

POLITECNICO DI TORINO

Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



Ottimizzazione energetica: repowering e
connessione in rete di un impianto eolico con
accumulo elettrochimico integrato

Relatore:
Prof. Filippo Spertino

Candidato:
Mattia Reggiani

Tutor aziendale:
Ing. Salvatore Giuliani
(Asja Ambiente Italia S.p.A.)

Anno Accademico 2023-2024

Abstract

Negli ultimi decenni, l'attenzione globale per le questioni ambientali ha determinato un rapido aumento nella generazione di energia da fonti rinnovabili. In particolare, l'energia eolica gioca un ruolo fondamentale per affrontare le sfide legate alla transizione energetica. Nel PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima), infatti, vengono citati gli obiettivi di installazione di fonti rinnovabili al 2030 e per l'eolico è stato stabilito che si possa installare 28 GW di capacità [1]. Tuttavia, molti degli impianti esistenti non riescono a stare al passo delle attuali tecnologie a causa della veloce evoluzione dei sistemi di ottimizzazione. Di conseguenza, si rende indispensabile il repowering di tali impianti al fine di renderli più competitivi e adeguati alle esigenze del mercato energetico contemporaneo.

Questo studio si concentra sul repowering di un impianto eolico esistente di proprietà dell'azienda Asja Ambiente Italia S.p.A. sito in Sicilia. In dettaglio, il repowering consiste nella completa sostituzione delle turbine eoliche esistenti con delle turbine di nuova generazione. Questa trattazione segue tutti i passaggi necessari al fine di spiegare la corretta analisi di producibilità di un impianto eolico, dedicando un'ampia parte alla normativa e ai vincoli da rispettare per la corretta installazione. Inoltre, viene esaminata la parte di connessione in rete, dimensionando opportunamente i cavi elettrici che collegano il parco eolico alla sottostazione, valutando, altresì, un'ipotesi di integrazione con un sistema di accumulo elettrochimico, il cui obiettivo è migliorare l'efficienza e la flessibilità dell'impianto, consentendo una gestione più dinamica della produzione eolica e una maggiore integrazione con la rete elettrica. Infine, viene svolta un'ampia analisi economica che tiene conto di tutte le voci di costo per l'investimento ed il funzionamento delle turbine, dei cavi elettrici e dell'impianto di accumulo elettrochimico, al fine di confrontare tutte le diverse situazioni. L'analisi condotta offre prospettive significative per l'ottimizzazione delle risorse energetiche rinnovabili e la transizione verso un sistema energetico più sostenibile ed una rete elettrica resiliente.

INDICE DEI CONTENUTI

Abstract.....	2
Lista delle figure.....	7
Lista delle tabelle.....	9
Acronimi.....	11
Capitolo 1: La conversione della risorsa eolica e la sua integrazione con accumulo elettrochimico.....	13
1.1 Premessa.....	13
1.2 Circolazione globale.....	14
1.3 Effetto dell'altezza dal suolo.....	15
1.4 Turbolenze ed effetto scia.....	16
1.5 Tecnologie per la misurazione del vento.....	17
1.6 Raccolta ed elaborazione dei dati del vento.....	18
1.7 Estrazione dell'energia eolica: teoria di Betz.....	19
1.8 Aerodinamica: teoria del momento applicata alle pale eoliche.....	24
1.9 Controllo e regolazione delle turbine eoliche.....	26
1.10 Componenti principali di una turbina eolica.....	28
1.11 Stato dell'arte degli impianti storage per l'accumulo di energia elettrica da fonti rinnovabili.....	29
1.12 Situazione attuale dell'utilizzo dell'accumulo elettrochimico.....	30
Capitolo 2: Quadro normativo per l'autorizzazione all'installazione di una centrale eolica	33
2.1 Premessa.....	33
2.2 Le principali fonti normative.....	34
2.2.1 Comunicazione relativa alle attività in edilizia libera.....	34
2.2.2 Dichiarazione di inizio lavori asseverata (DILA).....	35
2.2.3 La Procedura Abilitativa Semplificata.....	35
2.2.4 Procedimento di autorizzazione unica.....	36
2.2.5 Valutazione di Impatto Ambientale e Procedimento Autorizzativo Unico Regionale (PAUR).....	36
2.3 Normativa per la connessione in rete.....	37
Capitolo 3: Impianto eolico di Baglio Nasco (TP): prima e dopo la completa ricostruzione	40
3.1 Descrizione impianto eolico in esercizio (9,35 MW).....	41
3.1.1 Aerogeneratori.....	41
3.1.2 Layout dell'impianto eolico esistente.....	43
3.1.3 Fondazioni.....	44
3.1.4 Cavidotti.....	44
3.2 Descrizione del nuovo impianto eolico (31 MW).....	45

3.2.1 Aerogeneratori.....	45
3.2.2 Layout del nuovo impianto eolico	47
3.2.3 Fondazioni.....	48
3.2.4 Cavidotti.....	49
3.2.5 Collegamento alla rete nazionale	49
Capitolo 4: Progetto di repowering dell’impianto eolico di Baglio Nasco	50
4.1 Analisi del terreno: orografia e rugosità con Global Mapper e Map Editor	51
4.2 Analisi dati del vento: filtraggio di 7 anni di dati con Windographer	53
4.3 Simulazioni di produzione di energia annuale tramite WASP ed analisi perdite per effetto scia per l’impianto in esercizio.....	56
4.4 Simulazioni di produzione di energia annuale tramite WASP ed analisi perdite per effetto scia per il nuovo impianto	58
Capitolo 5: Dimensionamento dei cavi in media tensione	63
5.1 Dimensionamento cavi impianto in esercizio.....	65
5.1.1 Calcolo nuovo AEP e capacity factor al netto delle perdite lungo i cavi e nel trasformatore.....	70
5.2 Dimensionamento cavi nuovo impianto.....	71
5.2.1 Analisi sul trasformatore.....	73
5.2.2 Calcolo efficienza di connessione in rete	76
5.2.3 Calcolo nuovo AEP e capacity factor al netto delle perdite lungo i cavi e nel trasformatore.....	78
Capitolo 6: Ipotesi di storage elettrochimico integrato con il progetto di repowering dell’impianto eolico	81
6.1 Premessa.....	81
6.2 Quadro normativo e regole tecniche per la connessione in rete di un sistema di accumulo elettrochimico	82
6.3 Quadro autorizzativo per l’installazione di un sistema di accumulo elettrochimico ..	84
6.4 Ambiti di applicazione di uno storage: Time shift dell’energia	86
6.5 Partecipazione al mercato elettrico italiano: progetto pilota fast reserve	87
6.5.1 Progetto pilota fast reserve: funzionamento.....	87
6.6 Studio per l’integrazione del nuovo impianto eolico con un sistema di accumulo elettrochimico.....	89
6.7 Considerazioni sull’utilizzo del suolo	91
Capitolo 7: Analisi economica.....	93
7.1 Input economici impianto eolico	93
7.2 Input economici per il sistema di accumulo elettrochimico.....	94
7.3 Metodologia per il calcolo della risposta economica	94
7.4 Risultati	95

Conclusioni	99
Bibliografia	100
Ringraziamenti.....	103

Lista delle figure

Figura 1 I mulini a vento a Nashtifan (Iran) [2]	13
Figura 2 Evoluzione dell'energia eolica [2]	14
Figura 3 Circolazione globale [2].....	15
Figura 4 Moto turbolento e moto laminare	16
Figura 5 Effetto scia in un impianto eolico [2]	17
Figura 6 Lidar	18
Figura 7 Anemometro a tazza.....	18
Figura 8 Elaborazione dei dati del vento [2]	18
Figura 9 Costruzione della distribuzione di Weibull	19
Figura 10 Distribuzione di Weibull e curva di potenza di una turbina eolica	19
Figura 11 Tubo di flusso nella teoria di Betz [2].....	20
Figura 12 Variazione pressione di stagnazione, velocità e pressione nel tubo di flusso [2] .	21
Figura 13 Limite di Betz [2]	23
Figura 14 Aerodinamica delle pale [2]	25
Figura 15 Curva di potenza di una turbina eolica [2].....	27
Figura 16 Regolazione di una turbina eolica [2]	28
Figura 17 Componenti principali di una turbina eolica [2]	28
Figura 18 Processo di carica-scarica di una batteria [5].....	30
Figura 19 Installazione annuale di storage elettrochimico in "grid-scale" dal 2017 al 2022 (IEA)	31
Figura 20 Schema logico riassuntivo degli step necessari per la connessione alla rete di trasmissione nazionale [10].....	39
Figura 21 Ubicazione dell'impianto eolico.....	40
Figura 22 Impianto eolico di Baglio Nasco.....	42
Figura 23 Identificazione dell'impianto eolico da google earth.....	42
Figura 24 curva di potenza turbina Vestas V52-850 kW	42
Figura 25 curva di potenza turbina Vestas V162-6,2 MW densità dell'aria $1,175\text{kgm}^3$	46
Figura 26 orografia del terreno sito Baglio Nasco (da Global Mapper)	52
Figura 27 Rugosità del terreno sito Baglio Nasco (da Global Mapper).....	53
Figura 28 Serie temporale velocità del vento (Da Windographer)	55
Figura 29 Distribuzione velocità del vento (Da Windographer).....	55
Figura 30 Funzione della distribuzione della velocità del vento (Da Windographer).....	56
Figura 31 Perdite per effetto scia dell'impianto eolico in esercizio (da WAsP).....	57

Figura 32 Perdite per effetto scia del nuovo impianto eolico senza ottimizzazione del rumore (da WASP)	60
Figura 33 Perdite per effetto scia del nuovo impianto eolico con ottimizzazione del rumore (da WASP)	62
Figura 34 Tavola con evidenza del vecchio e del nuovo impianto eolico	63
Figura 35 Tavola con evidenza del vecchio e del nuovo impianto eolico (zoom sull'impianto)	64
Figura 36 Tavola con evidenza del vecchio e del nuovo impianto eolico (zoom sulla sottostazione)	65
Figura 37 circuito equivalente che modella il cavo dalle turbine alla sottostazione elettrica	65
Figura 38 Schema unifilare impianto eolico esistente	67
Figura 39 Cavo Prysmian ARE4H5EX.....	68
Figura 40 Schema unifilare nuovo impianto eolico	72
Figura 41 Cavo Prysmian ARE4H5(AR)E [21].....	72
Figura 42 circuito equivalente che modella il trasformatore.....	74
Figura 43 Circuito equivalente che modella il trasformatore	77
Figura 44 layout connessione impianto eolico ed elettrochimico	82
Figura 45 Configurazione impianto di accumulo	83
Figura 46 Peak shaving.....	86
Figura 47 Flowchart della logica carica-scarica impianto di accumulo elettrochimico.....	91
Figura 48 Analisi NPV (10 MW – 40 MWh).....	96
Figura 49 Analisi NPV (25 MW – 30 MWh).....	96
Figura 50 Analisi comparativa tra i migliori risultati	97

Lista delle tabelle

Tabella 1 scheda tecnica turbina Vestas V52 - 850 kW.....	41
Tabella 2 Coordinate impianto eolico in esercizio nel sistema di riferimento UTM WGS84 [9]	43
Tabella 3 scheda tecnica turbina Vestas V162 - 6,2 MW	46
Tabella 4 Coordinate nuovo impianto eolico nel sistema di riferimento UTM WGS84 [9]...	48
Tabella 5 Dati producibilità e capacity factor per ogni configurazione impianto in esercizio	57
Tabella 6 Risultati definitivi per impianto in esercizio	57
Tabella 7 Dati producibilità e capacity factor per ogni configurazione nuovo impianto senza ottimizzazione rumore.....	59
Tabella 8 Risultati definitivi per nuovo impianto senza ottimizzazione del rumore	59
Tabella 9 Dati producibilità e capacity factor per ogni configurazione nuovo impianto con ottimizzazione rumore.....	61
Tabella 10 Risultati definitivi per nuovo impianto con ottimizzazione del rumore	61
Tabella 11 Caratteristiche generali cavo Prysmian ARE4H5EX [20]	68
Tabella 12 Risultati dimensionamento cavi impianto esistente. Portata cavi da fonti interne aziendali.....	70
Tabella 13 Valori reali AEP e capacity factor impianto eolico esistente.....	71
Tabella 14 Caratteristiche generali cavo Prysmian ARE4H5(AR)E [22]	73
Tabella 15 Risultati dimensionamento cavi nuovo impianto. Portata cavi da fonti interne aziendali.....	73
Tabella 16 Dati tecnici interni all'azienda del trasformatore impianto eolico di Baglio Nasco	74
Tabella 17 Risultati analisi sul trasformatore	76
Tabella 18 Risultati di calcolo efficienza di connessione in rete dell'impianto eolico.....	78
Tabella 19 Valori reali AEP e capacity factor nuovo impianto eolico senza ottimizzazione del rumore	79
Tabella 20 Valori reali AEP e capacity factor nuovo impianto eolico con ottimizzazione del rumore	80
Tabella 21 Caratteristiche tecniche impianto di accumulo elettrochimico.....	90
Tabella 22 Dati CAPEX impianto eolico	93
Tabella 23 Dati input economici impianto storage	94
Tabella 24 Output economici (10MW-40MWh)	97

Tabella 25 Output economici (25MW-30MWh)	97
Tabella 26 Output economici casi migliori.....	97

Acronimi

AEP: Annual Energy Production

ARERA: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

BESS: Battery Energy Storage System

BMS: Battery Management System

CAPEX: Capital Expenditure

CEI: Comitato Elettrotecnico Italiano

DILA: Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata

DOD: Depth of Discharge

DTU: Technical University of Denmark

EPCC: Engineering, Procurement and Construction Costs

ESA: European Space Agency

FRU: Fast Reserve Unit

GAUDì: Gestione Anagrafica Unica degli Impianti (sistema informativo di Terna)

GSE: Gestore dei Servizi Energetici

GWC: Generalised Wind Climate

HV: High Voltage

IEA: International Energy Agency

IEC: International Electrotechnical Commission

IRES: Imposta sul Reddito delle Società

IRAP: Imposta Regionale sulle Attività Produttive

MITE: Ministero della Transizione Ecologica

MV: Medium Voltage

NASA: National Aeronautics and Space Administration

NREL: National Renewable Energy Laboratory

NPV: Net Present Value

OWC: Observed Wind Climate

OPEX: Operating Expenditure

PAUR: Procedimento Autorizzativo Unico Regionale

PAS: Procedura Abilitativa Semplificata

PBT: Pay Back Time

POD: Punto di Consegna

PNIEC: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

PWC: Predicted Wind Climate

RTN: Rete di Trasmissione Elettrica Nazionale

SdA: Sistemi di Accumulo

SMD: Stato Maggiore Difesa

SOC: State of Charge

STMG: Soluzione Tecnica Minima Generale

TASC: Total As Spent Cost

TICA: Testo Integrato delle Connessioni Attive

TOC: Total Overnight Cost

TPC: Total Plant Cost

VIA: Valutazione di Impatto Ambientale

WACC: Weighted Average Cost of Capital

Capitolo 1:

La conversione della risorsa eolica e la sua integrazione con accumulo elettrochimico

Tutti i dati tecnici e le immagini presenti in questo capitolo sono stati presi dal corso “Wind and ocean energy plants” del Prof. Giovanni Bracco e del Prof. Filippo Spertino, a.a. 2023-2024 (Politecnico di Torino) [2] [3].

