |
| SYLVIINAE | Regulus ignicapilla | FIORRANCINO | Non-SPEC | 4 | € 74 |
| COLUMBIDAE | Streptopelia decaocto | TORTORA DAL COLLARE ORIENTALE | Non-SPEC | 4 | € 73 |
| PASSERINAE | Petronia petronia | PASSERA LAGIA | Non-SPEC | 4 | € 71 |
| FRINGILLIDAE | Pyrrhula pyrrhula | CIUFFOLOTTO | Non-SPEC | 4 | € 70 |
| ACCIPITRIDAE | Buteo buteo | POIANA | Non-SPEC | 4 | € 70 |
| SYLVIINAE | Sylvia cantillans | STERPAZZOLINA | Non-SPEC | 4 | € 69 |
| SYLVIINAE | Acrocephalus palustris | CANNAIOLA VERDOGNOLA | Non-SPEC | 3 | € 67 |
| PARIDAE | Parus montanus | CINCIA BIGIA ALPESTRE | Non-SPEC | 3 | € 67 |
| RALLIDAE | Fulica atra | FOLAGA | Non-SPEC | 3 | € 65 |
| TURDINAE | Saxicola torquata | SALTIPALO | Non-SPEC | 3 | € 63 |
| AEGITHALIDAE | Aegithalos caudatus | CODIBUGNOLO | Non-SPEC | 3 | € 61 |
| TETRAONIDAE | Bonasa bonasia | FRANCOLINO DI MONTE | Non-SPEC | 3 | € 59 |
| FRINGILLIDAE | Coccothraustes coccothraustes | FROSONE | Non-SPEC | 3 | € 59 |
| TURDINAE | Saxicola rubetra | STIACCINO | Non-SPEC | 3 | € 59 |
| ANATIDAE | Anas platyrhynchos | GERMANO REALE | Non-SPEC | 3 | € 57 |
| TURDINAE | Phoenicurus ochruros | CODIROSSO SPAZZACAMINO | Non-SPEC | 3 | € 55 |
| CORVIDAE | Pica pica | GAZZA | Non-SPEC | 3 | € 53 |

| FamName | SciName | NOME COMUNE | SPEC | Valore intrinseco | Valore € |
|---------------|-------------------------|-------------------|----------|-------------------|----------|
| CORVIDAE | Corvus corone | CORNACCHIA | Non-SPEC | 3 | € 53 |
| CORVIDAE | Garrulus glandarius | GHIANDAIA | Non-SPEC | 3 | € 53 |
| MOTACILLIDAE | Anthus trivialis | PRISPOLONE | Non-SPEC | 3 | € 52 |
| FRINGILLIDAE | Serinus serinus | VERZELLINO | Non-SPEC | 3 | € 51 |
| CERTHIIDAE | Certhia brachydactyla | RAMPICHINO | Non-SPEC | 3 | € 50 |
| SYLVIINAE | Sylvia borin | BECCAFICO | Non-SPEC | 3 | € 48 |
| COLUMBIDAE | Columba palumbus | COLOMBACCIO | Non-SPEC | 3 | € 48 |
| FRINGILLIDAE | Carduelis spinus | LUCARINO | Non-SPEC | 3 | € 45 |
| PHASIANIDAE | Phasianus colchicus | FAGIANO COMUNE | Non-SPEC | 3 | € 43 |
| EMBERIZINAE | Emberiza citrinella | ZIGOLO GIALLO | Non-SPEC | 3 | € 42 |
| TURDINAE | Turdus pilaris | CESENA | Non-SPEC | 3 | € 40 |
| FRINGILLIDAE | Carduelis chloris | VERDONE | Non-SPEC | 2 | € 39 |
| PARIDAE | Parus ater | CINCIA MORA | Non-SPEC | 2 | € 36 |
| PARIDAE | Parus caeruleus | CINCIARELLA | Non-SPEC | 2 | € 35 |
| SYLVIINAE | Sylvia atricapilla | CAPINERA | Non-SPEC | 2 | € 35 |
| SYLVIINAE | Regulus regulus | REGOLO | Non-SPEC | 2 | € 33 |
| SYLVIINAE | Phylloscopus collybita | LUI PICCOLO | Non-SPEC | 2 | € 33 |
| TURDINAE | Turdus philomelos | TORDO BOTTACCIO | Non-SPEC | 2 | € 30 |
| SITTIDAE | Sitta europaea | PICCHIO MURATORE | Non-SPEC | 2 | € 30 |
| SYLVIINAE | Sylvia communis | STERPAZZOLA | Non-SPEC | 2 | € 29 |
| MOTACILLIDAE | Motacilla alba | BALLERINA BIANCA | Non-SPEC | 2 | € 28 |
| FRINGILLIDAE | Carduelis carduelis | CARDELLINO | Non-SPEC | 2 | € 27 |
| PRUNELLIDAE | Prunella modularis | PASSERA SCOPAIOLO | Non-SPEC | 2 | € 20 |
| TROGLODYTIDAE | Troglodytes troglodytes | SCRICCILOLO | Non-SPEC | 2 | € 19 |
| TURDINAE | Turdus merula | MERLO | Non-SPEC | 2 | € 19 |
| TURDINAE | Erithacus rubecula | PETTIROSSO | Non-SPEC | 2 | € 13 |
| PARIDAE | Parus major | CINCIALLEGRA | Non-SPEC | 1 | € 8 |
| FRINGILLIDAE | Fringilla coelebs | FRINGUELLO | Non-SPEC | 1 | € 1 |

La stima dei potenziali costi dovuti agli impatti derivanti da eventuali collisioni di avifauna, imputabile all'aerogeneratore di progetto non è quantificabile in maniera puntuale in quanto manca uno storico dell'area. Studi sul monitoraggio della componente faunistica su impianti eolici esistenti sul territorio della Sardegna, il Parco Eolico Ulassai e Perdasdefogu e il Parco eolico di Sa Turrina Manna, evidenziano il valore di 0.113 il primo e 0.03 il secondo collisioni/WTG anno. Ipotizzando di porci nel caso più gravoso di 0.113 collisioni annue si riscontrano 2.83 collisioni in 25 anni di vita utile dell'impianto eolico. Si può ipotizzare un valore medio di 5138 euro a capo: $2.83 * 5138 = 14.540,54$ € di costo per abbattimento avifauna.

$$\text{€ } 14.540,54 / 45.056.000 \text{ kWh} = 0,000322 \text{ €/kWh}$$

Pertanto, il costo esterno (o ambientale) dovuto all'impatto sull'avifauna prodotto dagli aerogeneratori di progetto, lo stimiamo in:

$$0,000322 \text{ €/kWh}$$

5.7. Valore immissioni evitate di CO2

La realizzazione di un impianto eolico produce il risparmio di costi esterni negativi evitati alla collettività.

Il beneficio ambientale derivante dalla sostituzione con la produzione eolica di altrettanta energia prodotta da combustibili fossili può essere valutato come mancata emissione, ogni anno, di rilevanti quantità di inquinanti.

Tra le principali emissioni associate alla generazione elettrica da combustibili tradizionali vanno ricordati:

- 491 g/kWh di CO₂ (anidride carbonica);
- 104.5 mg/kWh di SO₂ (anidride solforosa);
- 375.5 mg/kWh di NO_x (ossidi di azoto).

Questo significa che per l'impianto eolico in progetto con una produzione annua non inferiore a 1.88 GWh, una centrale tradizionale produrrebbe:

- circa 1.436,73 tonnellate di CO₂ (anidride carbonica);
- circa 2,98 quintali di SO₂ (anidride solforosa);
- circa 3,2 quintali di NO_x (ossidi di azoto).

La componente più rilevante è il risparmio di emissione di CO₂, che in base agli studi dell'EPA United States Environmental Protection Agency per l'anno 2020 si attesta a 42 \$/tonn = 35.50 €/tonn e nell'anno 2045 sui 64 \$/tonn = 54.15 €/tonn

Utilizzando comunque il valore di 35.5 €/tonnellata CO₂, stimiamo il valore delle immissioni in ambiente di CO₂ evitate per kWh prodotto pari a;

$$0,0355 \text{ €/kg} \times 0,483 \text{ kg/kWh} = 0,0171 \text{ €/kWh}$$

5.8. Costo di produzione energia

Ai costi sopra stimati va aggiunto il costo di produzione dell'energia elettrica per l'impianto in studio.

In generale, i costi della generazione di elettricità dal vento dipendono da vari fattori, in particolare dall'intensità del vento nel sito d'intervento, dal costo di realizzazione dell'impianto, dalla vicinanza del punto di consegna che determina un risparmio sulla realizzazione delle opere di rete per il trasporto dell'energia prodotta e dall'accessibilità del sito.

L'area sulla quale insiste l'aereogeneratore in oggetto si trova in condizioni Anemologiche ottimali e il punto di consegna si trova a breve distanza dall'area di progetto e per quanto riguarda il percorso del cavidotto esterno (che collega l'impianto eolico al punto di consegna), esso può utilizzare la viabilità in parte esistente. È opportuno precisare che una tradizionale centrale alimentata con combustibili fossili rispetto ad una centrale a fonte rinnovabile è caratterizzata dall'assenza di consumo di "combustibile", in quanto il vento è una risorsa gratuita e disponibile liberamente. Da quando l'industria eolica ha avuto inizio, circa 20 anni fa,

il costo dell'energia eolica è in continua diminuzione, grazie alle economie di scala legate all'ottimizzazione dei processi produttivi e soprattutto alle innovazioni tecnologiche degli aerogeneratori.

Nel suo studio LAZARD calcola l'LCOE per ciascuna tecnologia, tenendo conto di tutte le variabili: dai costi delle attrezzature, di costruzione e di finanziamento alle spese di funzionamento e manutenzione fino alle ore medie lavoro degli impianti. Nello studio emerge un costo per l'energia eolica onshore da 26 €/MWh a 54 €/MWh, dato in calo rispetto all'anno precedente.

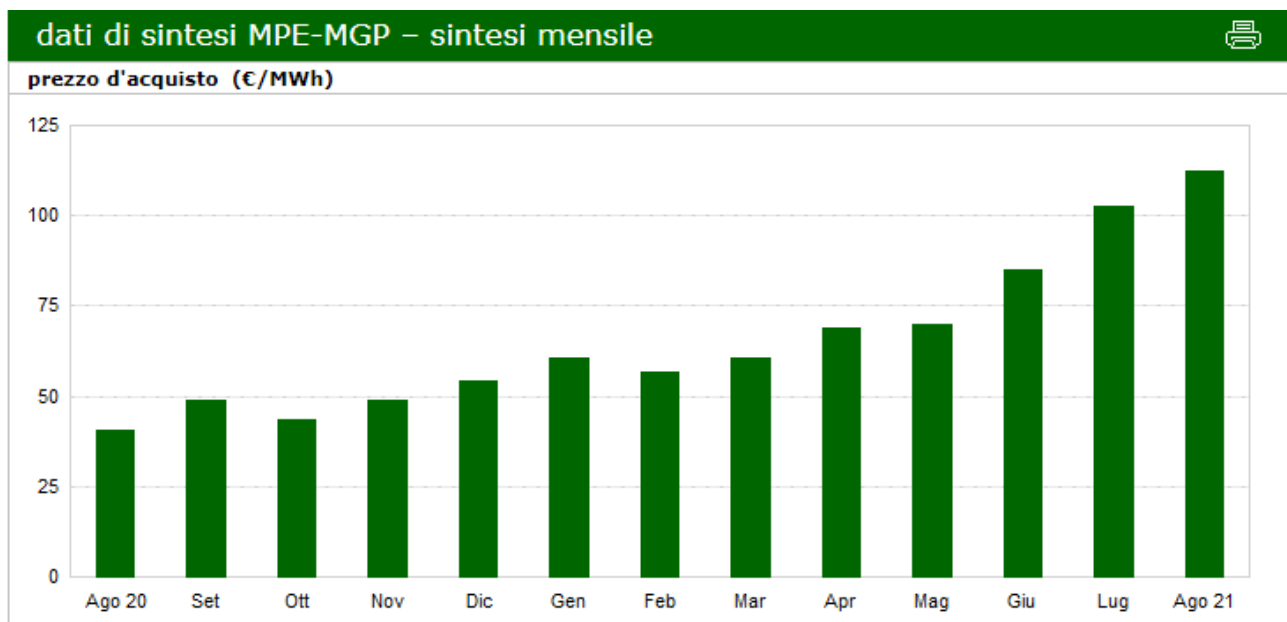
Per l'impianto eolico di progetto è possibile stimare un costo di produzione dell'energia elettrica pari a:

54 €/MWh ovvero 0,054 €/kWh

5.9. Prezzo energia prodotta

L'analisi verrà completata con l'indicazione del prezzo di vendita dell'energia prodotta, sia nel caso di incentivi che di vendita diretta sul mercato libero. La tariffa incentivante per un aerogeneratore eolico di questo tipo è di 85 €/MWh, cioè 0.085 €/kWh. Nel caso in cui si decida di vendere l'energia sul mercato, il prezzo medio di acquisto dell'energia in Italia nel 2020 è di 38,92 €/MWh, con i valori più bassi degli ultimi due anni causa covid-19 (Fonte GME), dato in controtendenza rispetto al 2021 con una media di 84,11 €/MWh (Fonte GME), ovvero 0,08411 €/kWh.

L'analisi prende in considerazione il valore dell'incentivo di **0,085 €/kWh**, valore al di sotto del valore di vendita dell'energia degli ultimi mesi (vedi figura sottostante).



6. VALUTAZIONE COSTI BENEFICI

In base alle valorizzazioni dei costi esterni sopra riportate dalla seguente tabella è possibile quantificare che i benefici economici della produzione di energia elettrica per il Parco Eolico di progetto sono superiori ai costi esterni prodotti.

| Voci Costo -Benefici | Tipologia | Valore |
|-------------------------------|-----------|-----------|
| Prezzo vendita energia | | 0,085 |
| Costo produzione energia LCOE | costo | -0,0054 |
| Costo impatto acustico | costo | -0,00025 |
| Costo impatto visivo | costo | -0,00058 |
| Costo impatto vegetazione | costo | -0,000507 |
| costo impatto avifauna | costo | -0,000322 |
| Emissioni CO2 Evitate | Beneficio | 0.0171 |
| Saldo Totale | €/kWh | 0,07794 |

7. RICADUTE ECONOMICHE SUL TERRITORIO

7.1. Scelta del sito

La scelta del sito, quando si fa la ricerca sul territorio per individuarne uno eleggibile, ovviamente è fortemente subordinata a tutta una serie di programmazioni diverse, delineate dalle stesse linee guida Regionali (DGR 59/90) ma anche da quelle Nazionali.