1.1 Premessa

Contrariamente a quanto comunemente si pensa, l'idea che le energie rinnovabili siano un concetto moderno è un equivoco. Infatti, l'umanità attinge dall'energia del vento da millenni. Ad esempio, gli antichi egizi si avvalevano già del vento per navigare sul Nilo con le vele fin dal 5000 a.C., e in Iran esistono mulini a vento che, sebbene antichi, sono ancora operativi oggi., come mostrato in Figura 1. Questi mulini sono tra i più antichi al mondo.



Figura 1 I mulini a vento a Nashtifan (Iran) [2]

In Figura 2 è possibile apprezzare l'evoluzione dell'energia eolica nella storia.



Figura 2 Evoluzione dell'energia eolica [2]

Anche se i mulini a vento e le turbine eoliche possono sembrare molto simili tra loro, esistono distinzioni significative tra le due tecnologie. La disparità più rilevante consiste nel fatto che i mulini a vento vengono impiegati per tritare i cereali o per pompare acqua, al contrario, le turbine eoliche sfruttano il vento per mettere in movimento un generatore, che successivamente genera elettricità.

Il “ritorno” alle fonti rinnovabili è stata di conseguenza un’azione obbligata da parte della società a causa dell’attuale crisi climatica.

1.2 Circolazione globale

In questa parte viene affrontata la questione legata alla formazione dei venti. In particolare, quando il sole riscalda la Terra, le zone vicino all'equatore si scaldano di più rispetto ai poli. Questo succede anche perché la neve e il ghiaccio, che coprono i poli, riflettono meglio la luce del sole. Così, la radiazione netta nell'area dell'equatore è più alta rispetto ai poli. A partire da questo principio, è possibile notare che sulla Terra si formano tre grandi "anelli" di circolazione dell'aria: le celle di Hadley, le celle Polari e le celle di Ferrel. Questi anelli muovono grandi masse d'aria. L'aria calda vicino all'equatore sale verso l'alto e si sposta verso le zone più fredde, creando una circolazione chiamata cella di Hadley. Allo stesso modo, vicino ai poli, l'aria calda si muove verso i poli stessi, formando le celle Polari. Questi movimenti sono guidati dalle differenze di temperatura. Grazie a questo sistema, si formano anche le celle di Ferrel, che si muovono in direzione opposta, facendo sì che ci sia uno scambio di calore tra l'equatore e i poli. Questo processo crea zone dove il tempo è più piovoso, come le foreste pluviali, e zone più secche, come i deserti, che possono anche essere ghiacciati come l'Antartide. L'aria che si muove a causa di queste tre celle principali viene poi deviata verso est dall'effetto Coriolis, altrimenti si muoverebbe solo da nord a sud. Questo spiega perché le coste occidentali sono più ventose (e hanno più onde) rispetto a quelle orientali. Un altro fattore importante nella formazione dei venti è la corrente a getto. Questa nasce dall'interazione tra colonne d'aria calda, che hanno

un volume maggiore, e quelle più fredde, creando un movimento d'aria. Il vento della corrente a getto si muove da ovest verso est a causa dell'effetto della forza di Coriolis e non è un flusso uniforme a causa delle irregolarità della Terra. La forza di questo vento dipende dalle differenze di temperatura.

In Figura 3 è possibile osservare un'immagine esemplificativa.

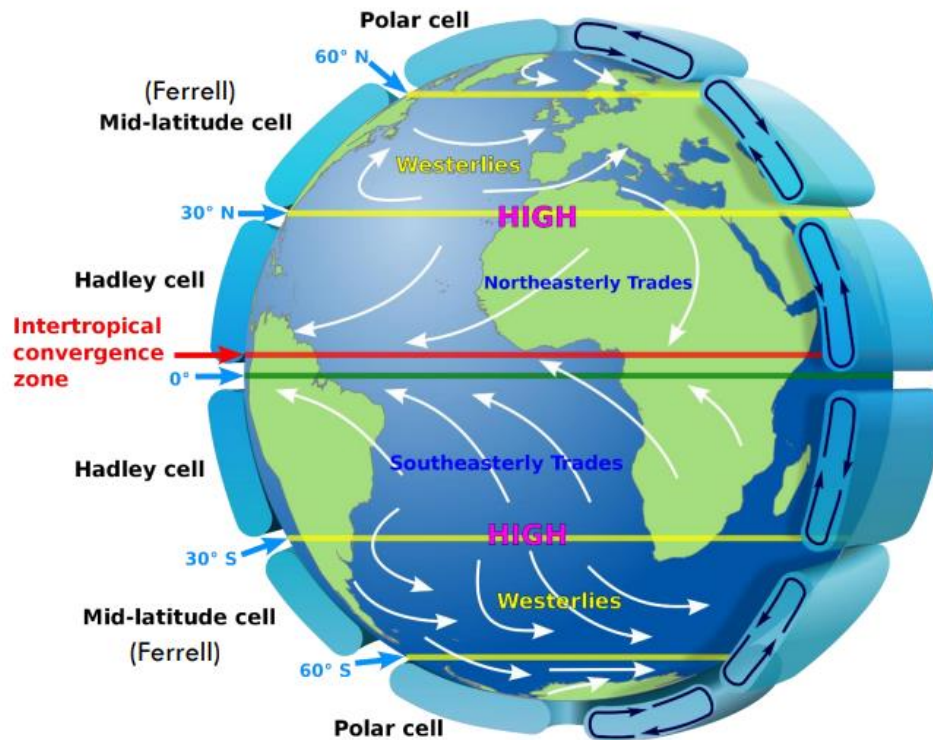


Figura 3 Circolazione globale [2]

1.3 Effetto dell'altezza dal suolo

Tutta la questione della circolazione globale vale soltanto in alta atmosfera, ovvero sopra i 1000 m di quota. A livello terreno, infatti, tutto ciò non vale più dal momento che il terreno perturba il movimento del vento. In altre parole, il fatto che il terreno sia più o meno rugoso cambia di molto la linea di movimento del vento. In particolare, la velocità del vento ha un andamento logaritmico rispetto all'altitudine:

$$u(h, Z_0) = u_{ref} \cdot \frac{\ln\left(\frac{h}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{Z_0}\right)} \quad (1.1)$$

Dove:

u = velocità del vento;

h = altezza dal terreno;

Z_0 = rugosità del terreno;

u_{ref} e h_{ref} = sono i valori di riferimento della velocità del vento e dell'altezza dal terreno.

1.4 Turbolenze ed effetto scia

Il moto del vento può essere turbolento o laminare. Nel moto laminare tutte le particelle si muovono in maniera parallela a sé stesse ed in modo uniforme. Invece, quando il flusso del vento incontra degli ostacoli, si vengono a creare dei ricircoli che rendono il moto turbolento, come mostrato in Figura 4.



Figura 4 Moto turbolento e moto laminare

Uno degli ostacoli che può rendere il moto turbolento è ovviamente la turbina eolica stessa. Infatti, quando una turbina eolica si trova in posizione anteriore rispetto a un'altra, agisce quasi come un ostacolo per la seconda, generando un effetto di scia. Questo fenomeno può influire negativamente sulla capacità produttiva dell'impianto, poiché la turbina posteriore riceve un flusso d'aria meno potente e più turbolento, come mostrato in Figura 5.



Figura 5 Effetto scia in un impianto eolico [2]

1.5 Tecnologie per la misurazione del vento

Il vento è possibile misurarlo con due tecnologie differenti: attraverso gli anemometri ed attraverso dei sensori Doppler, i quali a sua volta si dividono in Sodar e Lidar. Questi strumenti sono cruciali per effettuare l'analisi di idoneità di un certo sito per l'installazione di un impianto eolico. In particolare, gli anemometri (Figura 7) sono dei misuratori puntuali e riescono a catturare la velocità e la direzione del vento. I più comuni sono gli anemometri a tazze, i quali sono composti da tre o quattro tazze montate su bracci che ruotano attorno a un asse verticale e di conseguenza la velocità del vento è proporzionale alla velocità di rotazione delle tazze. I sensori Doppler, invece, si basano sull'effetto Doppler. In particolare, il Sodar si basa sulle onde sonore ma è ormai in disuso. Mentre il Lidar (Figura 6) si basa sulle onde elettromagnetiche ed è nettamente più efficace del Sodar e quindi più utilizzato. Nel dettaglio, il Lidar emette un raggio di luce che viaggia finché non incontra degli ostacoli (come possono essere delle gocce di umidità) che lo fanno rimbalzare e tornare indietro. Se l'aria intorno al dispositivo è ferma, il raggio torna nella stessa condizione di come era partito, viceversa se in quel determinato istante è presente un forte vento il raggio tornerà ad una frequenza diversa. In definitiva, il Lidar tramite la misura del cambio di frequenza riesce a determinare velocità e direzione del vento.



Figura 7 Anemometro a tazza



Figura 6 Lidar

1.6 Raccolta ed elaborazione dei dati del vento

In questa parte è possibile capire come si fa ad elaborare i dati ottenuti dagli strumenti di misurazione del vento. Una volta ottenuta la serie temporale dei dati per esteso come mostrato in Figura 8, viene analizzato un tempo di riferimento, in particolare 10 minuti, e si va ad estrarre in questo spazio temporale la velocità media del vento e l'intensità di turbolenza media. In dettaglio l'intensità di turbolenza media si calcola come:

$$I = \frac{\sigma}{\mu} \quad (1.2)$$

Dove:

σ = deviazione standard. In breve, la deviazione standard rappresenta un indice statistico che calcola lo scarto di una serie di valori in relazione al loro valore medio;

μ = velocità media del vento in un intervallo di 10 minuti.

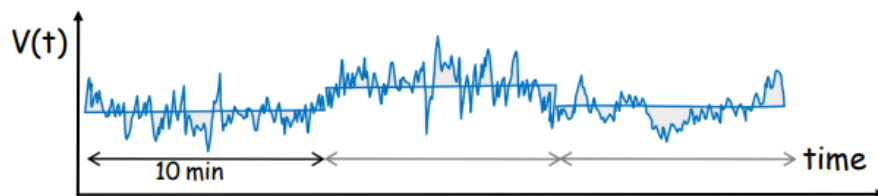


Figura 8 Elaborazione dei dati del vento [2]

Una volta ottenuti i dati di velocità media del vento e dell'intensità di turbolenza media si va a costruire la distribuzione di probabilità di Weibull (Figura 9).

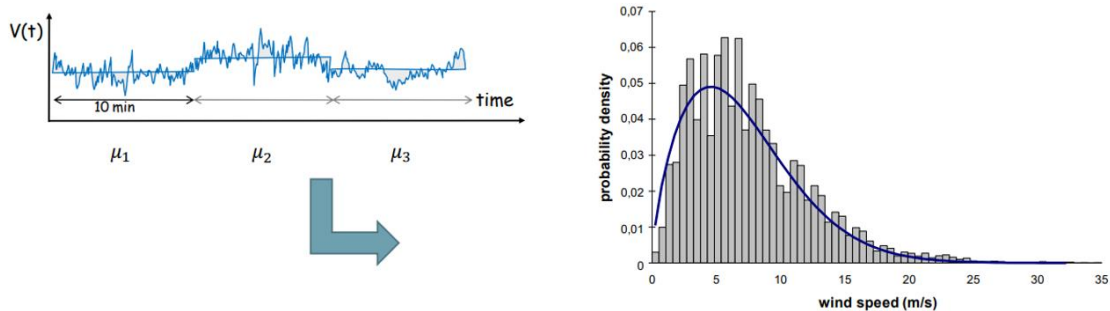


Figura 9 Costruzione della distribuzione di Weibull

La curva di Weibull indica la distribuzione di probabilità della velocità del vento. In altri termini, indica qual è la probabilità di avere una certa velocità del vento in un certo luogo.

Infine, questa curva dovrà essere confrontata con la curva di potenza della turbina dell'impianto eolico (Figura 10). Unendo queste due curve si ottiene la probabilità di trovare vento in un certo luogo unita alla probabilità di estrarre una certa potenza data una determinata velocità del vento. In questo modo è possibile valutare la potenzialità del sito, ovvero quanto l'impianto eolico produrrà in termini di energia elettrica.

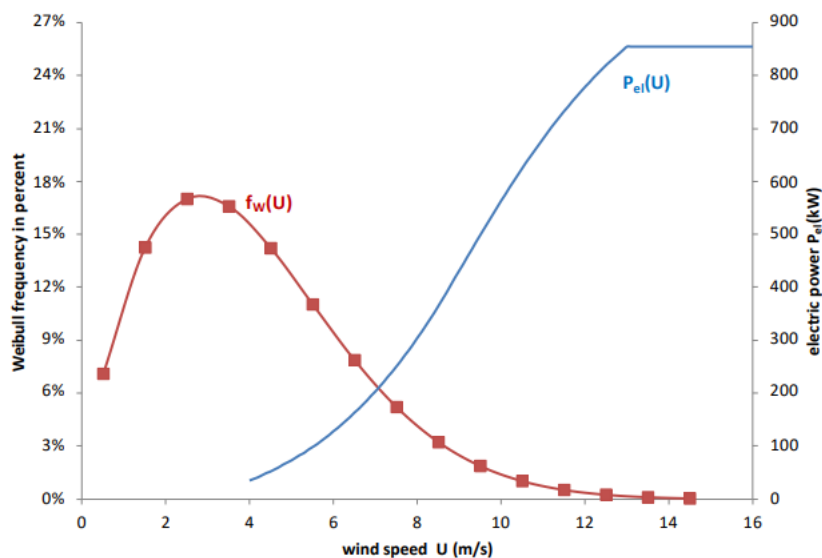


Figura 10 Distribuzione di Weibull e curva di potenza di una turbina eolica

1.7 Estrazione dell'energia eolica: teoria di Betz

In questa parte l'obiettivo è andare a valutare l'aerodinamica delle pale eoliche. Per effettuare questa valutazione è necessario fare modellazione, in modo da capire cosa succede a livello fluidodinamico quando un certo flusso d'aria incontra il rotore della turbina. Il punto di partenza è la teoria di Betz, il quale nella sua vita non studiava le

turbine eoliche, bensì le barche, ma si è poi notato che i risultati da lui ottenuti potevano essere applicate anche al settore dell'energia eolica.

Betz ipotizza di mettere un rotore nel mezzo di un tubo di flusso, come mostrato in Figura 11.

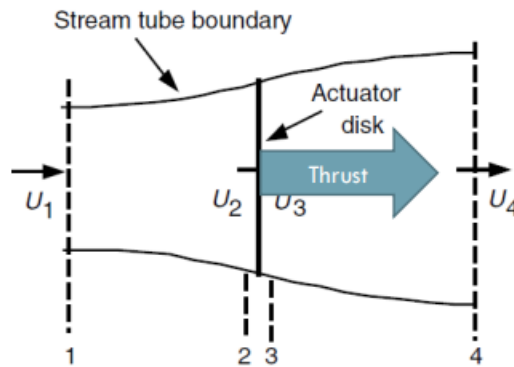


Figura 11 Tubo di flusso nella teoria di Betz [2]

L'aria fluendo all'interno del tubo di flusso incontra il rotore e quindi cambierà la sua energia. Facendo gli opportuni bilanci energetici è quindi possibile andare a capire quanta potenza si riesce ad estrarre. Prima di partire con la matematica bisogna fare alcune ipotesi:

- Tutto accade all'interno del tubo di flusso. In altri termini, il tubo di flusso è ipotizzato essere infinitamente lungo e quindi riesce a contenere tutte le perturbazioni causate dal fluido. Questo significa che nei punti 1 e 4 l'aria è imperturbata;
- Il rotore posto al centro è ipotizzato essere come un disco pieno (cosiddetto "disco attuatore");
- Le pressioni nel punto 1 e nel punto 4 sono uguali;
- Non ci sono scie rotative;
- la densità del flusso d'aria rimane costante.