La prima attività risulta quella di trovare la disponibilità dei terreni all'interno di quelle zone che non sono reputate "inidonee" dalla programmazione sui vincoli e siglare un accordo preliminare per garantire la disponibilità del sito. Tenuto conto di tale programmazione, elaborando una dettagliata cartografia di base (con l'ausilio degli strumenti online della stessa RAS), è possibile operare delle "scelte", a volte obbligate, tenendo conto di distanze, ingombri, vincoli, buffer, orografia, esposizione al vento (non secondaria per trovare una sitologia in line con una produzione attesa nei limiti della fattibilità economica dell'iniziativa), presenza di linee elettriche e la viabilità per trasporto e accesso al sito. Normalmente si parte dalle componenti ambientali del PPR individuando soltanto le colture erbacee specializzate (che non erano considerate aree preclusive all'epoca delle DGR 28/56 e 3/17 successiva). Operando un sopralluogo di dettaglio, poi, si possono verificare preventivamente gli altri macro-aspetti che determinano la scelta del sito dove ubicare una turbina (o un parco eolico), che sono rappresentati dal seguente elenco:

- Ventosità preliminare del sito;
- Ipotesi di allaccio alla Rete Elettrica;

- Viabilità di accesso;
- Mancanza totale di vincoli o limitata presenza di essi tali da poter essere mitigati o compensati.

Da tale punto di vista, il sito di Pedru Rui è stato scelto proprio sulla base di tali attività messe a sistema e ponderate prima dell'avvio di qualsiasi impegno finanziario da parte della società.

Le alternative localizzative della turbina, non ha trovato altre soluzioni per svariate motivazioni:

- Orografia complessa su altre aree più basse e meno ventose.;
- Assenza di linee elettriche;
- Distanze dal centro abitato;
- Presenza di altre turbine di uguale tipologia da cui mantenere almeno 1000 m di distanza e altri impianti eolici di grande taglia e potenza.
- Presenza di vincoli diffusi, maggiormente impattanti se non considerati nella scelta del sito, aree naturali, semi-naturali, aree impervie o boscate, aree agricole o percorse da incendio, etc.
- Maggiore visibilità della turbina sulle porzioni di territorio a sud-ovest e sud est del centro abitato.
- Maggiore concentrazione di edificati rurali da cui mantenere le distanze cautelative sulla base della categoria catastale ma anche delle risultanze con la previsionale acustica che restituisce parametri entro i parametri di legge.

Di conseguenza l'alternativa zero sarebbe l'unica percorribile, in quanto, in questo dato momento, la diffusione di altri impianti eolici, o altri già in esercizio come l'impianto EGP a poco più di 1000 m ad ovest del sito, di grande taglia sul territorio è fortemente presente e limita ancor di più la possibilità, ad una singola turbina, di posizionarsi su una porzione diversa del territorio.

In conclusione, secondo quanto descritto dalla norma sulla VIA la descrizione delle alternative ragionevoli prese in esame dal proponente, adeguate al progetto ed alle sue caratteristiche specifiche, compresa l'alternativa zero, con indicazione delle ragioni principali alla base dell'opzione scelta, prendendo in considerazione gli impatti ambientali, considera che una localizzazione alternativa, diventa difficile e non percorribile, e con maggiori impatti diffusi.

7.2. DM 2010 – Linee Guida e compensazioni ambientali

Fermo restando, anche ai sensi del punto 1.1 e del punto 13.4 delle linee guida DM 2010, che per l'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non è dovuto alcun corrispettivo monetario in favore dei Comuni, l'Autorizzazione Unica può prevedere l'individuazione di misure compensative, a carattere non meramente patrimoniale, a favore degli stessi Comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientale correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza sui predetti temi, nel rispetto dei seguenti criteri:

- a) non dà luogo a misure compensative, in modo automatico, la semplice circostanza che venga realizzato un impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili, a prescindere da ogni considerazione sulle sue caratteristiche e dimensioni e dal suo impatto sull'ambiente (3);
- b) le «misure di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale» sono determinate in riferimento a «concentrazioni territoriali di attività, impianti ed infrastrutture ad elevato impatto territoriale», con specifico riguardo alle opere in questione (4);
- c) le misure compensative devono essere concrete e realistiche, cioè determinate tenendo conto delle specifiche caratteristiche dell'impianto e del suo specifico impatto ambientale e territoriale;
- d) secondo l'articolo 1, comma 4, lettera f) della legge n. 239 del 2004, le misure compensative sono solo «eventuali», e correlate alla circostanza che esigenze connesse agli indirizzi strategici nazionali richiedano concentrazioni territoriali di attività, impianti e infrastrutture ad elevato impatto territoriale;
- e) possono essere imposte misure compensative di carattere ambientale e territoriale e non meramente patrimoniali o economiche solo se ricorrono tutti i presupposti indicati nel citato articolo 1, comma 4, lettera f) della legge n. 239 del 2004; f) le misure compensative sono definite in sede di conferenza di servizi, sentiti i Comuni interessati, anche sulla base di quanto stabilito da eventuali provvedimenti regionali e non possono unilateralmente essere fissate da un singolo Comune;
- g) nella definizione delle misure compensative si tiene conto dell'applicazione delle misure di mitigazione in concreto già previste, anche in sede di valutazione di impatto ambientale (qualora sia effettuata). A tal fine, con specifico riguardo agli impianti eolici, l'esecuzione delle misure di mitigazione di cui all'allegato 4, costituiscono, di per sé, azioni di parziale riequilibrio ambientale e territoriale;
- h) le eventuali misure di compensazione ambientale e territoriale definite nel rispetto dei criteri di cui alle lettere precedenti non possono comunque essere superiori al 3 per cento dei proventi, comprensivi degli incentivi vigenti, derivanti dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta annualmente dall'impianto.

L'autorizzazione unica comprende indicazioni dettagliate sull'entità delle misure compensative e sulle modalità con cui il proponente provvede ad attuare le misure compensative, pena la decadenza dell'autorizzazione unica. Secondo tali disposizioni del DM 2010 la società ha prodotto il seguente calcolo sulla base delle determinazioni emerse dal Business Plan legato alla producibilità attesa di impianto, restituita dalla relazione Anemologica. Tabella producibilità EWT DW61 HH84m – Ø61m

• **2.252.800 KWh/anno Ore equivalenti nette [KWh/KWe] 2.96 heq**

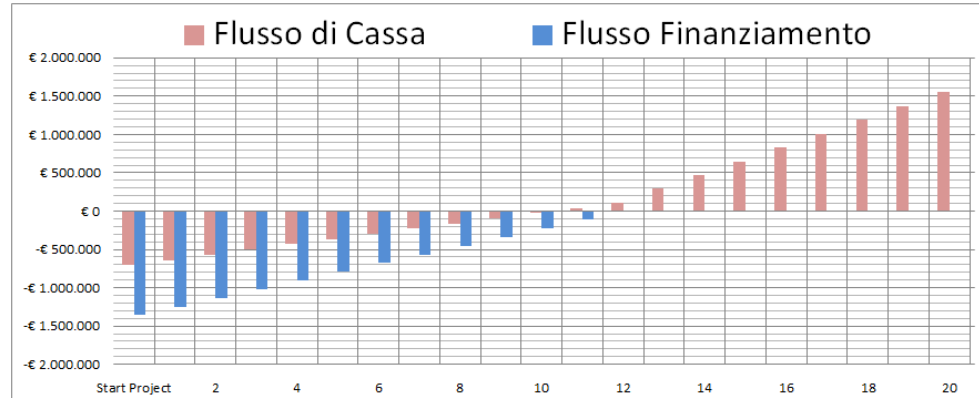
Il BP della Società viene fatto girare ad una tariffa zonale che si può attestare, dalle previsioni annuali fatte dal GSE, intorno a valori pari a **85 c€/kWh** (vedi BP indicativo sottostante).

Moltiplicando tale valore per i kWh di producibilità annui (KWh/anno) si ottiene una stima dei proventi lordi pari a **0,085 x 2.196.000 = 186.660 €** il cui 3% risulta essere pari a circa **5.600 €/anno**. Chiaramente, tale analisi è suscettibile a modifiche secondo l'andamento del mercato e della tariffa realmente spettante.

Business Plan

| | | | |
|---------------|--------------|------------------------|--|
| Cliente | EWT ID SRL | Data : | 23/09/2023 |
| Pot. Turbina | 975 KW | EPC CONTRACTOR : | EWT ITALIA DEVELOPMENT SRL (for Engineering, Procurement and Construction) |
| Loc. Impianto | Pedru Rui | Technical Report : | Alberto Laudadio |
| Latitudine | 40.866917° | Longitude | 8.781922° |
| Altitudine | 394 m.s.l.m. | Wind Data Processing : | Alberto Laudadio |

| DATI TECNICI AEROGENERATORE | | PARAMETRI FINANZIARI | |
|---|--------------------|-----------------------------------|----------------|
| WTG di Riferimento | EWT - DW61-975 kW | Prezzo impianto (IVA esclusa) | € 1.379.347,11 |
| Potenza Nominale WTG | 975,00 KWp | IVA (22%) | € 368.705,01 |
| Quota Mozzo WTG | 84,00 metri s.l.s. | Spese connessione (IVA esclusa) | € 53.482,50 |
| Diametro del Rotore WTG | Ø 61 metri | IVA (22%) | € 11.766,15 |
| Numero di Aerogeneratori | 1 | Totale Progetto (IVA esclusa) | € 1.432.829,61 |
| Potenza Totale Impianto | 975,00 KWp | Totale IVA | € 380.471,16 |
| DATI TECNICI SITO INSTALLAZIONE | | Assicurazione [€/anno] | € 1.000,00 |
| Wind Speed ad altezza Mozzo | 84 m 6,01 m/s | Manutenz. Programmata [€/anno] | € 4.000,00 |
| Densità dell'Aria | 1,175 kg/m³ | Finanziamento Istituto di Credito | 70,00% |
| DATI TECNICI PRODUCIBILITA' IMPIANTO / P50 | | Importo finanziato IVA compresa | € 1.107.771,33 |
| *1) Ore Equivalenti Anno | 2.252 heq | Tasso di interesse | 3,50% |
| *1) Energia annua prodotta | 2.196.000 KWh | Durata finanziamento | 12 anni |
| INCENTIVI MINISTERIALI SULL' ENERGIA PRODOTTA | | Finanziamento Proprio 30% e IVA | € 705.529,44 |
| Tariffa incentivante | 0,085 €/ KWh | | € - |
| | | Altro Finanziamento | |
| | | Importo finanziato IVA compresa | € - |
| | | Tasso di interesse | |
| | | Durata finanziamento | |
| Scadenza Preventivo ENEL | | | |
| Variazione annua ISTAT | | 2 % | |



| | | | | | | | | |
|-------------------------|------|-----------------------|-----|---|------|---------------------------------|---|--------|
| TIR senza finanziamento | 7,7% | TIR con finanziamento | 70% | = | 1,7% | DSCR (debt service cover ratio) | - | 2,32 % |
|-------------------------|------|-----------------------|-----|---|------|---------------------------------|---|--------|

| Anno | Energia prodotta | Ricavo incentivo annuale | ASSICURAZIONE ANNUALE | MANUTENZIONE ANNUALE | Recupero IVA | Totale beneficio economico | Rata annua finanziamento Istituto di Credito | Rata annua Altro Finanziamento | Utile AL LORDO DI TASSE E IMPOSTE | Flusso di cassa Cumulativo AL LORDO DI TASSE E IMPOSTE | Anno |
|--------|------------------|--------------------------|-----------------------|----------------------|--------------|----------------------------|--|--------------------------------|-----------------------------------|--|---------------|
| | | A | B | C | D | E = (A-B-C+D) | G | H | I = (E-G-H) | E-G-H | Start Project |
| 1 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.000,00 | € 4.000,00 | € - | € 181.660,00 | € 113.185,92 | € - | € 68.474,08 | € 637.055,36 | 1 |
| 2 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.020,00 | € 4.080,00 | € - | € 181.560,00 | € 113.185,92 | € - | € 68.374,08 | € 568.681,29 | 2 |
| 3 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.040,40 | € 4.161,60 | € - | € 181.458,00 | € 113.185,92 | € - | € 68.272,08 | € 500.409,21 | 3 |
| 4 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.061,21 | € 4.244,83 | € - | € 181.353,96 | € 113.185,92 | € - | € 68.168,04 | € 432.241,18 | 4 |
| 5 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.082,43 | € 4.329,73 | € - | € 181.247,84 | € 113.185,92 | € - | € 68.061,91 | € 364.179,26 | 5 |
| 6 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.104,08 | € 4.416,32 | € - | € 181.139,60 | € 113.185,92 | € - | € 67.953,67 | € 296.225,59 | 6 |
| 7 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.126,16 | € 4.504,65 | € - | € 181.029,19 | € 113.185,92 | € - | € 67.843,26 | € 228.382,33 | 7 |
| 8 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.148,69 | € 4.594,74 | € - | € 180.916,57 | € 113.185,92 | € - | € 67.730,65 | € 160.651,68 | 8 |
| 9 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.171,66 | € 4.686,64 | € - | € 180.801,70 | € 113.185,92 | € - | € 67.615,78 | € 93.035,90 | 9 |
| 10 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.195,09 | € 4.780,37 | € - | € 180.684,54 | € 113.185,92 | € - | € 67.498,61 | € 25.537,29 | 10 |
| 11 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.218,99 | € 4.875,98 | € - | € 180.565,03 | € 113.185,92 | € - | € 67.379,10 | € 41.841,81 | 11 |
| 12 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.243,37 | € 4.973,50 | € - | € 180.443,13 | € 113.185,92 | € - | € 67.257,20 | € 109.099,02 | 12 |
| 13 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.268,24 | € 5.072,97 | € - | € 180.318,79 | € - | € - | € 180.318,79 | € 289.417,81 | 13 |
| 14 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.293,61 | € 5.174,43 | € - | € 180.191,97 | € - | € - | € 180.191,97 | € 469.609,78 | 14 |
| 15 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.319,48 | € 5.277,92 | € - | € 180.062,61 | € - | € - | € 180.062,61 | € 649.672,38 | 15 |
| 16 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.345,87 | € 5.383,47 | € - | € 179.930,66 | € - | € - | € 179.930,66 | € 829.603,04 | 16 |
| 17 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.372,79 | € 5.491,14 | € - | € 179.796,07 | € - | € - | € 179.796,07 | € 1.009.399,11 | 17 |
| 18 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.400,24 | € 5.600,97 | € - | € 179.658,79 | € - | € - | € 179.658,79 | € 1.189.057,90 | 18 |
| 19 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.428,25 | € 5.712,98 | € - | € 179.518,77 | € - | € - | € 179.518,77 | € 1.368.576,67 | 19 |
| 20 | 2.196.000 KWh | € 186.660,00 | € 1.456,81 | € 5.827,24 | € - | € 179.375,94 | € - | € - | € 179.375,94 | € 1.547.952,62 | 20 |
| Totale | | € 3.733.200,00 | € 24.297,37 | € 97.189,48 | € - | € 3.611.713,15 | € 1.358.231,09 | € - | € 2.253.482,06 | | |

NOTE sulle compensazioni ambientali

Come è noto, le misure di compensazione sono argomento dibattuto oltre che in chiave normativa, anche più in generale nel complesso dialogo tra proponenti ed autorità competenti nell'iter autorizzativo degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili (FER), specie di grossa taglia.