Fatte queste premesse è possibile ora valutare cosa accade quando il flusso d'aria incontra il rotore. Per far ciò è necessario analizzare la variazione della pressione di stagnazione, la quale si calcola con la classica formula di Bernoulli:

$$p_{stagnation} = p + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot u^2 \quad (1.3)$$

Dai tre grafici di Figura 12 è possibile osservare che nel momento in cui il flusso d'aria incontra l'ostacolo si ha un crollo di pressione istantaneo. Infatti, quando il flusso impatta contro l'ostacolo viene rallentata. Rallentando l'aria viene estratta la potenza del vento.

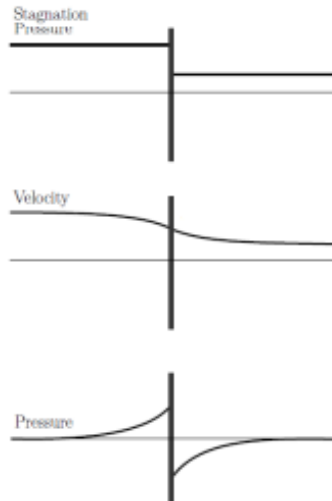


Figura 12 Variazione pressione di stagnazione, velocità e pressione nel tubo di flusso [2]

È necessario in seguito definire il concetto di spinta (Thrust). La forza di Thrust è la derivata nel tempo della quantità di moto:

$$T = -\frac{d}{dt}(mU_4 - mU_1) = \dot{m}(U_1 - U_4) + m \cdot \frac{d}{dt}(U_1 - U_4) = \dot{m}(U_1 - U_4) \quad (1.4)$$

Dove:

\dot{m} è la portata in massa;

U è la velocità del flusso d'aria.

Definendo poi le equazioni di Bernoulli nelle varie sezioni:

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho U_1^2 = p_2 + \frac{1}{2}\rho U_2^2 \quad (1.5)$$

$$p_3 + \frac{1}{2}\rho U_3^2 = p_4 + \frac{1}{2}\rho U_4^2 \quad (1.6)$$

e partendo dal presupposto che $p_1 = p_4$ e $U_2 = U_3$ è possibile riscrivere la forza di Thrust come:

$$T = \frac{1}{2}\rho A_2(U_1^2 - U_4^2) \quad (1.7)$$

Dove:

A è l'area del rotore;

ρ è la densità.

Inoltre, ricordando che $dm = \rho A U dt$, da cui integrando si ricava $\dot{m} = \rho A U_2$ e mettendo insieme la (1.4) e la (1.7) è possibile ottenere:

$$U_2 = \frac{U_1 + U_4}{2} \quad (1.8)$$

Successivamente è necessario definire il fattore di induzione assiale come:

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \quad (1.9)$$

ed è necessario definire tutte le velocità in funzione di U_1 e del fattore di induzione assiale:

$$U_2 = U_1(1 - a) \quad (1.10)$$

$$U_4 = U_1(1 - 2a) \quad (1.11)$$

In questo modo è possibile notare che quando $a = \frac{1}{2}$ si ha che $U_4 = 0$, il che non ha un senso fisico. Ciò significa che il fattore di induzione assiale deve essere compreso tra $0 < a < \frac{1}{2}$. Tutto ciò che sta oltre $\frac{1}{2}$ non è di interesse.

Inoltre, sapendo che la potenza è uguale alla forza di Thrust per la velocità, è possibile scrivere:

$$P = \frac{1}{2} \rho A U (U_1^2 - U_4^2) \quad (1.12)$$

dove:

U è la velocità del vento indisturbata.

Introducendo poi nella relazione precedente il fattore di induzione si ottengono due relazioni per la potenza e la forza di Thrust in funzione del fattore di induzione assiale:

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 4a(1 - a)^2 \quad (1.13)$$

$$T = \frac{1}{2} \rho A U^3 4a(1 - a) \quad (1.14)$$

Infine, si ritiene fondamentale introdurre due coefficienti: il coefficiente di potenza c_p ed analogamente il coefficiente di Thrust c_t :

$$c_p = 4a(1 - a)^2 \quad (1.15)$$

da cui è possibile osservare che si ha il massimo quando $a = \frac{1}{3}$. Questo massimo, che corrisponde a $c_p = 0,59$ rappresenta il fondamentale limite di Betz. Questo

limite descrive un concetto molto importante: non è possibile estrarre più del 59% della potenza del vento.

Analogamente:

$$c_t = 4a(1 - a) \quad (1.16)$$

Il cui limite, sempre per $a = \frac{1}{3}$ corrisponde a $c_t = 0,88$.

In Figura 13 è possibile osservare quanto scritto in forma grafica.

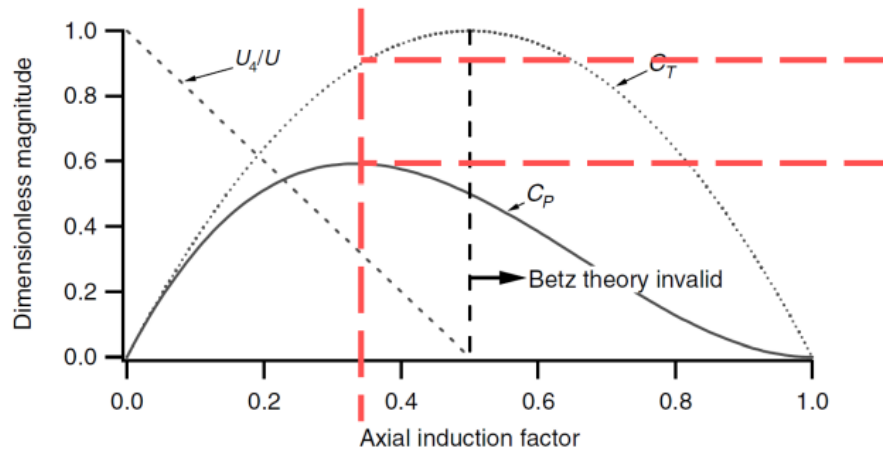


Figura 13 Limite di Betz [2]

In questo modo è possibile riscrivere le formule di potenza e forza di Thrust in modo più compatto:

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 c_p \quad (1.17)$$

$$T = \frac{1}{2} \rho A U^2 c_t \quad (1.18)$$

In ultimo, si ritiene fondamentale passare da un sistema 2D ad un sistema 3D e per farlo è necessario introdurre le rotazioni. Glauert fu il primo ad introdurre il rotore delle pale eoliche nella teoria di Betz (il quale utilizzava, come detto, un disco pieno).

Viene quindi introdotto il fattore di induzione angolare come:

$$a' = \frac{w}{2\Omega} \quad (1.19)$$

dove:

w è la velocità angolare della scia;

Ω è la velocità di rotazione del rotore.

Successivamente viene introdotto il “tip speed ratio” come:

$$\lambda = \frac{R\Omega}{U} \quad (1.20)$$

dove:

il prodotto $R\Omega$ rappresenta la velocità tangenziale del rotore;

U rappresenta la velocità del vento.

Inoltre, il coefficiente di potenza c_p lungo tutta la turbina si calcola con il seguente integrale:

$$c_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_r=0}^{\lambda_r=\lambda} a'(1-a)\lambda_r^3 d\lambda_r \quad (1.21)$$

e tale integrale è massimizzato quando:

$$a' = \frac{1-3a}{4a-1} \quad (1.22)$$

Di conseguenza se $a = \frac{1}{3}$ (fattore massimo di Betz) si ha che $a' = 0$. Da qui si dimostra un altro concetto molto importante: il caso senza scia è il caso massimo di Betz e questo conferma il fatto che le scie causate da turbine poste davanti ad altre sono un fenomeno dissipativo.

1.8 Aerodinamica: teoria del momento applicata alle pale eoliche

L'aerodinamica delle pale rappresenta un concetto estremamente importante per capire a fondo i meccanismi che consentono alle turbine eoliche di estrarre energia dal vento. Per descrivere in modo accurato questo concetto si ritiene fondamentale associare un'immagine alla descrizione.

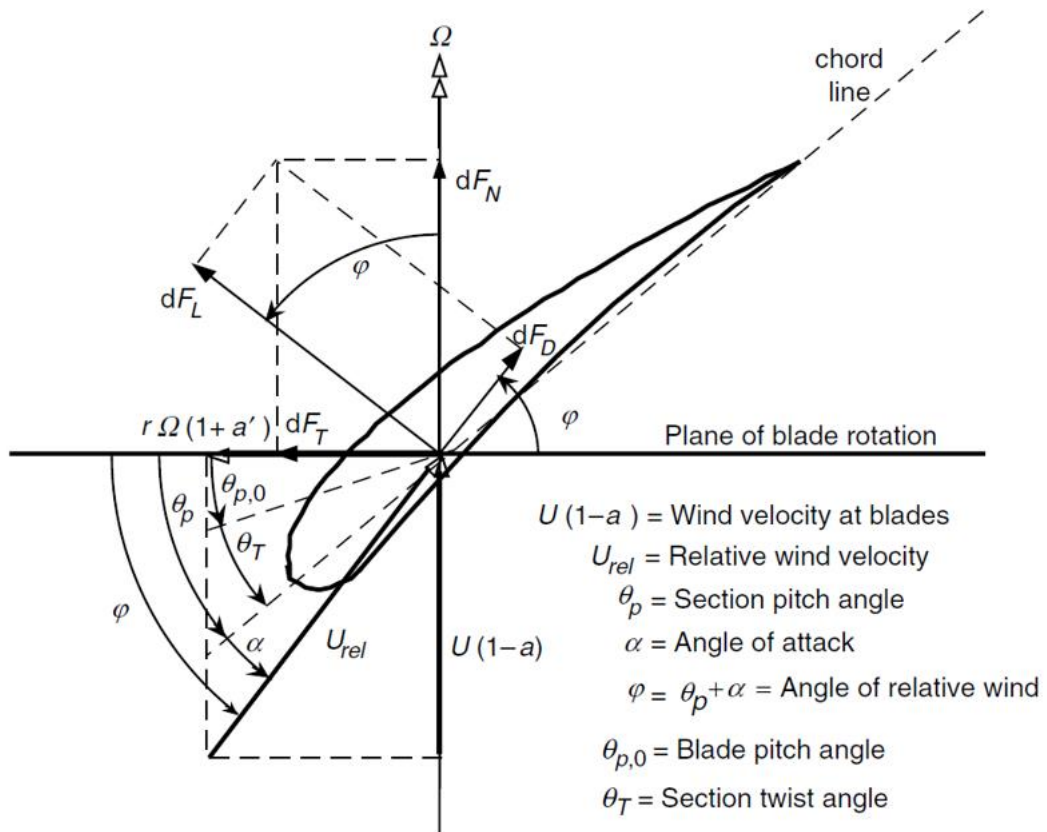


Figura 14 Aerodinamica delle pale [2]

Per modellare il comportamento delle pale viene utilizzata la “blade element momentum theory”, la quale consiste nell’analizzare un piccolo elemento di pala, andandolo a scomporre nelle varie forze. In particolare, in Figura 14 è rappresentata la pala eolica in sezione. Innanzitutto, è importante capire che la pala eolica sta entrando nel foglio, mentre il rotore sta ruotando nell’asse orizzontale. Il vento arriva invece dall’asse verticale. Di conseguenza si genera un moto relativo tra il moto del vento e quello della pala e si definisce quindi U_{rel} come la velocità relativa del vento rispetto al movimento della pala. Si definisce poi la seguente serie di angoli, molto importanti:

- φ è l’angolo di vento relativo. Si definisce come l’angolo che va da U_{rel} al piano di rotazione della pala.;
- α è l’angolo di attacco. Si definisce come l’angolo che va da U_{rel} all’asse di simmetria della pala, chiamata “chord line”;
- θ_p è l’angolo di pitch. Si definisce come la differenza tra l’angolo di vento relativo e l’angolo di attacco. Quest’angolo si divide in due contributi: l’angolo blade pitch $\theta_{p,0}$, il quale è un angolo costante, e l’angolo di twist θ_T . L’angolo di twist è quell’angolo che rappresenta il fatto che la pala non è perfettamente lineare, ma è caratterizzata da una curvatura che si accentua più ci si allontana dal centro di rotazione. Quest’angolo è di fondamentale importanza in quanto è proprio quello su cui si può agire per fare controllo e regolazione della turbina.

Inoltre, si ritiene importante andare a definire dal punto di vista matematico l'angolo φ , il quale si calcola come:

$$\varphi = \arctan \frac{(U(1 - a))}{\Omega r(1 + a')} \quad (1.23)$$

Definiti gli angoli, è possibile passare all'analisi delle forze. Infatti, quando il vento incontra la pala si generano due forze per natura: la forza di drag e la forza di lift, anche chiamate resistenza e portanza. La resistenza, nel grafico definita dal simbolo dF_D , è sempre parallela alla velocità del vento. La sua perpendicolare, la portanza, definita nel grafico con il simbolo dF_L , è la classica forza che fa sollevare gli aerei ed è proprio la forza su cui ci si concentra per migliorare le prestazioni della pala. È però fondamentale andare a proiettare queste due forze lungo il piano di rotazione della pala e lungo l'asse verticale (che corrisponde al moto del vento). La proiezione nella direzione lungo l'asse verticale è dF_N ed è la forza di Thrust definita in precedenza. Questa forza non è utile, anzi danneggia soltanto i materiali. Invece, la proiezione lungo l'asse orizzontale, chiamata forza di Torque (coppia) e definita dal simbolo dF_T , è quella che effettivamente muove il rotore.

Vengono quindi ricavate le formule dal punto di vista matematico della forza di Thrust e della forza di Torque:

$$dF_N = dF_L \cos\varphi + dF_D \sin\varphi \quad (1.24)$$

$$dF_T = dF_L \sin\varphi - dF_D \cos\varphi \quad (1.25)$$

Da queste formule è possibile dedurre un concetto molto importante: nella forza di spinta (Thrust), entrambe le componenti si sommano, mentre nella coppia (Torque) si ha che la componente di portanza (Lift) contribuisce positivamente, al contrario della resistenza (Drag) che ha un effetto negativo, opponendosi al movimento. Di conseguenza, l'obiettivo primario consiste nel massimizzare la portanza e minimizzare la resistenza al fine di ottimizzare l'efficienza.

1.9 Controllo e regolazione delle turbine eoliche

In questa parte verrà trattato uno dei concetti più importanti da analizzare quando si parla di turbine eoliche: il controllo e la regolazione.

Per prima cosa è fondamentale andare a definire come si legge la curva di potenza di una turbina, di cui si rimanda alla Figura 15 per un'immagine grafica.