La Corte costituzionale, con decisione n. 383/2005, ha ritenuto illegittima l'esclusione da misure compensative degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, dettando al contempo una specifica interpretazione dell'art. 1, c. 4 della L. 239/1994, in base alla quale possono essere imposte misure compensative di carattere ambientale e territoriale, limitatamente ai casi in cui ricorrano tutti gli altri presupposti indicati nel citato art. 1, co. 4, lett. f), ad esempio "concentrazioni territoriali di attività, impianti ed infrastrutture ad elevato impatto territoriale".

L'avveramento delle circostanze che ne determinano la cogenza va letta unitamente e sistemicamente con l'art. 1, co. 4, lett. f), l. n. 239/2004, a tenore del quale lo Stato e le Regioni garantiscono "l'adeguato equilibrio territoriale nella localizzazione delle infrastrutture energetiche, nei limiti consentiti dalle caratteristiche fisiche e geografiche delle singole regioni, prevedendo eventuali misure di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale qualora esigenze connesse agli indirizzi strategici nazionali richiedano concentrazioni territoriali di attività, impianti e infrastrutture ad elevato impatto territoriale, con esclusione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

*Tale enunciato trova conferma anche nelle Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili approvate con **DM 10 settembre 2010**, segnatamente nei punti 1.1 e 13.4, secondo cui, per l'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, non è dovuto alcun corrispettivo monetario in favore dei Comuni, mentre l'autorizzazione unica può prevedere l'individuazione di misure compensative, a carattere non meramente patrimoniale, in favore degli stessi Comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientale correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza sugli stessi temi, etc.*

È quindi escluso ogni automatismo, che prescindendo da qualsivoglia considerazione sulle caratteristiche e dimensioni del progetto e dal suo impatto sull'ambiente, anzi, deve essere proprio la considerazione di queste ultime ad orientare dette misure affinché siano "concrete e realistiche", a cui potremmo aggiungere "proporzionate ed adeguate".

Le misure di compensazione sono materia assolutamente distinguibile dalle misure di mitigazione degli impatti ambientali, con quest'ultime sottoposte alla disciplina della VIA nel contenimento degli effetti indesiderabili e della loro percezione nonché impiegabili, eventualmente, per gestire fenomeni del tipo NIMBY (not in my backyard) presso la popolazione interessata.

Tuttavia, non è infrequente, in ambito di tale disciplina, la presenza di formulazioni e definizioni che le integrino, es. l'allegato VII alla Parte II del Codice dell'Ambiente (Contenuti dello Studio di Impatto Ambientale di cui all'articolo 22), ai punti 7 e 8 dell'elenco, come peraltro l'allegato che lo precede e che riguarda i contenuti del Rapporto ambientale in ambito di Valutazione Ambientale Strategica.

La direttiva 2014/52/UE che modifica la direttiva VIA del 2011, all'Allegato IV, include anche l'ulteriore disposizione per le misure di monitoraggio e una descrizione che spiega la misura in cui effetti significativi negativi sull'ambiente sono evitati, prevenuti, ridotti o compensati, specificandone l'applicazione sia alla fase di realizzazione che di esercizio dell'opera oggetto di valutazione.

Da questo punto di vista, le migliori tecniche disponibili (MTD o BAT) possono fornire un punto di partenza molto affidabile per i proponenti, per identificare approcci e tecnologie di gestione del rischio che possono, a loro volta, essere suggeriti come misure di mitigazione in uno Studio di Impatto Ambientale.

Le compensazioni in senso stretto però, a differenza delle misure di mitigazione, possono operare in contesto differente da quello in cui l'impianto si inserisce. Le compensazioni per le FER, in particolare, possono operare al netto delle misure di mitigazione obbligatorie, ma la loro ampiezza e consistenza può opportunamente considerare lo sforzo già profuso per le prime.

Relativamente alla cifra annuale sopra riportata si specifica che, essendo il valore puramente indicativo, andrà contestualizzato e ricalcolato alle condizioni di mercato a cui accederà l'impianto. Infine, in base alla tariffa spettante, verrà stabilito il valore delle opere compensative che sarà stimato come previsto dall'Allegato 2 del D.M. 10.9.2010, ovvero con un importo pari, al massimo, al 3% dei proventi annui.

Diverso se, invece, sul territorio possono instaurarsi rapporti privilegiati con soggetti che volessero aderire ad un sistema misto PPA, CER per la cessione dell'energia direttamente sul territorio.

Infatti, a valle dell'eventuale autorizzazione della turbina, indipendente da qualsiasi forma di ricaduta economica successiva sul territorio, la costituzione di rapporti privilegiati con il territorio coi cosiddetti PPA (Power Purchase Agreement) dove un PPA è un accordo di fornitura di energia elettrica a lungo termine tra due parti, di solito tra un produttore di energia elettrica (seller) e un consumatore o distributore di energia elettrica (buyer). Tra questi potrebbe esserci proprio l'Amministrazione Comunale e le sue utenze pubbliche o semplici PMI. Se poi, oltre ai PPA si potessero implementare le CER sarebbe anche meglio.

I PPA definiscono nel dettaglio tutti i termini e le condizioni per la vendita e l'acquisto di energia elettrica, compresi il volume di elettricità da fornire, i prezzi negoziati, il bilanciamento tra produzione e consumi e le penali in caso di inadempimento del contratto. Trattandosi di un accordo bilaterale, il PPA può assumere varie forme ed essere adattato alle parti. Le forniture di energia elettrica possono essere fisiche o avvenire attraverso gruppi di bilanciamento. Poiché i PPA possono ridurre i rischi legati ai prezzi di mercato, sono utilizzati in particolare dai grandi consumatori di energia elettrica e nel caso di investimenti importanti previsti per la costruzione o il mantenimento di impianti di energia rinnovabile.

Le CER, invece, Comunità Energetiche che rappresentano una forma d'azione collettiva e collaborativa per la transizione energetica, sono un nucleo di realtà che scelgono di alimentare le proprie utenze con energia pulita, autoprodotta e condivisa. L'opportunità che permette di migliorare l'impatto ambientale dei singoli e della collettività, di ridurre i costi in bolletta, contribuire allo sviluppo di reti energetiche sostenibili e

accedere agli incentivi per l'energia condivisa. Scegliere di costituire una comunità energetica rinnovabile (CER) o di aggregarti a una configurazione già esistente (o ad un impianto di produzione di terzi) per diventare consumatore e/o produttore di energia rinnovabile e conseguire benefici economici, ambientali e sociali per te stesso e per il territorio.

La comunità energetica alimenta le utenze dei suoi membri attraverso uno o più impianti di produzione energetica rinnovabile, installati in prossimità delle stesse utenze che dipendono dal suo/loro funzionamento. Gli impianti possono essere nuovi o già esistenti, potenziati o adeguati, di proprietà di uno o più membri della comunità energetica o di enti terzi. È essenziale però che la comunità energetica disponga della totale disponibilità di uso e controllo degli stessi. Possono essere inclusi gli impianti rinnovabili costituiti prima del 15 dicembre 2021 purché in misura non superiore al 30% della potenza complessiva della comunità energetica. Ai fini dell'accesso agli incentivi, gli impianti devono avere una potenza pari o inferiore a 1 MW ed essere connessi alla stessa cabina primaria su cui insistono i membri della comunità energetica. Tutti gli impianti devono essere registrati sul sistema GAUDÌ di Terna e quindi caratterizzati dal codice CENSIMP.

L'unico limite delle CER è che l'unità di produzione ad essa collegata non deve essere superiore al MW. In tal senso la turbina EWT da 975 kW ben si adatta potendo garantire il 100% della sua produzione a favore della stessa CER, se si dovessero avverare delle condizioni positive per crearla.

8. RICADUTE OCCUPAZIONALI FER

Il graduale, ma costante, sviluppo delle fonti rinnovabili è particolarmente significativo per il Paese, poiché genera ricadute economiche e occupazionali.

Un volano di crescita a livello sociale e per il territorio, ma più in generale per lo sviluppo del Sistema Paese. Per questo è per noi fondamentale poterne stimare gli impatti.

In ottemperanza al D.lgs. 28/2011, è stato sviluppato dal GSE un modello di calcolo specifico che è stato applicato agli impianti a fonti rinnovabili per la generazione di energia elettrica e per la produzione di energia termica

Per il 2021 si stima in via preliminare che siano stati investiti oltre 1,1 mld€ in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolar modo nel settore fotovoltaico (807 mln€) e idroelettrico ad acqua fluente (176 mln€).

Il nuovo Valore Aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore elettrico nel 2021 si ritiene sia stato complessivamente di oltre 2,7 mld€.

| Tecnologia | Investimenti (mln €) | Spese O&M (mln €) | Valore Aggiunto (mln €) | Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA) | Occupati permanenti diretti + indiretti (ULA) |
|-------------------|-------------------------|----------------------|----------------------------|---|---|
| Fotovoltaico | 807 | 393 | 668 | 5.187 | 6.160 |
| Eolico | 123 | 328 | 308 | 853 | 3.807 |
| Idroelettrico | 176 | 1.055 | 893 | 1.610 | 11.939 |
| Biogas | 1 | 538 | 416 | 7 | 5.953 |
| Biomasse solide | 8 | 604 | 270 | 73 | 3.764 |
| Bioliquidi | 2 | 557 | 115 | 16 | 1.626 |
| Geotermoelettrico | - | 59 | 44 | - | 600 |
| Totale | 1.117 | 3.534 | 2.713 | 7.746 | 33.850 |

La gestione “permanente” di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di circa 5,5 mld€ nel 2021, si valuta abbia attivato circa 27.300 ULA dirette e indirette, di cui il 54% relativo alla filiera delle stufe e termocamini a legna e il 34% a quella delle pompe di calore.

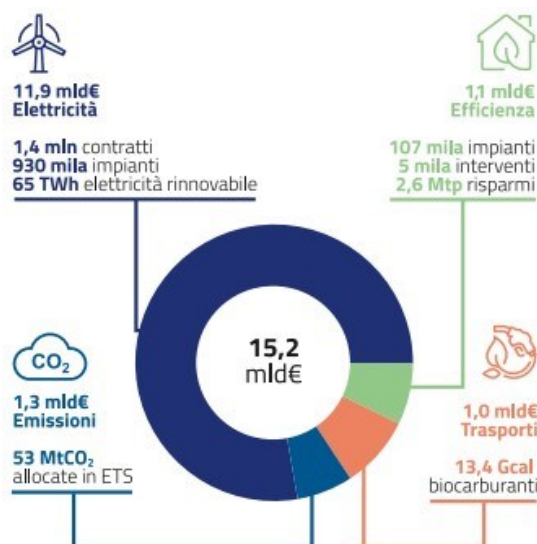
Il nuovo Valore Aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore termico nel 2020 si ritiene sia stato complessivamente di circa 4,5 mld€.

| Tecnologia | Investimenti (mln €) | Spese O&M (mln €) | Valore Aggiunto (mln €) | Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA) | Occupati permanenti diretti + indiretti (ULA) |
|--|-------------------------|----------------------|----------------------------|---|---|
| Solare termico (naturale + forzato) | 103 | 34 | 81 | 887 | 369 |
| Stufe e termocamini a pellet | 319 | 935 | 228 | 3.246 | 2.801 |
| Stufe e termocamini a legna | 158 | 1.731 | 1.160 | 1.953 | 14.791 |
| Pompe di calore (aeroterliche, idrotermiche e geotermiche) | 2.176 | 2.783 | 3.000 | 18.066 | 9.292 |
| Totale | 2.756 | 5.482 | 4.468 | 24.152 | 27.253 |

La valutazione delle ricadute economiche e occupazionali è solo uno dei possibili ambiti di valutazione degli impatti generati dalle attività promosse dal GSE.

Molte altre analisi possono essere fatte in merito a settori, di rilevanza strategica per il nostro Paese, che oggi risentono positivamente della gestione dei sistemi di incentivazione delle fonti rinnovabili (elettriche, termiche e trasporti) e dell'efficienza energetica da noi promossi.

Nel corso del 2021 la quantità di energia prodotta o risparmiata, supportata dal GSE, ha contribuito alla generazione di una serie di impatti positivi in termini di investimenti generati, nuovi occupati ed emissioni evitate. Di seguito i principali benefici scaturiti dalle azioni sostenute dal GSE.



Le ricadute complessive stimate al 2030 sono circa 135 miliardi di euro nello scenario reference e 174 miliardi in quello [r]evolution, con una differenza di circa 39 miliardi di euro a favore di quest'ultimo. Il valore diretto ammonta a circa 99 e 126 miliardi a seconda dell'ipotesi, mentre i consumi indiretti sono stimati tra 21 e 28 miliardi di euro. Infine, il valore aggiunto dell'indotto totalizza 14 miliardi nel reference e 19 nel [r]evolution.

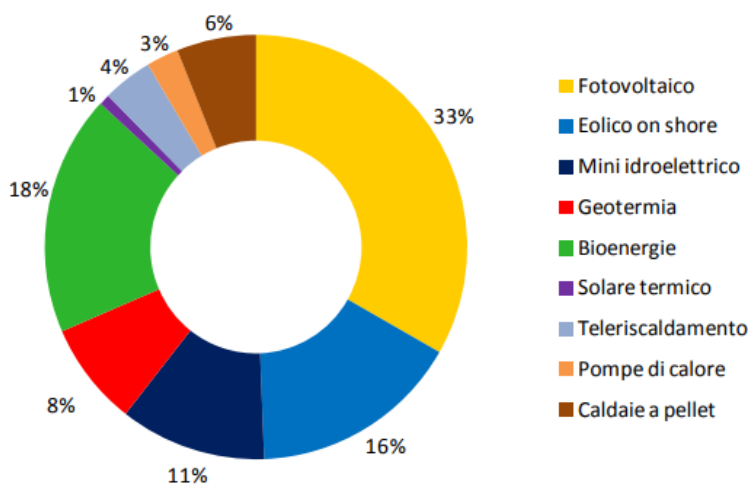
L'eolico (considerando sia on-shore che off-shore) è la tecnologia che fornisce il contributo maggiore, con ricadute economiche complessive stimato tra 35 e 46 miliardi di euro al 2030. Segue il fotovoltaico, con un valore pari a 34-40 miliardi a seconda dello scenario. Rilevante l'apporto delle biomasse, con ricadute economiche complessive che variano dai 22 ai 28 miliardi, mentre mini-idroelettrico e geotermia generano ricadute economiche complessive stimate tra 21 e 24 miliardi di euro. Infine, le ricadute economiche legate allo sviluppo delle rinnovabili termiche sono pari a 26 miliardi nello scenario reference ed a 35 nel [r]evolution.