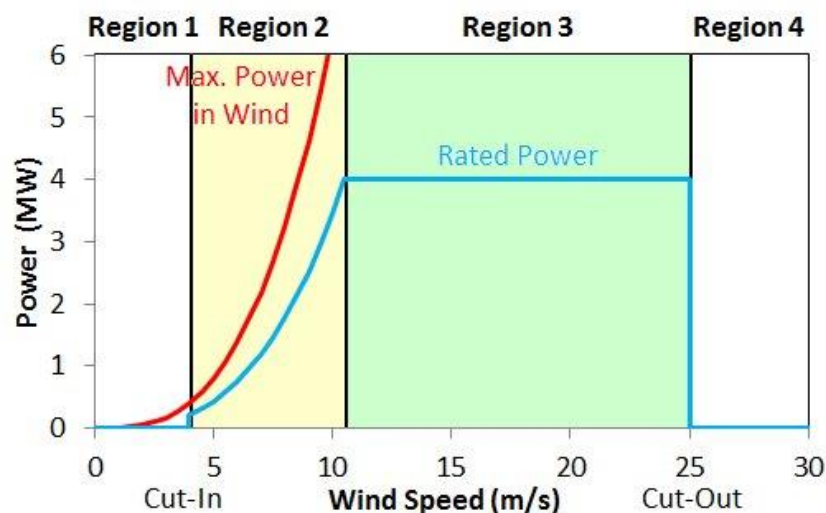


Figura 15 Curva di potenza di una turbina eolica [2]

Questo grafico mette in correlazione l'andamento della potenza del vento (che ha una dipendenza cubica dalla velocità) con l'andamento della potenza del vento estratta dalla turbina. Come è possibile notare, l'andamento della curva di potenza della pala eolica non segue l'andamento della potenza del vento: lo scalino sulla sinistra corrisponde alla "cut-in speed", ovvero la velocità del vento al di sotto della quale la turbina eolica non si mette in movimento, dal momento che a quella velocità produrre così poco che conviene bloccarla e tenerla ferma. Oltrepassata tale soglia, la produzione energetica inizia ad aumentare. Tuttavia, si raggiunge un punto di stallo a causa del limite imposto meccanicamente dal generatore elettrico. Infatti, il generatore elettrico ha un limite di potenza e velocità massima a cui può ruotare. Una volta raggiunta la potenza massima consentita, è necessario mantenerla costante anche in presenza di un aumento della velocità del vento, per evitare il rischio di danneggiare il generatore a causa del surriscaldamento. Se la velocità del vento supera un certo limite, si raggiunge una fase denominata 'cut-out speed'. In questo scenario, si procede con l'orientamento della turbina eolica in "posizione di bandiera", una manovra che prevede lo spegnimento della turbina e il posizionamento delle pale in una configurazione che permette di minimizzare l'esposizione al vento, al fine di prevenire danni ai materiali.

Detto ciò, si passa a trattare il controllo e la regolazione di una turbina eolica. In particolare, le turbine si possono regolare in tre modi diversi:

1. Tramite la regolazione della velocità del generatore;
2. Agendo sull'angolo di Pitch, come visto in precedenza;
3. Agendo sull'angolo di Yaw, il quale indica l'orientamento orizzontale della turbina rispetto alla direzione del vento. La regolazione dell'angolo di Yaw è cruciale in condizioni di vento variabili, infatti, esso assicura che la turbina sfrutti al meglio le risorse eoliche disponibili.

Inoltre, in Figura 16 è possibile analizzare come la potenza estratta dalla pala eolica vari con la velocità di rotazione del rotore.

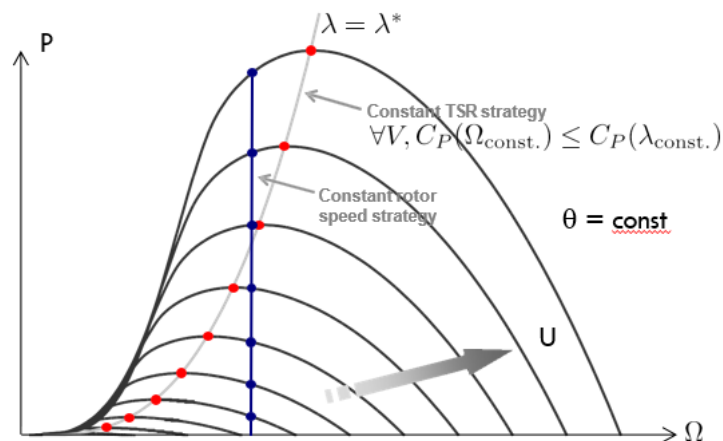


Figura 16 Regolazione di una turbina eolica [2]

In dettaglio, si può effettuare regolazione della turbina eolica adottando due diverse strategie:

1. Regolazione a Ω costante: significa che il rotore ruota sempre alla stessa velocità angolare. Questa strategia presenta dei limiti in quanto, appena cambia la velocità del vento, cambiano anche le curve P - Ω e quindi non si riesce a lavorare nel punto di massima potenza;
2. Regolazione a λ costante: la regolazione tramite il tip-speed ratio rappresenta la strategia migliore dal momento che in questo caso è possibile inseguire sempre il punto di massima potenza. Questa tipologia di regolazione necessita di poter lavorare ad un regime di rotazione variabile, il che fino a poco tempo fa non era possibile a causa di limiti imposti dal generatore.

1.10 Componenti principali di una turbina eolica

Una turbina eolica è costituita da molti componenti, come mostrato in Figura 17.

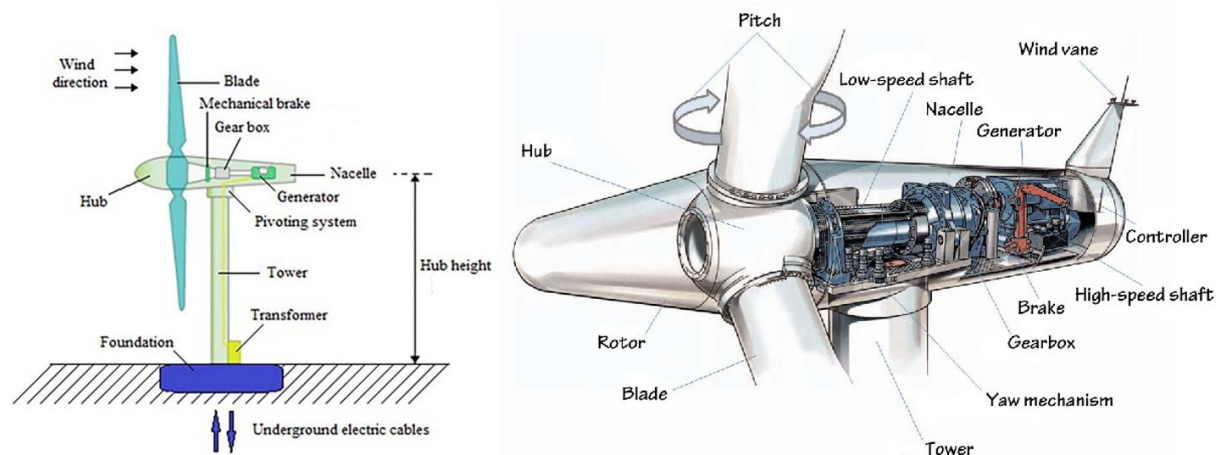


Figura 17 Componenti principali di una turbina eolica [2]

L'hub rappresenta il nucleo centrale della turbina eolica, al quale sono fissate le tre pale. Collegando la cima alle fondamenta, troviamo la torre, all'interno della quale passano tutti i cavi elettrici necessari ed alla cui base troviamo il trasformatore MV/LV. A fianco dell'hub si trova la nacelle, o navicella, che contiene vari componenti meccanici ed elettrici, tra cui il gear-box. Quest'ultimo è un sistema di ingranaggi che serve a moltiplicare i giri di rotazione del generatore, essenziale dato che la velocità delle pale è significativamente inferiore rispetto a quella richiesta dal generatore. Tuttavia, esiste un'alternativa innovativa: la tecnologia "direct drive". Questa soluzione elimina il bisogno del gear-box, stabilendo una connessione diretta tra rotore e generatore, il quale in questa nuova configurazione necessita di essere sincrono anziché asincrono. Ciò permette al generatore di operare efficacemente anche a velocità ridotte, grazie all'aumento del numero di coppie polari. Sebbene questa configurazione offra vantaggi come una riduzione del peso e minori costi di manutenzione, presenta lo svantaggio di un costo iniziale superiore per i generatori sincroni rispetto a quelli asincroni.

1.11 Stato dell'arte degli impianti storage per l'accumulo di energia elettrica da fonti rinnovabili

Questa trattazione analizza in seguito la possibilità di integrare l'impianto eolico con un sistema di accumulo elettrochimico agli ioni di Litio utility-scale, motivo per il quale questa tecnologia sarà oggetto di approfondimento, le cui informazioni sono prese da *"L'accumulo di energia elettrica"* [4]. Il principio operativo di questi sistemi di stoccaggio si appoggia sulle reazioni di ossidoriduzione (REDOX), processi durante i quali una molecola cede elettroni ossidandosi, mentre un'altra li accoglie riducendosi. Questi scambi avvengono all'interno di una cella elettrochimica, la quale è definita da un elettrolita che divide due elettrodi, convogliando in tal modo il flusso di elettroni in un circuito esterno, producendo di conseguenza energia elettrica. Ciò delinea la fase di scarica, mentre la ricarica si verifica con l'apporto di energia elettrica esterna che provoca il moto inverso degli elettroni. La divisione del sistema in due semicelle, isolate da una membrana permeabile che lascia passare gli ioni evitando il miscuglio dei componenti elettrodici, assicura l'integrità e l'efficacia del dispositivo. Le semicelle normalmente includono un anodo di grafite in forma litiata e un catodo di ossido litiato di metallo di transizione, con l'elettrolita costituito da un sale di litio dissolto in un solvente organico per formare un gel o una struttura polimerica rigida ma porosa. Nel corso della scarica, sia gli elettroni che gli ioni positivi di litio transitano dall'anodo al catodo, conservando l'equilibrio elettronico. In Figura 18 è rappresentata un'immagine grafica del processo di carica-scarica.

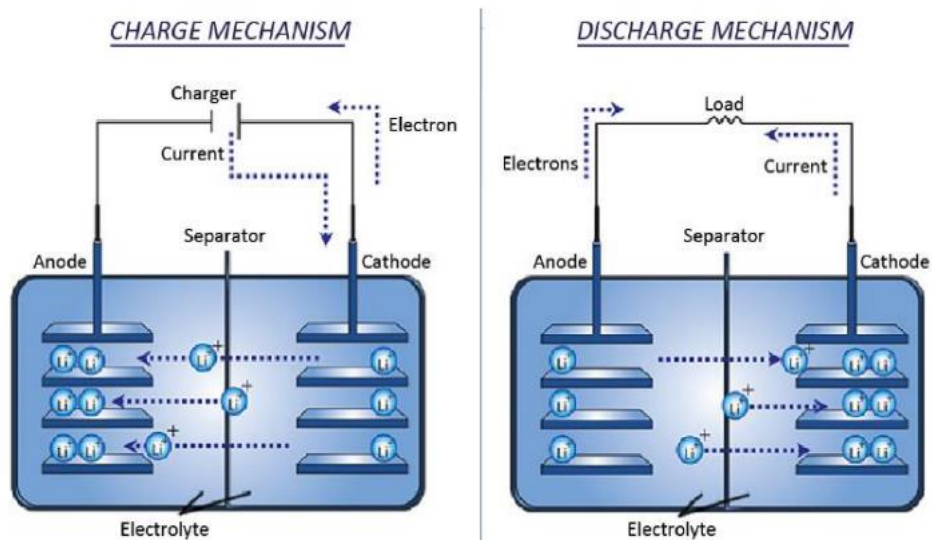


Figura 18 Processo di carica-scarica di una batteria [5]

La tecnologia evidenzia una flessibilità modulare dei dispositivi di accumulo elettrochimico agli ioni di litio, facilitando la creazione di sistemi ad alta capacità energetica seguendo le medesime basi tecnologiche impiegate per le unità di minor dimensione, quali quelle residenziali. Tuttavia, la gestione equilibrata delle tensioni e il controllo termico sono essenziali per il funzionamento sicuro ed efficiente, specialmente in applicazioni di ampia scala che implicano la regolazione accurata di diverse sotto-unità.

Inoltre, è utile illustrare e chiarire quali siano le principali caratteristiche degli impianti storage:

- Sistema di Gestione della Batteria (BMS): questo sistema si occupa di sorvegliare e regolare i processi di carica e scarica delle batterie;
- Ciclo di vita della batteria: rappresenta l'insieme delle fasi di carica, scarica e modalità di attesa della batteria, dove l'energia inizialmente immagazzinata e quella finale sono equivalenti;
- Stato di Carica (SOC): indica la percentuale di energia attualmente disponibile nella batteria in confronto alla sua capacità totale;
- Profondità di Scarica (DOD): esprime in percentuale quanto dell'energia è stata utilizzata dalla batteria rispetto alla sua capacità massima.

1.12 Situazione attuale dell'utilizzo dell'accumulo elettrochimico

La transizione energetica che si sta attraversando richiede l'aumento di capacità installata di fonti rinnovabili, tra cui gli impianti ad energia eolica. Nonostante l'elevato *capacity factor* che l'energia eolica permette di ottenere, confrontata con altre fonti rinnovabili quali il fotovoltaico, un accumulo di energia permetterebbe senz'altro di aumentare la possibilità di dispacciamento e quindi rendere la fonte

ancora più stabile [6]. In aggiunta, la volatilità dei prezzi permette di studiare un piano di accumulo dell'energia in modo da ottimizzare anche i profitti dell'impianto. Attualmente l'accumulo elettrochimico è una tecnica matura e soprattutto modulare e il suo utilizzo cresce in maniera esponenziale di anno in anno, come è possibile osservare in Figura 19. Essa è adatta sia per gli impianti già connessi alla rete sia per essere installata in modalità stand-alone. In particolare, integrando questa tecnologia con un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile, permette, tra le altre cose, di stabilizzare la tensione e la frequenza della rete. Inoltre, utilizzando le batterie per immagazzinare e distribuire l'energia rinnovabile, si riduce la necessità di utilizzare fonti di energia fossile per compensare le variazioni nella produzione elettrica.

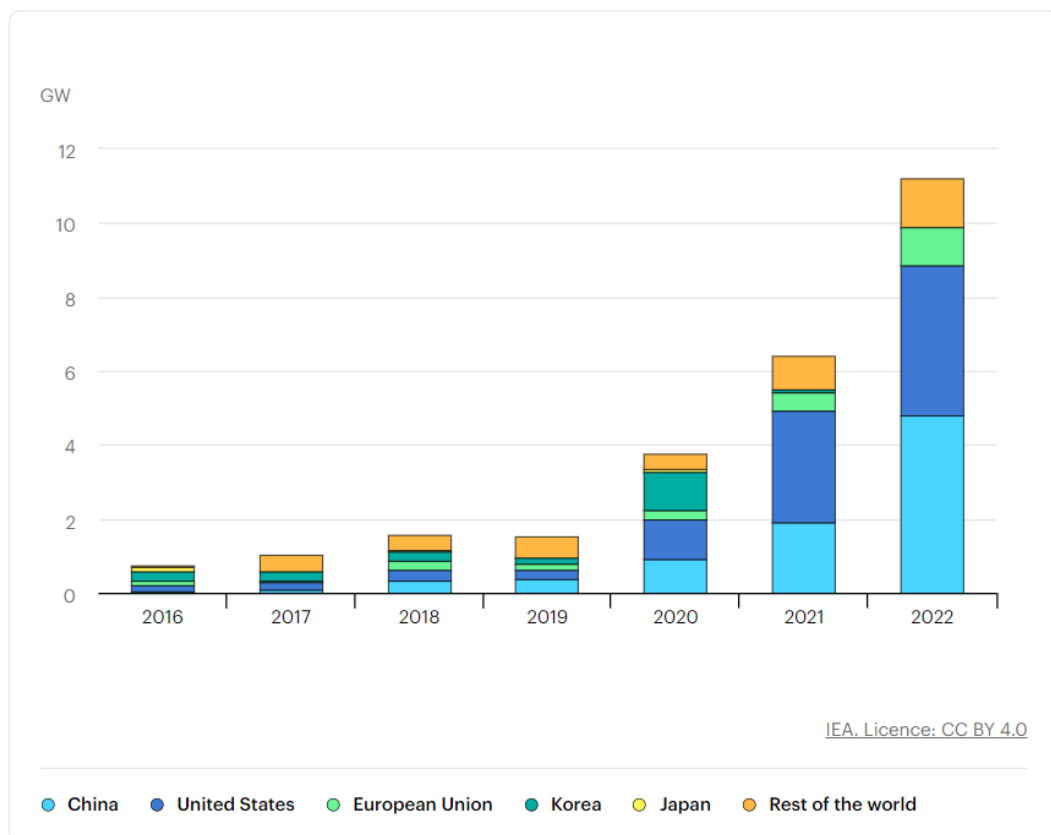


Figura 19 Installazione annuale di storage elettrochimico in "grid-scale" dal 2017 al 2022 (IEA)

Alla fine del primo trimestre del 2023, in Italia risultano essere collegati 311.188 sistemi di accumulo, con una potenza complessiva di 2.329 MW e una capacità massima di 3.946 MWh. La tecnologia predominante rimane la batteria al litio, utilizzata nel 99,3% delle installazioni. Tuttavia, i sistemi di accumulo rimangono strettamente associati agli impianti fotovoltaici: il 99,9% dei sistemi collegati alla rete è infatti connesso a impianti fotovoltaici, di cui il 99,6% è associato a impianti con una potenza inferiore a 20 kW, di conseguenza l'utilizzo di questa tecnologia per impianti eolici è ancora lontana dall'utilizzo in grande scala [7].

Per questi motivi, il presente studio prende in considerazione l'integrazione di un sistema di accumulo elettrochimico con due diverse taglie di capacità e potenza di carica/scarica per testare la risposta economica e tecnica di tale implementazione in grande scala.

Capitolo 2:

Quadro normativo per l'autorizzazione all'installazione di una centrale eolica

Dopo aver preso visione di tutte le caratteristiche tecniche dell'impianto eolico, incluso il sistema di accumulo elettrochimico, viene presentata di seguito una breve trattazione in modo da illustrare tutti i vincoli normativi che vi sono dietro ogni autorizzazione progettuale. Tutti i dati tecnici illustrati di seguito sono stati reperiti dalla normativa statale per la realizzazione di impianti da fonti elettriche rinnovabili [8].

2.1 Premessa

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili è fondamentale per raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ sia a livello europeo che nazionale. A livello dell'Unione Europea, la direttiva 2001/2018 stabilisce che entro il 2030 almeno il 32% del consumo finale lordo di energia debba provenire da fonti rinnovabili. Questo obiettivo è stato recentemente alzato al 40% con il Green Deal europeo e il pacchetto "Fit for 55", e potrebbe aumentare fino al 45% secondo il piano REPower EU. La direttiva RED III traduce questi obiettivi in norme vincolanti.

In Italia, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) trasmette gli obiettivi di aumento della quota di energia rinnovabile per i diversi settori energetici, al fine di raggiungere il 30% del consumo energetico lordo nazionale entro il 2030. Il settore elettrico dovrebbe raggiungere il 55% di energia da fonti rinnovabili entro lo stesso anno, con obiettivi meno ambiziosi per i settori termico e dei trasporti.

Per supportare questi obiettivi, sono state proposte semplificazioni delle procedure autorizzative per la realizzazione di nuovi impianti o il potenziamento di quelli esistenti. La direttiva europea n. 2018/2001/UE stabilisce che le norme nazionali in materia di autorizzazione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili debbano essere proporzionate e contribuire all'efficienza energetica. Gli stati membri sono invitati a istituire sportelli unici per accelerare le procedure, con termini massimi di conclusione definiti.

Inoltre, il Piano REPower EU sottolinea l'importanza delle energie rinnovabili per ridurre la dipendenza dell'Unione dalle fonti fossili russe, incoraggiando gli stati a semplificare le procedure autorizzative. La commissione europea ha raccomandato termini vincolanti per la conclusione delle procedure e la riduzione dei tempi di autorizzazione.

In Italia, il PNRR mira a semplificare le procedure di autorizzazione per gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, mentre la Legge sulla concorrenza 2021 delega il governo a semplificare la normativa in materia di fonti rinnovabili. Tuttavia,

nonostante gli sforzi di semplificazione, il quadro normativo rimane complesso e potrebbe beneficiare di una razionalizzazione ulteriore.

2.2 Le principali fonti normative

La generazione di energia rientra tra le competenze condivise tra il governo centrale e le regioni, con lo stato incaricato di stabilire i principi fondamentali e le regioni autorizzate a dettagliare le leggi, purché rispettino i principi statali. La giurisprudenza costituzionale ha interpretato in modo flessibile questa suddivisione, consentendo al governo centrale di intervenire in modo più dettagliato, specialmente in settori di competenza esclusiva statale o per migliorare l'efficacia amministrativa.

Le procedure per l'autorizzazione degli impianti da fonti rinnovabili sono regolate da decreti che recepiscono le direttive dell'Unione Europea, integrate da norme nazionali. Il quadro normativo è stato soggetto a diversi interventi legislativi, ma non sempre coerenti tra loro.

Nell'articolo 4, comma 2 del D.Lgs. n. 28/2011, successivamente modificato dal D.Lgs. n. 199/2021, vi sono elencati i regimi di autorizzazione per l'installazione degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Questi regimi includono:

- Comunicazione relativa alle attività in edilizia libera;
- Dichiarazione di inizio lavori asseverata (DILA);
- Procedura abilitativa semplificata;
- Procedimento di autorizzazione unica;
- Valutazione di Impatto Ambientale e Procedimento Autorizzativo Unico Regionale (PAUR).

Di seguito verranno approfonditi tutti questi regimi di autorizzazione.

2.2.1 Comunicazione relativa alle attività in edilizia libera

La normativa prevede che interventi di minore complessità, conformemente all'articolo 6, comma 11 del Decreto Legislativo numero 28 del 2011, richiedano solamente una segnalazione al Municipio. Il procedimento unico di autorizzazione è regolamentato dall'articolo 12, comma 10 del Decreto Legislativo numero 387 del 2003, che contemplava la definizione di linee guida in conferenza unificata per uniformare il procedimento su scala nazionale e stabilire le modalità di comunicazione con i comuni per interventi non soggetti ad altre procedure amministrative. In aggiunta, il dipartimento dell'ambiente può approvare modelli standard per le comunicazioni ai comuni e ad altri enti, semplificando il processo. Le comunicazioni al comune devono contenere solo dati di base e la dichiarazione di conformità dell'intervento alle normative. Se servono approvazioni amministrative, il richiedente può presentarle o richiederne l'ottenimento tramite lo sportello unico

per l'edilizia. Sono stati approvati modelli standard per varie tipologie di impianti rinnovabili. Inoltre, la legge stabilisce che le unità di microgenerazione, con capacità inferiore a 50 kWe, necessitano solamente di segnalazione, senza altre procedure. Le regioni e province autonome possono estendere questo regime anche ad altri tipi di impianti rinnovabili con potenza fino a 50 kW, salvo disposizioni sulla valutazione ambientale e tutela delle risorse idriche.

2.2.2 Dichiarazione di inizio lavori asseverata (DILA)

Secondo le disposizioni dell'articolo 6-bis del Decreto Legislativo numero 28 del 2011, determinati impianti da fonti rinnovabili e modifiche specifiche agli impianti esistenti possono essere effettuati mediante la presentazione di una dichiarazione di inizio lavori asseverata. Tale dichiarazione deve essere accompagnata da una relazione redatta da un professionista abilitato e da elaborati progettuali che confermino l'aderenza alle normative riguardanti la sicurezza, l'antisismica e l'igiene. Le alterazioni ai progetti autorizzati o agli impianti esistenti possono essere effettuate tramite la Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata (DILA) senza dover affrontare valutazioni ambientali o ottenere ulteriori consensi. Nel caso in cui, durante la fase di autorizzazione di un impianto, vengano proposte modifiche rientranti nelle categorie soggette alla DILA, il richiedente deve comunicarlo all'ente competente. Tale comunicazione non modifica i tempi o le modalità del procedimento autorizzativo già in corso. Per le modifiche non sostanziali che comportano un incremento della potenza installata e richiedono opere connesse aggiuntive senza aumentare l'area occupata, è richiesta la DILA. La determinazione delle modifiche sostanziali agli impianti esistenti o ai progetti autorizzati che richiedono autorizzazione e delle modifiche sottoponibili alla Procedura di Autorizzazione Semplificata (PAS) è affidata al ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, previa consultazione con la conferenza unificata.

2.2.3 La Procedura Abilitativa Semplificata

La Procedura Abilitativa Semplificata (PAS), regolamentata dall'articolo 6 del Decreto Legislativo n. 28/2011, richiede che il proprietario dell'impianto coinvolto presenti una comunicazione al comune, almeno trenta giorni prima dell'avvio dei lavori, corredata da una relazione firmata da un progettista abilitato e da documentazione progettuale. Tale comunicazione attesta la conformità del progetto agli strumenti urbanistici e ai regolamenti edilizi vigenti, così come il rispetto delle norme sulla sicurezza e sull'igiene. Nel caso in cui l'intervento coinvolga più comuni, l'istanza deve essere inviata a tutti, ma l'autorità competente è il comune in cui si trova la parte maggiore dell'impianto. Il comune ha trenta giorni per esprimersi o per emettere un'ordinanza motivata che impedisca l'avvio dell'intervento. Se vengono riscontrate mancanze, l'interessato ha la possibilità di presentare nuovamente la

comunicazione. In mancanza di obiezioni entro il termine di trenta giorni, l'attività può procedere.

Per la completa ricostruzione dell'impianto eolico in esame, di proprietà dell'azienda Asja ambiente Italia S.p.A., l'approvazione è richiesta tramite la Procedura abilitativa semplificata, in conformità con l'articolo 6 e l'articolo 5 del Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011. Il permesso per l'esercizio dell'impianto sarà concesso dal Comune di Marsala [9].

2.2.4 Procedimento di autorizzazione unica

Gli impianti di maggiore potenza o di complessità superiore richiedono un'autorizzazione unica, come stabilito dall'articolo 5 del Decreto Legislativo n. 28/2011. Questo processo coinvolge anche le opere collegate e le infrastrutture essenziali. Anche le modifiche sostanziali agli impianti di produzione di energia rinnovabile sono soggette a questa autorizzazione. La procedura è disciplinata dall'articolo 12 del Decreto Legislativo n. 387/03, con riferimento alle linee guida approvate con il Decreto Ministeriale del 10 settembre 2010. Recentemente, le modifiche all'articolo 47 del Decreto-legge n. 13/2023 hanno influenzato questa normativa. L'autorizzazione è rilasciata dalla regione o dalle province delegate, oppure dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica per impianti particolarmente grandi o off-shore. Include valutazioni ambientali, concessioni per l'uso del demanio marittimo e delle acque, e potrebbe richiedere una modifica degli strumenti urbanistici. La procedura prevede una conferenza di servizi entro trenta giorni dalla presentazione della domanda, coinvolgendo anche il Ministero della cultura per i progetti in aree tutelate. Il termine massimo per il completamento della procedura varia a seconda delle circostanze. L'autorizzazione non può essere soggetta a misure di compensazione a favore delle regioni e delle province, ma altre amministrazioni territoriali possono stipulare accordi di compensazione ambientale con i proponenti.

2.2.5 Valutazione di Impatto Ambientale e Procedimento Autorizzativo Unico Regionale (PAUR)

La legislazione riguardante la valutazione degli impatti ambientali (VIA), inclusa nella seconda parte del Decreto Legislativo numero 152 del 2006, è di notevole importanza per diverse ragioni. Prima di tutto, molti progetti, indipendentemente dalla procedura prevista dal Decreto Legislativo numero 28 del 2011, se superano determinati limiti stabiliti dal Decreto Legislativo numero 152 del 2006, devono essere valutati per quanto riguarda il loro impatto sull'ambiente. Questo può estendere significativamente la durata della procedura amministrativa. In secondo luogo, in caso di valutazione di impatto ambientale a livello regionale, tutte le autorizzazioni necessarie per il progetto sono ottenute attraverso una conferenza di servizi, seguendo le disposizioni del Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale

(PAUR). Ciò comporta il trasferimento della competenza per il rilascio del provvedimento finale ad un'altra amministrazione, modificando la natura della procedura di valutazione e autorizzazione. La normativa prevede anche diverse procedure e tempi per la valutazione e l'approvazione dei progetti, coinvolgendo diverse autorità e istituzioni a livello nazionale e regionale.

In questo contesto, l'azienda Asja Ambiente Italia S.p.A., attuale detentrica dell'impianto eolico in esame, ha presentato una richiesta al Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) il 6 agosto 2021, conformemente all'articolo 6 comma 9 e comma 9 bis del D.Lgs. 152/2006 e seguenti modifiche (quest'ultime introdotte dalla Legge 108 del 28 luglio 2021 all'articolo 18 comma 1 punto 2)), per ottenere una valutazione preliminare. Il 31 dicembre 2021, il MiTE ha comunicato l'esito della valutazione preliminare, indicando la necessità di sottoporre il progetto in questione a verifica di assoggettabilità a VIA [9].

2.3 Normativa per la connessione in rete

Per richiedere l'allacciamento alla Rete di Trasmissione Elettrica Nazionale (RTN) si prevede di inserire o prelevare energia nel sistema elettrico italiano ad alta o altissima tensione. La connessione di un impianto di produzione di energia elettrica alla rete di trasmissione nazionale è gestita da Terna, che ha l'obbligo di allacciare alla rete elettrica tutti coloro che ne facciano richiesta e, in particolare, è competente per l'allacciamento in alta e altissima tensione degli impianti con una potenza uguale o superiore a 10 MW. L'inoltro della richiesta di connessione rappresenta il primo passo di un processo che si conclude con la realizzazione dell'impianto e il suo collegamento alla rete. La procedura di collegamento alla rete elettrica nazionale è disciplinata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), tramite specifiche deliberazioni che Terna ha incorporato nel suo Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete (Codice di Rete). Tra i principali riferimenti normativi deliberati dall'ARERA troviamo il Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA) [10].