Le ricadute occupazionali (dirette ed indirette) al 2030 sono stimate in circa 75.100 unità nel reference, contro le 102.360 unità dell'ipotesi [r]evolution, con una differenza a favore di quest'ultimo di circa 27.000 addetti.

Il gettito per l'erario italiano stimato al 2030 ammonta a circa 28 miliardi nello scenario reference ed a 36 miliardi in quello [r]evolution. Le imposte sull'utile d'esercizio variano tra i 13 e i 15 miliardi, le tasse e i contributi sui salari ammontano tra 11 e 16 miliardi, mentre il gettito IVA è stimato in 3,3-4,5 miliardi a seconda dell'ipotesi adottata.

Infine, la riduzione delle emissioni di CO₂ è stimata in circa 1 miliardo di tonnellate nello scenario reference ed in 1,2 miliardi di tonnellate in quello [r]evolution. Il differenziale di 200 milioni di tonnellate rappresenta quasi 1 miliardo di controvalore in più per lo scenario [r]evolution.

L'eolico, con una quota del 16%, è la terza tecnologia che ha generato valore aggiunto diretto, per un valore complessivo di 700 milioni di euro. Anche l'energia del vento ha conosciuto uno sviluppo importante negli ultimi cinque anni, passando dai 3,5 GW del 2008 agli oltre 8 GW attuali, per la maggior parte realizzati nel Sud Italia e nelle isole. In questo caso, la carenza di imprese italiane nelle prime fasi della filiera viene compensata dalle attività di generazione di energia e di O&M.



8.1. Ricadute occupazionali EOLICO

L'esecuzione di una qualunque opera o piano infrastrutturale ha anche finalità derivate, di tipo Keynesiano: serve cioè ad iniettare occasioni di lavoro e ricchezza nel territorio ove si prevede la sua realizzazione. L'effetto generazione e/o moltiplicatore e/o distributore di ricchezza, proveniente dalla realizzazione, diventa di fatto un aspetto significativo ed importato ai fini di una valutazione completa degli "impatti" indotti dall'opera.

Nell'ambito del programma europeo Altener, creato nel 1993 con l'obiettivo della promozione e dello sviluppo delle FER all'interno dell'Unione Europea, è stato pubblicato lo studio *The impact of renewables on employment and economics growth* che prevede per il 2005 un incremento di oltre 8.690 unità di lavoro nel settore della produzione di energia da fonte eolica on-shore, mentre l'incremento nel 2010 viene stimato in 20.822 unità.

Attualmente un dato scientifico rilevante sull' utilizzo in merito al potenziale nazionale dell'eolico in Italia è stato predisposto dall' Anev (associazione nazionale energia del vento, e in previsione al 2020 dagli studi effettuati sono raggiungibili i seguenti obiettivi in termini energetici:

- **Obiettivo elettrico 27.2 TWh**
- **Obiettivo di potenza 16200 MW**

Attraverso un gruppo di esperti nel settore eolico l'Anev ha definito il Potenziale Eolico Definitivo Realizzabile In Italia escludendo le aree che si presentano non idonee, sia in termini di aree vincolate o rilevanti paesaggisticamente, sia in termini assoluti per aree che non si presentano idonee all' eolico per motivi di carattere orografico.

I dati elettrici e paesaggistici in Italia hanno portato ai seguenti risultati:

- **Produzione per ogni abitante: 530 KWh;**
- **Occupazione del territorio escludendo le aree vincolate: 0.0015%;**
- **Occupazione del territorio in termini assoluti: 0.0008%;**
- **Previsione della produzione eolica al 2020 rispetto al Consumo interno lordo: 6.72%;**

Inoltre, un dato ulteriore che scaturisce da tale studio è:

- **Occupazione dal settore eolico: 66010 addetti;**

Dall'analisi di tali dati si desume il dato medio in Italia relativo al numero di addetti al settore per ogni Mw installato; quindi, per 16200 Mw installati e 66100 addetti totali sui hanno:

- **4.08 addetti /Mw**

Partendo da queste considerazioni, in questo paragrafo è stata effettuata un'analisi delle possibili ricadute sociali ed occupazionali locali derivanti dalla realizzazione dell'impianto eolico in località "Pedru Rui" nel territorio del Comune di Sedini (SS) rappresentato da una singola turbina da 975 kW. 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. L'insieme dei benefici derivanti dalla realizzazione dell'opera possono essere suddivisi in due categorie: quelli derivanti dalla fase realizzativa dell'opera e quelli conseguenti alla sua realizzazione.

Nello specifico, in corso di realizzazione dei lavori si determineranno:

- variazioni prevedibili del saggio di attività a breve termine della popolazione residente e l'influenza sulle prospettive a medio-lungo periodo della professionalizzazione indotta:
 - esperienze professionali generate;
 - specializzazione di mano d'opera locale;
 - qualificazione imprenditoriale spendibile in attività analoghe future, anche fuori zona, o in settori diversi;

- evoluzione dei principali settori produttivi coinvolti:
 - fornitura di materiali locali;
 - noli di macchinari;
 - prestazioni imprenditoriali specialistiche in subappalto,
 - produzione di componenti e manufatti prefabbricati, ecc;
- domanda di servizi e di consumi generata dalla ricaduta occupazionale con potenziamento delle esistenti infrastrutture e sviluppo di nuove attrezzature:
 - alloggi per maestranze e tecnici fuori sede e loro familiari;
 - ristorazione;
 - ricreazione;
 - commercio al minimo di generi di prima necessità, ecc.

Tali benefici, non dovranno intendersi tutti legati al solo periodo di esecuzione dei lavori, né resteranno confinati nell'ambito del solo territorio del territorio comunale. Ad esempio, le esperienze professionali e tecniche maturate saranno facilmente spendibili in altro luogo e/o tempo soprattutto in virtù del crescente interesse nei confronti dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia e del crescente numero di installazioni di tal genere. Ad impianto in esercizio, ci saranno opportunità di lavoro nell'ambito delle attività di monitoraggio, telecontrollo e manutenzione del parco eolico, svolte da ditte specializzate che spesso si servono a loro volta di personale locale. Inoltre, servirà altro personale che si occuperà della cessione dell'energia prodotta ai clienti idonei. Stando alle previsioni prodotte dall'ANEV sul potenziale eolico regionale si osserva:

IL POTENZIALE EOLICO REGIONALE: BENEFICI ELETTRICI E OCCUPAZIONALI

| REGIONE | OBIETTIVO (MW) | PRODUZIONE (TWh) | TERRITORIO OCCUPATO | PRODUZIONE (kWh) PER ABITANTE | NUMERO DI OCCUPATI |
|------------|----------------|------------------|---------------------|-------------------------------|--------------------|
| PUGLIA | 2070 | 3,52 | 0,00136% | 863,56 | 9280 |
| CAMPANIA | 1915 | 3,26 | 0,00179% | 560,43 | 8160 |
| SICILIA | 1900 | 3,23 | 0,00092% | 643,83 | 7650 |
| SARDEGNA | 1750 | 2,98 | 0,00091% | 1789,2 | 7050 |
| MARCHE | 1600 | 2,72 | 0,00206% | 1763,83 | 6450 |
| CALABRIA | 1250 | 2,12 | 0,00104% | 1059,14 | 5050 |
| UMBRIA | 1090 | 1,85 | 0,00163% | 2122,64 | 4410 |
| ABRUZZO | 900 | 1,53 | 0,00104% | 1165,51 | 3650 |
| LAZIO | 900 | 1,53 | 0,00058% | 276,24 | 3650 |
| BASILICATA | 760 | 1,29 | 0,00095% | 2186,05 | 3090 |
| MOLISE | 635 | 1,08 | 0,00180% | 3372,65 | 2590 |
| TOSCANA | 600 | 1,02 | 0,00033% | 280,36 | 2450 |
| LIGURIA | 280 | 0,48 | 0,00069% | 296,12 | 1130 |
| EMILIA | 200 | 0,34 | 0,00011% | 80,14 | 800 |
| ALTRE | 150 | 0,25 | 0,00002% | 12,07 | 600 |