Nel seguito, i dati tecnici riportati dal presente studio sono stati presi direttamente dal TICA [11].

Il TICA definisce i criteri tecnici e procedurali che devono essere seguiti sia dai richiedenti la connessione che dal gestore della rete, il quale è il soggetto incaricato della gestione e del funzionamento di una rete per la distribuzione o il trasporto di energia elettrica. In Italia, il gestore della rete nazionale di trasmissione è rappresentato da Terna, mentre a livello locale o regionale vi sono vari operatori che svolgono il ruolo di gestori delle reti di distribuzione, differenziandosi in base alle aree geografiche. Nel caso dell'impianto eolico di Baglio Nasco il gestore di rete è rappresentato da E-distribuzione.

Inoltre, all'articolo 19 del TICA si prevede che il gestore di rete, in risposta alla richiesta di connessione, esegua una valutazione tecnica per valutare l'impatto sulla

rete della potenza richiesta e fornisce al richiedente un preventivo che include diversi elementi:

- La soluzione tecnica minima generale (STMG) per la connessione. In particolare, la STMG è un insieme di specifiche tecniche e linee guida stabilite per garantire un livello minimo di sicurezza e funzionalità per un determinato sistema o processo. È utilizzata per definire gli standard minimi che devono essere rispettati durante la progettazione, l'installazione e il funzionamento di un impianto o di un'applicazione tecnologica;
- Il costo della connessione, specificando le singole voci e le modalità di pagamento;
- Un elenco degli adempimenti richiesti per l'autorizzazione della connessione, inclusi eventuali interventi sulla rete esistente;
- Il tempo previsto per completare la connessione e un codice univoco di identificazione della pratica di connessione (detto codice di rintracciabilità);
- Nel caso di impianti da fonti rinnovabili, i riferimenti del gestore di rete per la convocazione nell'ambito del procedimento unico;
- Il codice POD per la gestione dei dati tecnici relativi al punto di connessione. In particolare, il codice POD di un impianto costituisce un riconoscimento esclusivo utilizzato per individuare il luogo preciso in cui avviene la distribuzione o l'acquisizione dell'elettricità sulla rete di distribuzione. Questa sequenza alfanumerica riveste un'importanza cruciale per la gestione e il trasferimento delle informazioni tecniche correlate al punto di collegamento, nonché per l'adeguata contabilizzazione dell'elettricità consumata o generata dall'impianto;
- Indicazioni sulle modalità di esecuzione delle opere a carico del richiedente;
- Le responsabilità relative al servizio di misura dell'energia elettrica;
- La modulistica da utilizzare per l'accettazione del preventivo;
- Nel caso di connessioni a reti di distribuzione in alta tensione, il costo del collaudo.

Inoltre, il gestore della rete ha la facoltà di suggerire variazioni al preventivo in specifiche situazioni, comprendendo la possibilità di un aggiornamento senza costi qualora richiesto dal richiedente. Una volta che il preventivo è stato approvato, il gestore della rete annota le informazioni relative al punto di connessione e avvia la procedura di collegamento. Ma prima di avviare il collegamento è necessario da parte del richiedente redigere la STMD (Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio). In particolare, la STMD è un dossier che fornisce indicazioni dettagliate e precise sul piano tecnico per la progettazione, la realizzazione e il funzionamento degli impianti di generazione di energia elettrica. Questo documento stabilisce i requisiti tecnici minimi che gli impianti devono rispettare per essere conformi agli standard del settore e alle leggi in vigore. Infine, la STMD definisce le procedure operative e le specifiche tecniche che devono essere osservate durante tutte le fasi del ciclo di vita degli impianti, garantendo l'affidabilità, l'efficienza e la sicurezza del sistema elettrico.

In Figura 20 è possibile apprezzare uno schema logico elaborato da Terna che riassume tutti gli step per la connessione alla rete di trasmissione nazionale.

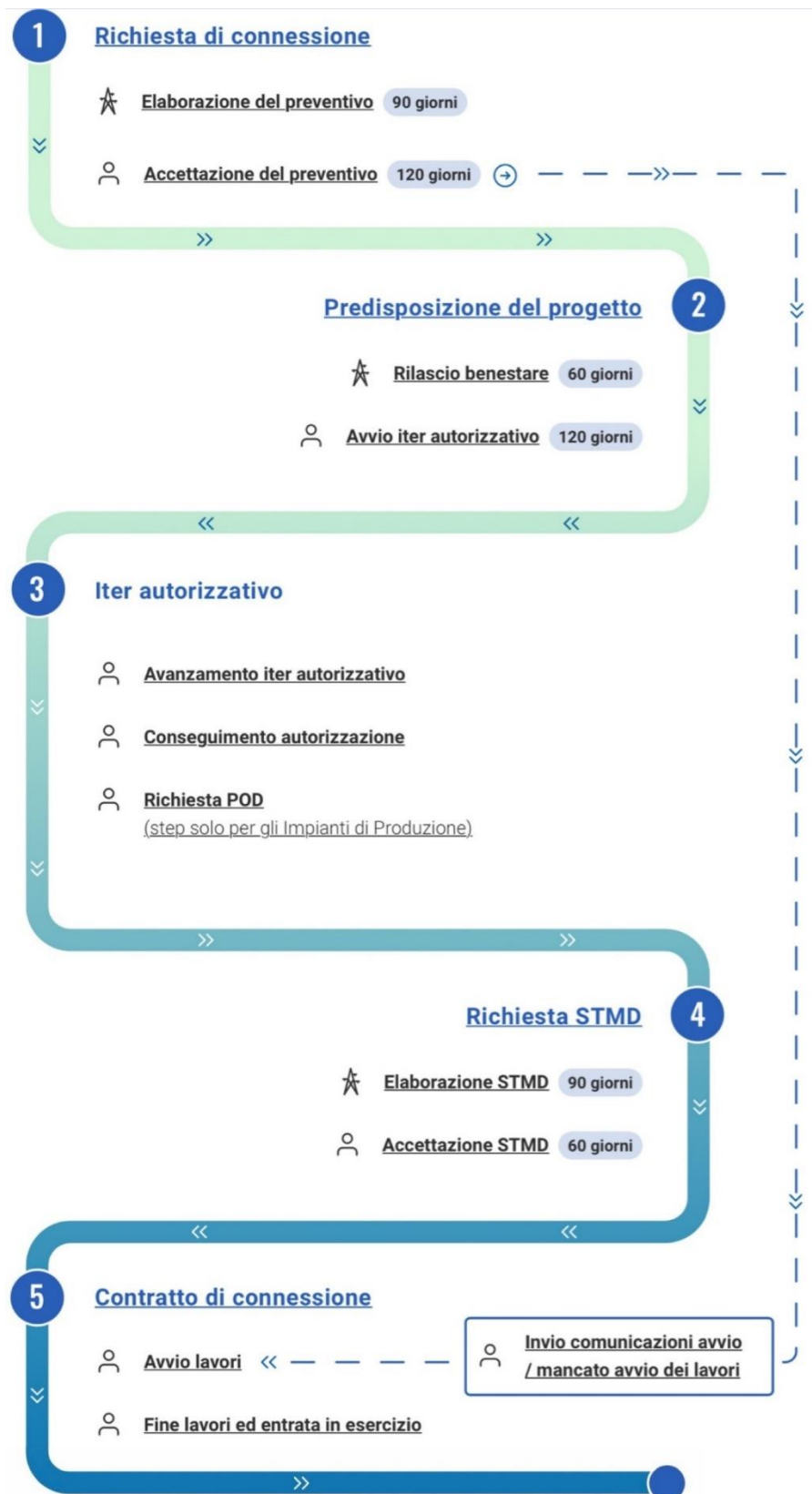


Figura 20 Schema logico riassuntivo degli step necessari per la connessione alla rete di trasmissione nazionale [10]

Capitolo 3:

Impianto eolico di Baglio Nasco (TP): prima e dopo la completa ricostruzione

Una volta esaminato il contesto normativo riguardante l'utilizzo dell'energia eolica, si procede con l'analisi di un impianto reale. Tale studio si concentra sul progetto di repowering di un impianto eolico onshore situato a Baglio Nasco, nel Comune di Marsala (TP), realizzato dall'azienda Asja Ambiente Spa nel 2004. In Figura 21 è possibile visualizzare dove è situato l'impianto eolico in esame [12].



Figura 21 Ubicazione dell'impianto eolico

Nel presente testo, viene presentata un'analisi dettagliata basata sulla relazione tecnica illustrativa [9], fornita dall'azienda Asja Ambiente Italia S.p.A. Tutte le informazioni tecniche e i dati qui riportati sono estratti da tale documento, il quale fornisce una panoramica completa e precisa delle specifiche tecniche, dei processi e delle considerazioni relative al progetto in questione.

3.1 Descrizione impianto eolico in esercizio (9,35 MW)

3.1.1 Aerogeneratori

L'impianto esistente è costituito da 11 turbine Vestas v52 da 850 kW con un'altezza dell'hub pari a 49 m ed una potenza nominale pari a 9,35 MW. Gli aerogeneratori sono distribuiti nella zona in modo tale da sfruttare al massimo la risorsa eolica del sito. Nella

Tabella 1 è possibile osservare la scheda tecnica della turbina installata [13].

SCHEDA TECNICA	
Rated power:	850.0 kW
Cut-in wind speed:	4.0 m/s
Rated wind speed:	14.0 m/s
Cut-out wind speed:	25.0 m/s
Survival wind speed:	60.0 m/s
Wind zone (DIBt):	II
Wind class (IEC):	III
Rotore	
Diameter:	52.0 m
Swept area:	2,124.0 m ²
Number of blades:	3
Rotor speed, max:	31.4 U/min
Tipspeed:	85 m/s
Material:	GFK
Manufacturer:	Vestas
Power density 1:	400.2 W/m ²
Power density 2:	2.5 m ² /kW
Gear box	
Type:	spur/planetary
Stages:	3.0
Ratio:	0,084722222
Manufacturer:	Hansen

Generator	
Type:	Double Fed Asyn
Number:	1.0
Speed, max:	1,620.0 U/min
Voltage:	690.0 V
Grid connection:	Asincron
Grid frequency:	50.0 Hz
Manufacturer:	Weier / ABB
Tower	
Hub height:	36.5/40/44/49/55/60/65/70/74/86 m
Type:	Steel tube
Shape:	conical
Corrosion protection:	coated
Manufacturer:	Vestas
Weight	
Single blade:	-
Hub:	-
Rotor:	11.0 t
Nacelle:	22.0 t
Tower, max:	100.0 t
Total weight:	-
Miscellaneous	
Installation:	-
Offshore:	No
Onshore:	Yes

Tabella 1 scheda tecnica turbina Vestas V52 - 850 kW

La turbina v52-850 kW è dotata di un sistema di regolazione tramite gli angoli di pitch e di yaw e un rotore composto da tre pale con un diametro di 52 metri. Ciascuna pala, realizzata in fibra di vetro rinforzata, ha una lunghezza di 25,3 metri e un peso di circa 1900 kg. Il rotore è montato su una torre d'acciaio tubolare che si restringe in più sezioni. All'interno della nacelle sono alloggiati un generatore asincrono a quattro poli e un gear-box con un rapporto di velocità di 1:75. La torre ha un diametro di 2 metri, ma vicino alla fondazione, dove è situato il trasformatore 20kV/690V – 50 Hz, il diametro della torre si espande fino a 3,3 metri.



Figura 22 Impianto eolico di Baglio Nasco

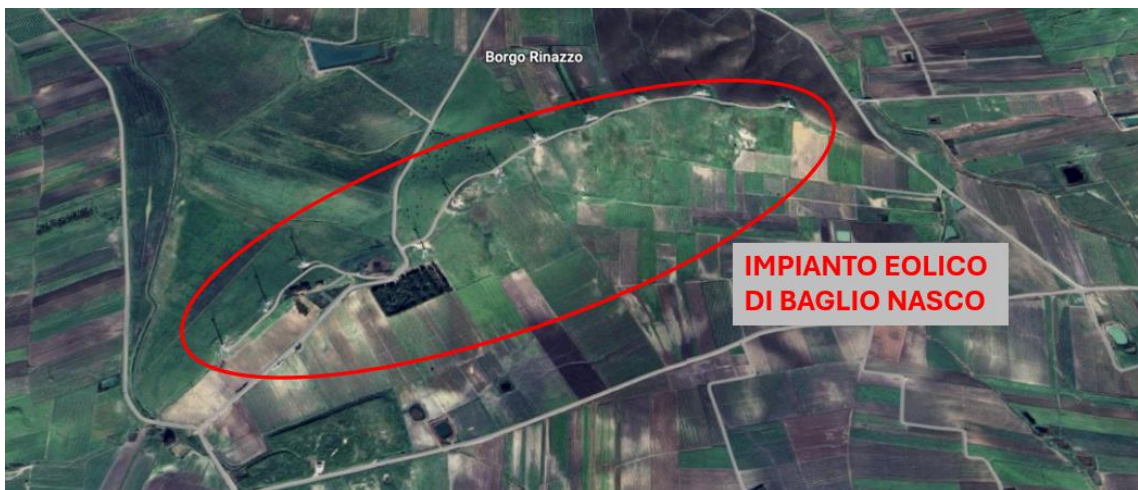


Figura 23 Identificazione dell'impianto eolico da google earth

I generatori eolici installati hanno una classe di vento IEC IA e la relativa curva di potenza è mostrata in Figura 24.

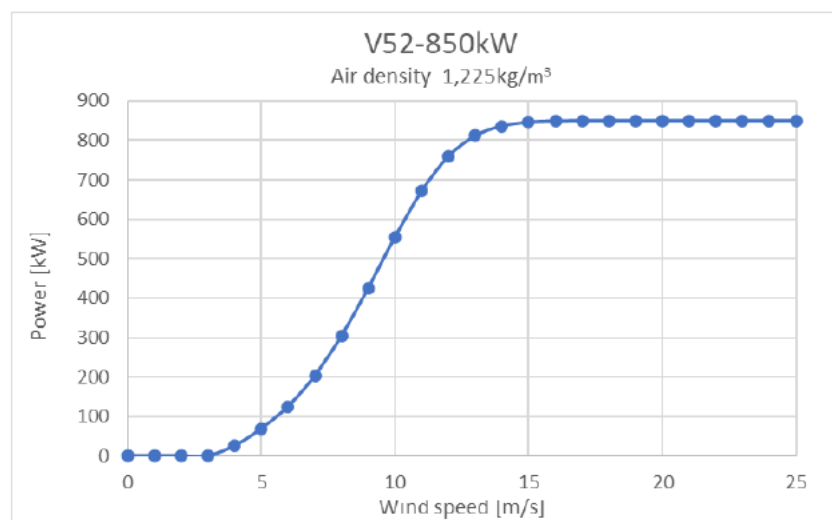


Figura 24 curva di potenza turbina Vestas V52-850 kW

Dal grafico è possibile osservare una cut-in speed di 4 m/s e una cut-out speed pari a 25 m/s.