Quindi per la Sardegna in base all'obiettivo di potenziale eolico al 2020 si deduce un numero di addetti al settore eolico siano 7050 per 1750 MW da installare. Le previsioni totali saranno raggiunte annualmente secondo la ripartizione annuale seguente:

IL POTENZIALE EOLICO REGIONALE: RIPARTIZIONE ANNUALE

| REGIONE | Totale al 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | OBIETTIVO RESIDUO (MW) |
|--------------|----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------------------------|
| MARCHE | 0 | 20 | 30 | 60 | 100 | 120 | 160 | 220 | 200 | 170 | 100 | 150 | 150 | 120 | 1.600 |
| CAMPANIA | 519 | 254 | 220 | 200 | 150 | 140 | 120 | 100 | 90 | 77 | 45 | | | | 1.396 |
| PUGLIA | 685 | 250 | 240 | 200 | 220 | 140 | 130 | 90 | 70 | 45 | | | | | 1.385 |
| SARDEGNA | 367 | 30 | 50 | 50 | 70 | 170 | 200 | 190 | 150 | 120 | 90 | 110 | 94 | 59 | 1.383 |
| SICILIA | 584 | 100 | 125 | 150 | 120 | 120 | 150 | 100 | 80 | 70 | 60 | 100 | 80 | 61 | 1.316 |
| CALABRIA | 101 | 100 | 130 | 150 | 170 | 150 | 140 | 110 | 90 | 74 | 35 | | | | 1.149 |
| UMBRIA | 2 | 15 | 20 | 30 | 70 | 70 | 110 | 140 | 150 | 160 | 110 | 110 | 103 | | 1.088 |
| LAZIO | 9 | 20 | 30 | 30 | 30 | 40 | 50 | 60 | 60 | 70 | 90 | 130 | 140 | 141 | 891 |
| ABRUZZO | 158 | 20 | 20 | 35 | 50 | 30 | 40 | 40 | 70 | 70 | 100 | 120 | 90 | 57 | 742 |
| BASILICATA | 155 | 30 | 45 | 30 | 50 | 70 | 60 | 70 | 100 | 90 | 60 | | | | 605 |
| MOLISE | 102 | 30 | 70 | 60 | 40 | 40 | 30 | 60 | 40 | 35 | 25 | 35 | 34 | 34 | 533 |
| TOSCANA | 28 | 20 | 30 | 55 | 70 | 50 | 60 | 60 | 40 | 49 | 35 | 40 | 35 | 28 | 572 |
| LIGURIA | 9 | 10 | 10 | 20 | 30 | 30 | 20 | 30 | 30 | 40 | 20 | 31 | | | 271 |
| EMILIA | 4 | 12 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 16 | 24 | 24 | | 196 |
| ALTRE | 3 | 13 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 14 | | | | 147 |
| OFFSHORE | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 0 | 100 | 200 |
| TOTALE ANNUO | 2726 | 924 | 1050 | 1100 | 1200 | 1200 | 1300 | 1300 | 1200 | 1100 | 900 | 850 | 750 | 600 | 13.474 |

Come si osserva allo stato attuale in Sardegna l'obiettivo sarà raggiunto oltre il 2020. A livello locale per il progetto in esame, considerando il numero di addetti da utilizzare in fase realizzazione, esercizio e dismissione dell'impianto, per ogni singola aerogeneratore (in base ad un confronto con i numerosi addetti per ogni MW per impianti grossi si prevede

- 3 addetti in fase di realizzazione dell'impianto;
- 1 addetti in fase di esercizio per la gestione dell'impianto;
- 3 addetti in fase di dismissione;

si evince quindi che il numero degli addetti sarà pari a 6.

A tali addetti si aggiungono tutte le competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro progettuale a monte della realizzazione dell'impianto eolico. L'impianto diverrà, inoltre, un polo di attrazione ed interesse per tutti coloro che vorranno visitarlo per cui si prevedranno continui flussi di visitatori che potranno determinare anche richiesta di alloggio e servizi contribuendo ad un ulteriore incremento di benefici in termini di entrata di ricchezza. La presenza della turbina eolica contribuirà ancor più a far familiarizzare le persone con l'uso di certe tecnologie determinando un maggior interesse nei confronti dell'uso delle fonti rinnovabili. Inoltre, tutti gli accorgimenti adottati nella definizione del sito e nel suo corretto inserimento nel contesto paesaggistico aiuteranno a superare alcuni pregiudizi che classificano "gli impianti eolici" come elementi distruttivi del paesaggio.

Tutti questi, sono aspetti di rilevante importanza in quanto vanno a connotare l'impianto eolico proposto non solo come una modifica indotta al paesaggio ma anche come "fulcro" di notevoli benefici intesi sia in termine ambientale (tipo riduzione delle emissioni in atmosfera), che in termini occupazionale-sociale perché sorgente di innumerevoli occasioni di lavoro nonché promotore dell'uso "razionale" delle fonti rinnovabili.

9. CONCLUSIONI

Con la presente relazione, la società proponente EWT ITALIA DEVELOPMENT SRL ha inteso esaminare i costi e benefici legati alla realizzazione del progetto eolico sito nel comune di Sedini in località "Pedru Rui", sottoposto a Valutazione di Impatto Ambientale, oltre che le ricadute occupazionali ed economiche e le analisi di un possibile scenario post installazione, delineato sui nuovi strumenti denominati PPA (Power Purchase Agreement) e CER (Comunità Energetiche Rinnovabili).

Per quanto al contesto socioeconomico di riferimento si è mostrato come l'intervento in oggetto sia compatibile con l'obiettivo del 35% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17.5% del 2015 della Strategia Energetica Nazionale Italiana.

Sono stati individuati i principali costi connessi all'opera. Il costo diretto di costruzione, che è in capo al proponente, e le esternalità ambientali connesse alla realizzazione dell'opera. Tra le esternalità più significative è emerso l'impatto visivo, faunistico, vegetazionale ed acustico.

La tipologia di produzione di energia elettrica, da fonte rinnovabile e pulita, senza alcuna emissione in atmosfera, elimina quelle esternalità su aria, acqua e consumo di combustibili non rinnovabili.

Nel bilancio non sono state prese in considerazione le ricadute occupazionali che constano in circa 20 unità in fase di cantiere (contemporanee) e circa 1/3 di forza lavoro per la gestione della turbina *in loco*, il contro valore economico dei compensi ricevuti dai proprietari dei terreni interessati dal progetto e gli oneri versati agli enti locali. Inoltre, la diminuzione delle emissioni nocive ha una correlazione diretta sulla diminuzione dei costi sanitari sostenuti per la salute pubblica.

Eventuali ulteriori ricadute sul territorio dal punto di vista economico, di compensazione o di cessione dell'energia (PPA/CER) potranno essere valutati a valle dell'Autorizzazione della turbina, in quanto indipendenti da un iter autorizzativo.

Il bilancio tra le esternalità ed i benefici è comunque risultato positivo.