3.1.2 Layout dell'impianto eolico esistente

L'energia prodotta dall'impianto eolico viene introdotta nella rete elettrica nazionale tramite una cabina di consegna in media tensione (MV), la quale è connessa alla Rete Nazionale tramite un elettrodotto in MV a 20 kV interrato di proprietà di Enel Distribuzione S.p.A., presso la cabina primaria di Matarocco. Questo condotto è stato autorizzato e costruito dal gestore di rete, Enel Distribuzione S.p.A. La configurazione dell'impianto in funzione è stata determinata considerando due criteri principali: minimizzare l'impatto ambientale e massimizzare l'efficienza energetica mantenendo i costi dell'impianto invariati. Tutte le zone coinvolte dall'impianto (compresi i collegamenti elettrici e la cabina di consegna) ricadono nel territorio del Comune di Marsala (TP). In

Tabella 2 è riportata una tabella sintetica con le coordinate degli aerogeneratori in coordinate UTM-WGS84.

N° WTG	Coordinate UTM-WGS84 (Fuso 33)		Foglio	Particella
	E	N		
TA di impianto	289429	4187776	165	167
BN01	290192	4187969	165	207
BN02	289959	4188012	165	206
BN03	289782	4187987	165	205
BN04	289625	4187915	165	204
BN05	289478	4187851	165	197
BN06	289381	4187713	165	198
BN07	289253	4187619	165	199
BN08	289173	4187485	165	200
BN09	288855	4187460	165	201
BN10	288776	4187321	165	202
BN11	288676	4187205	165	203

Tabella 2 Coordinate impianto eolico in esercizio nel sistema di riferimento UTM WGS84 [9]

Si sottolinea che TA sta per torre anemometrica. Inoltre, è possibile capire come nelle fondamenta di ogni aerogeneratore si trovi una piccola cabina che ospita le apparecchiature elettriche necessarie per connettersi a un sistema di cavidotti interrati. Inoltre, dentro ogni turbina è presente un trasformatore MV/LV di potenza nominale 1000 kVA – 20/0,69 kV. Dopo aver effettuato la trasformazione MV/LV alla base della torre, i cavi di media tensione insieme ai cavi di segnale vengono collegati al sistema di distribuzione in media tensione dell'impianto eolico, passando

attraverso la fondazione. Quando il vento soffia ad una velocità eccessiva, la rotazione dell'aerogeneratore viene interrotta mediante un sistema di frenata. Questo sistema, utilizzando la "messa a bandiera" delle pale e attivando il freno a disco idraulico, consente di fermare la rotazione del generatore quando necessario. Inoltre, è installato un meccanismo di bloccaggio che arresta istantaneamente le pale. Tuttavia, poiché questa frenata può causare una significativa tensione meccanica sulla struttura della torre, viene attivata solo in situazioni di emergenza, come malfunzionamenti gravi, blackout della rete, o intervento diretto del personale tramite pulsanti di emergenza. Il sistema frenante si trova nella parte posteriore del gear-box.

Il terreno circostante è principalmente destinato all'agricoltura, il che consente una coesistenza armoniosa con le turbine eoliche. L'installazione delle turbine ha comportato un utilizzo del suolo pari all'1,6% dell'intera area della centrale, lasciando invariata la destinazione d'uso della restante superficie.

3.1.3 Fondazioni

Sempre dalla relazione tecnica illustrativa, si possono leggere le caratteristiche geometriche dei basamenti degli aerogeneratori. In particolare, la parte bassa della torre è stata immersa in un cilindro di fondazione che è stato a sua volta vincolato a una base quadrata di circa 12 metri di lato. L'altezza totale della struttura di fondazione è di circa 3,5 metri. In aggiunta, considerando il tipo di terreno, queste fondazioni sono state ancorate a quattro pilastri profondi con un diametro di 1,2 metri e una profondità di 18 metri. Poiché le fondazioni sono completamente sotterrate, l'area attorno alla torre è stata ricoperta di erba e sistemata a prato, con l'obiettivo di ripristinare l'area al termine dei lavori.

3.1.4 Cavidotti

Le connessioni tra i vari aerogeneratori e la cabina di consegna sono state realizzate tramite cavi elettrici interrati. L'installazione di tali cavidotti è stata eseguita seguendo la modalità "N" descritta nella Norma CEI 11-17, con un'attenzione particolare ai bordi delle strade. Oltre ai cavi di alimentazione, è stato posato anche un cavo di segnale (fibra ottica), alloggiato in tubazioni di PVC dedicate. Per ridurre al minimo la lunghezza complessiva della rete di cavi, si sono scelti percorsi condivisi, con l'obiettivo di mitigare l'impatto ambientale e paesaggistico, e di rendere più agevoli gli interventi sugli stessi cavidotti.

Inoltre, all'interno dell'aerogeneratore, sono presenti cavi in bassa tensione (conformi alla normativa CEI 20-22), dotati di connessioni elettriche a norma. Inoltre, l'aerogeneratore è equipaggiato con un sistema di messa a terra per la protezione contro le scariche atmosferiche.

3.2 Descrizione del nuovo impianto eolico (31 MW)

La completa ristrutturazione del parco eolico di Baglio Nasco avverrà nella stessa zona dove si trovano attualmente gli aerogeneratori in funzione, precisamente nel territorio del Comune di Marsala, nella località "Baglio Nasco". In dettaglio, si procederà alla sostituzione delle undici turbine esistenti con 5 unità di maggiore efficienza. La zona destinata ai nuovi generatori è caratterizzata da un'area limitata, con un terreno collinare e un'altitudine di circa 100 m s.l.m. In particolare, questa porzione di territorio si trova all'interno di una zona utilizzata per la coltivazione, nelle aree non coinvolte dall'attuale impianto.

3.2.1 Aerogeneratori

Dai documenti interni all'azienda si è risaliti ad alcune caratteristiche tecniche della nuova turbina che in prima ipotesi si è deciso di installare nell'impianto eolico di Baglio Nasco. In particolare, la turbina eolica Vestas V162-6,2 MW è una delle soluzioni più all'avanguardia nel campo dell'energia eolica attualmente. Caratterizzata da una capacità nominale di 6,2 megawatt, questa imponente struttura è in grado di acquisire ed utilizzare l'energia del vento in modo estremamente efficiente. Uno degli elementi distintivi è rappresentato dal diametro del rotore, che si estende per circa 162 metri. Questa vasta dimensione permette alla turbina di catturare una vasta area di vento, assicurando una produzione energetica continua anche in presenza di venti variabili.

Inoltre, la V162 è equipaggiata con tecnologia avanzata per il controllo del rotore ed è in grado di regolare la direzione e la velocità in base alle condizioni del vento, garantendo prestazioni ottimali e proteggendo la turbina da eventuali danni.

In aggiunta, la V162 è progettata per richiedere una manutenzione limitata e presenta una lunga durata operativa, garantendo un'elevata affidabilità e una produzione continua nel tempo.

In conclusione, la turbina eolica Vestas V162-6.2 MW si distingue come simbolo di innovazione nel settore dell'energia rinnovabile, fornendo prestazioni eccellenti, affidabilità e sostenibilità per promuovere un futuro energetico più ecologico.

Infine, in Figura 25 è riportata la curva di potenza della turbina. Mentre in Tabella 3 è riportata la relativa scheda tecnica.

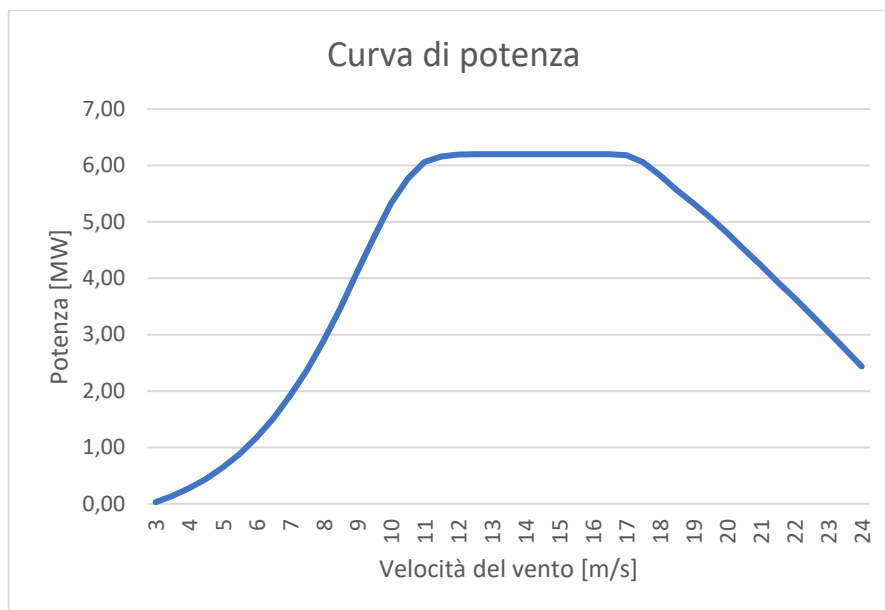


Figura 25 curva di potenza turbina Vestas V162-6,2 MW densità dell'aria $1,175 \frac{kg}{m^3}$

SCHEDA TECNICA	
Rated power:	6,200.0 kW
Cut-in wind speed:	3.0 m/s
Rated wind speed:	10.5 m/s
Cut-out wind speed:	24.0 m/s
Survival wind speed:	39.5 m/s
Wind zone (DIBt):	-
Wind class (IEC):	S
Rotor	
Diameter:	162.0 m
Swept area:	20,612.0 m ²
Number of blades:	3
Rotor speed, max:	10.0 U/min
Tipspeed:	85 m/s
Material:	Carbon- and Glass-fibre reinforced plastic
Manufacturer:	Vestas Wind Systems A/S
Power density 1:	300.8 W/m ²
Power density 2:	3.3 m ² /kW
Gear box	
Type:	2 stage planetary
Stages:	2.0
Ratio:	01:44
Manufacturer:	ZF Wind Power / Winergy
Generator	
Type:	permanent magnet (PMG)
Number:	1
Speed, max:	431.0 U/min
Voltage:	800.0 V
Grid connection:	Full quadrant IGBT
Grid frequency:	50/60 Hz
Manufacturer:	-

Tabella 3 scheda tecnica turbina Vestas V162 - 6,2 MW

3.2.2 Layout del nuovo impianto eolico

Come già accennato precedentemente, il processo di completa ricostruzione comporterà l'installazione di cinque aerogeneratori per sostituire gli undici esistenti destinati alla dismissione. Questi nuovi aerogeneratori saranno collocati su una torre tubolare con un'altezza massima di 113 metri e avranno una potenza unitaria di 6,2 MW. La configurazione del sito consente una disposizione degli aerogeneratori ritenuta ottimale per massimizzare lo sfruttamento dell'energia eolica disponibile.

Inoltre, per quanto riguarda le infrastrutture necessarie per la realizzazione del progetto di ricostruzione, saranno utilizzate le strade esistenti con eventuali adeguamenti e, se necessario, temporanei allargamenti per agevolare il passaggio dei mezzi di trasporto eccezionali. Le strade interpoderali all'interno del sito saranno sfruttate come vie di accesso interne senza alterare significativamente il paesaggio o richiedere modifiche catastali ai terreni. Nella selezione dei siti per posizionare le turbine, è stata data particolare attenzione a garantire la presenza di corridoi di transito per la fauna e a ridurre l'impatto visivo, rispettando distanze minime reciproche.

Il layout complessivo della ricostruzione completa è stato elaborato tenendo in considerazione i seguenti punti:

- Selezione del tipo di aerogeneratore per ridurre al minimo l'impatto territoriale e la visibilità dei punti di interesse;
- Impiego di torri tubolari;
- Utilizzo del tracciamento dei cavidotti già esistenti, collocandoli lungo le vie già esistenti;
- Rispetto di distanze minime da fiumi, torrenti e corsi d'acqua, inclusi le relative sponde: 150 m;
- Rispetto di distanze minime da zone umide costiere e laghi: 300 m;
- Esclusione di siti archeologici e aree di interesse archeologico;
- Esclusione di aree soggette a vincolo paesaggistico;
- Utilizzo di colori per torri, gondole e pale che si integrino armonicamente nell'ambiente circostante e che siano chiaramente distinguibili dalla fauna, tenendo conto delle disposizioni di sicurezza regolate dallo Stato Maggiore Difesa (SMD) sui cromatismi e i segnali d'ingombro.

Da un punto di vista tecnico, la decisione di ricostruire l'impianto esistente è stata presa dopo aver verificato la possibilità di collegarsi alla rete elettrica preesistente mediante un adeguamento di potenza e sfruttando ampiamente le strade già esistenti. Ciò è stato fatto non solo per minimizzare le perdite di trasmissione, ma anche per ridurre al minimo la necessità di nuove infrastrutture di collegamento e di conseguenza l'impatto sul territorio. L'analisi della fattibilità economica del progetto è stata condotta in modo diretto utilizzando i dati anemometrici raccolti durante gli anni di funzionamento dell'impianto attuale e tradotti in ore equivalenti/anno per gli aerogeneratori previsti per l'installazione.

In Tabella 4 è riportata una tabella sintetica con le coordinate degli aerogeneratori in coordinate UTM-WGS84.

N° WTG	Coordinate UTM-WGS84 (Fuso 33)		Foglio	Particella
	E	N		
TA di impianto	290665	4187433	167	65
EB01	290206	4187968	165	207-164
EB02	289757	4187992	165	205-155
EB03	289396	4187718	165	198-167
EB04	289062	4187422	165	149
EB05	288710	4187127	165	177-178

Tabella 4 Coordinate nuovo impianto eolico nel sistema di riferimento UTM WGS84 [9]

3.2.3 Fondazioni

Le strutture di fondazione saranno progettate per resistere alle considerevoli pressioni statiche e dinamiche generate dalla turbina eolica. Oltre al peso significativo concentrato su una piccola area dall'aerogeneratore, occorre considerare anche le tensioni orizzontali sul terreno causate dalla spinta del vento su un'area equivalente a quella coperta dalle pale. Poiché il vento può provenire da qualsiasi direzione, le sollecitazioni risultanti si distribuiranno su un angolo di 360 gradi.

Le fondazioni, realizzate in calcestruzzo armato, oltre a garantire stabilità contro il ribaltamento, devono trasferire al terreno i carichi derivanti principalmente dall'azione del vento. Tale trasferimento deve avvenire in modo che lo stress indotto sul terreno sia inferiore alla sua capacità di carico. L'intera struttura di fondazione sarà interrata, eliminando così completamente l'impatto visivo e consentendo il riutilizzo dell'area sopra la piazzola.

Le fondazioni dei cinque nuovi aerogeneratori saranno posizionate nei paraggi o in prossimità di alcuni punti già esistenti che corrispondono alle vecchie turbine. La disposizione è elencata come segue:

- EB01 sostituirà l'attuale BN01;
- EB02 sostituirà l'attuale BN03;
- EB03 sostituirà l'attuale BN06;
- EB04 sarà vicino all'attuale BN08;
- EB05 sarà vicino all'attuale BN11.

Di conseguenza, le fondazioni esistenti degli aerogeneratori BN01, BN03 e BN06 saranno rimosse e i materiali di scavo saranno smaltiti in discariche autorizzate, mentre per gli altri nove aerogeneratori le fondazioni saranno rimosse solo per il primo metro e il resto sarà ripristinato secondo quanto pianificato nel processo di dismissione.

3.2.4 Cavidotti

Per trasferire l'energia generata dalle turbine alla cabina di consegna MV, verrà utilizzata una connessione tramite cavidotti interrati in media tensione. Al fine di limitare l'impatto e ridurre le aree coinvolte, è previsto l'utilizzo del tracciato già esistente dei cavidotti, sia all'interno che all'esterno dell'impianto.

La cabina di smistamento sarà posizionata nelle vicinanze dell'aerogeneratore EB05. I cavi di potenza saranno interrati a una profondità minima di 1,20 metri e avvolti da uno strato di sabbia di almeno 20 centimetri di spessore. Le giunzioni tra i vari segmenti delle linee saranno realizzate utilizzando muffole in resina per garantire l'isolamento e prevenire rotture meccaniche.

I cavidotti verranno posizionati solo lungo le strade di accesso e non saranno installate linee aeree per minimizzare l'impatto visivo.

Le linee di collegamento tra l'impianto eolico e la cabina di consegna saranno organizzate come segue:

- Cavi MV dalla macchina EB01 a EB02, poi alla cabina di smistamento MV;
- Cavi MV dalla macchina EB03 a EB04, poi a EB05, quindi alla cabina di smistamento MV;
- Cavi MV dalla cabina di smistamento (in due linee) alla cabina di consegna utente.

Il monitoraggio degli aerogeneratori e della torre anemometrica avverrà tramite collegamento in fibra ottica secondo lo stesso schema di collegamento dei cavidotti. Inoltre, la torre anemometrica sarà collegata all'aerogeneratore EB01 tramite cavo LV.

3.2.5 Collegamento alla rete nazionale

Per garantire il funzionamento del nuovo impianto, l'immissione dell'energia prodotta dagli aerogeneratori nella rete sarà assicurata attraverso il collegamento tramite cavo interrato alla stazione di elevazione (impianto utente), che sarà costruita nelle vicinanze della Cabina Primaria di "Matarocco", alla quale l'impianto sarà collegato. È stato richiesto a E-Distribuzione, il gestore di rete, di adeguare la connessione esistente con un potenziamento dell'impianto. La soluzione tecnica minima generale (STMG) prevede che l'impianto venga connesso alla rete HV di proprietà di E-Distribuzione, con tensione nominale di 150 kV, previo interventi preliminari sulle infrastrutture di proprietà di TERNA.

Capitolo 4:

Progetto di repowering dell'impianto eolico di Baglio Nasco

Per poter effettuare con successo uno studio preliminare di repowering di un impianto eolico è necessario calcolare l'AEP (annual energy production), che corrisponde all'energia che l'impianto eolico è capace di produrre annualmente. Contestualmente è altresì fondamentale effettuare il calcolo di altri due parametri: le ore equivalenti in cui l'impianto è in funzione e il capacity factor. In particolare, nota l'energia elettrica prodotta (E) dall'impianto in un anno, il numero delle ore equivalenti di esercizio h_{eq} è pari al rapporto tra l'energia prodotta e la potenza nominale dell'impianto P_n :

$$h_{eq} = \frac{E}{P_n} \quad (4.1)$$

D'altro canto, il capacity factor si calcola eseguendo il rapporto tra la produzione di energia elettrica fornita dall'impianto durante l'anno e la fornitura teorica di energia che l'impianto avrebbe potuto offrire se avesse operato alla piena potenza nominale in modo continuativo nel tempo:

$$CF = \frac{E}{8760 h \cdot P_n} \quad (4.2)$$

Quest'analisi è fondamentale per capire quali sono le potenzialità di un certo sito.

In questa trattazione si è deciso di avvalersi dell'ausilio del software WASP al fine di condurre tale analisi.

WASP è un software sviluppato dalla DTU (università tecnica della Danimarca) che permette di calcolare tutti i parametri sopra citati per ogni singola turbina di un parco eolico. Per effettuare l'analisi tramite WASP è necessario seguire alcuni passaggi. Inizialmente si va a fornire in input alcuni dati meteorologici come le misurazioni del vento e l'analisi del terreno in cui l'impianto è localizzato. In particolare, l'analisi dei dati del vento è stata condotta con l'ausilio del software Windographer, mentre l'analisi del terreno è stata effettuata con un altro software: Global Mapper, il compressore di informazioni geografiche più avanzato disponibile sul mercato globale. Esso permette l'accesso immediato a carte topografiche e informazioni altitudinali del suolo in formato griglia [14]. Nello specifico, tramite questo software, si è riusciti ad ottenere l'orografia e la rugosità del sito. Infatti, un terreno più o meno rugoso influenza notevolmente il flusso del vento, il quale incontrando ostacoli si va a comprimere per poi allargarsi creando dei ricircoli e dunque turbolenze. Per avere

un'idea di quanto durano le perturbazioni, si pensi al fatto che se il moto del vento incontrasse un elemento alto H , sentirebbe la perturbazione lungo una distanza pari a $20 \cdot H$.

Una volta terminato il processo di immissione dei dati input si va a creare la climatologia ventosa del sito. Questa fase è denominata observed wind climate (OWC). Aggiungendo poi le coordinate della torre anemometrica si arriva a definire quello che viene chiamato Generalised Wind Climate (GWC). Il concetto di "GWC" (Generalised Wind Climate) rappresenta la distribuzione del vento in un'area dove non ci sono effetti di orografia (il rilievo del terreno) e la superficie è omogeneamente rugosa. In sostanza, si tratta di un modello ideale che viene utilizzato per comprendere il comportamento del vento in condizioni standardizzate, dove fattori come il terreno irregolare e la rugosità superficiale non influenzano il flusso del vento. Tuttavia, è importante notare che il GWC rappresenta solo un'astrazione della realtà e non tiene conto di fattori locali che possono influenzare il vento in modo significativo. Quindi, se si desidera ottenere una valutazione più accurata del regime del vento in un'area specifica, è necessario prendere in considerazione anche la topografia locale e la rugosità del terreno. Il file GWC contiene, inoltre, la frequenza di occorrenza settoriale del vento, nonché la cosiddetta rosa dei venti, e la distribuzione di frequenza della velocità del vento negli stessi settori. Questi parametri sono specificati per un numero di rugosità di riferimento (classi di rugosità) e per un numero definito di altezze sopra il livello del terreno. Inoltre, integrando con il layout del parco eolico, il software WAsP fornisce il predicted wind climate (PWC), ovvero una stima della climatologia ventosa del sito. Infine, l'ultimo passaggio è quello di definire una specifica turbina eolica che possa andar bene per l'impianto. Eseguito anche quest'ultimo passaggio, il software fornisce il valore della producibilità annua del parco eolico al lordo delle perdite per effetto scia. In definitiva, sottraendo le perdite per effetto scia alla producibilità annuale lorda si ottiene la producibilità annuale netta dell'impianto.

4.1 Analisi del terreno: orografia e rugosità con Global Mapper e Map Editor

L'efficienza di un impianto eolico dipende in larga misura dalle caratteristiche del terreno ove è situato. Nel caso specifico di Baglio Nasco, in Sicilia, è stata condotta un'analisi approfondita dell'orografia e della rugosità del terreno allo scopo di valutare l'idoneità del sito. Per condurre tale studio si è partiti dalla posizione dell'anemometro, per poi estendere l'analisi ad una zona territoriale che includesse lo stesso.

Per effettuare l'analisi orografica si è utilizzato la fonte Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 1 Arc-Second Global, una campagna di acquisizione dati molto

precisa effettuata in collaborazione con la National Aeronautics and Space Administration (NASA). Tale precisione è stata possibile grazie all'utilizzo di tecnologie radar avanzate. Questa campagna ha collezionato dati per oltre l'80% della superficie terrestre tra latitudini 60 Nord 56 Sud e precisione approssimativamente di 30 metri. [15]

In particolare, l'orografia del terreno a Baglio Nasco è caratterizzata da una combinazione di dolci colline e pianure. I rilievi circostanti possono influire sulla velocità del vento e sulla sua direzione, rendendo essenziale una dettagliata comprensione delle variazioni altimetriche, come mostrato in Figura 26.

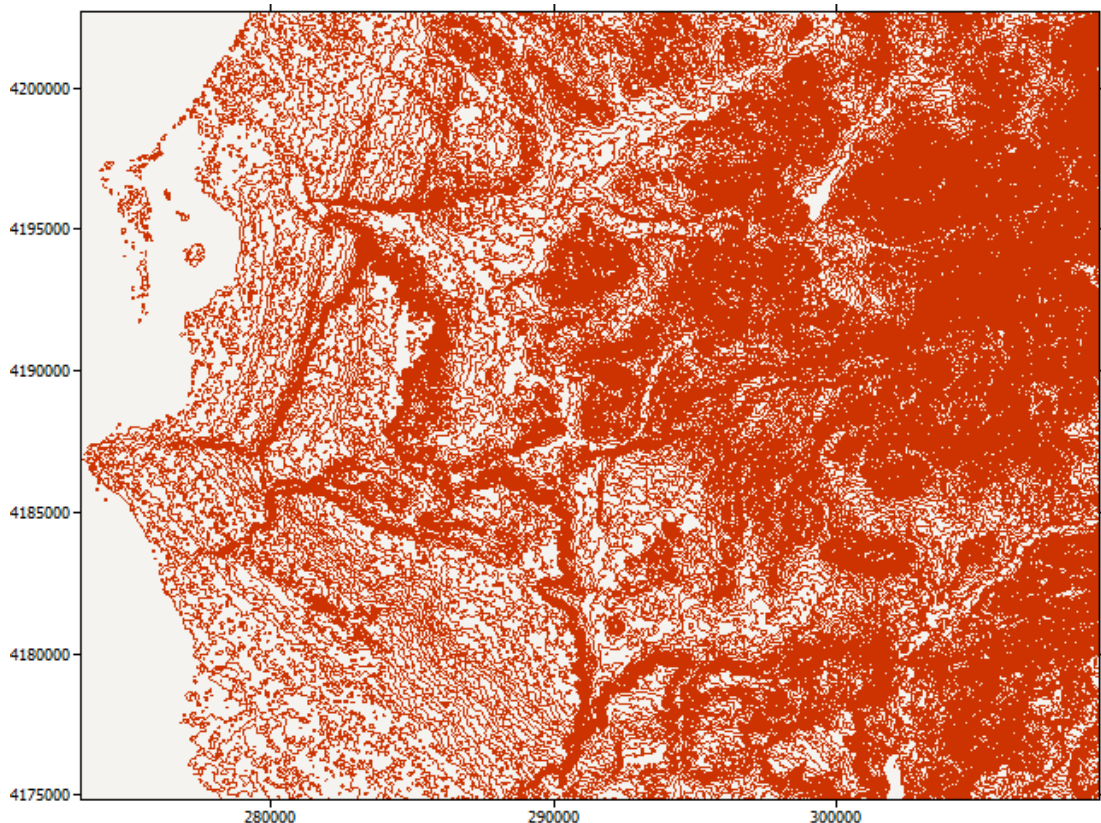


Figura 26 orografia del terreno sito Baglio Nasco (da Global Mapper)

La rugosità del terreno, considerata comunemente come la superficie aspra o liscia del suolo, è un altro elemento cruciale nell'analisi del sito. Per effettuare l'analisi di rugosità del terreno, ci si è avvalsi della fonte CORINE Land Cover 2018. Questo progetto è stato commissionato da Copernicus in collaborazione con l'European Space Agency (ESA) e l'European Organisation for the Exploitation of Meteorological Satellites (EUMETSAT). In particolare, Copernicus è un programma dell'Unione Europea che mira all'acquisizione di dati per aiutare autorità pubbliche ed enti internazionali governativi per migliorare la qualità della vita dei cittadini europei [16] [17].

Nel dettaglio, la rugosità del sito dell'impianto eolico di Baglio Nasco è mostrata in Figura 27.

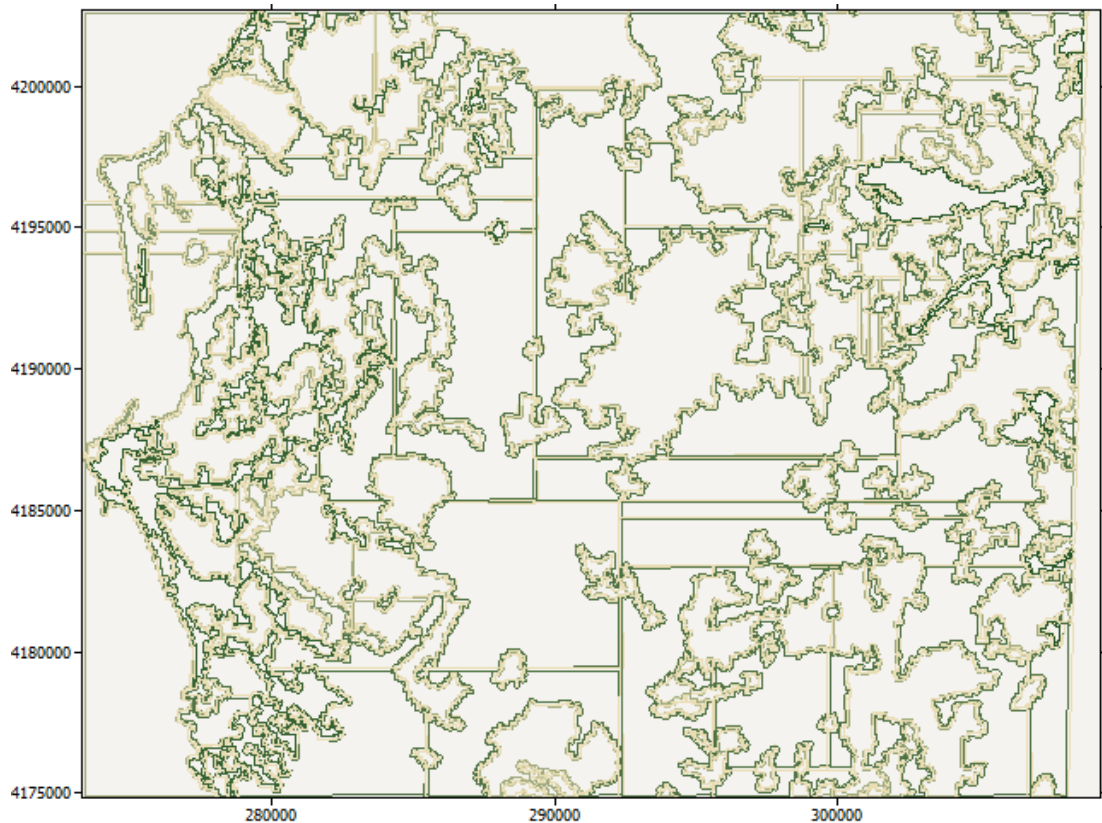


Figura 27 Rugosità del terreno sito Baglio Nasco (da Global Mapper)

L'integrazione di questi dati è fondamentale per la progettazione e l'ottimizzazione di un impianto eolico, in modo tale da massimizzare l'efficienza energetica in base alle condizioni locali. Infatti, per poter effettuare l'analisi di producibilità, WASP ha bisogno inizialmente che gli vengano fornite le due mappe di orografia e rugosità. In particolare, una volta effettuate le due analisi separatamente, utilizzando il software Map Editor si riesce ad ottenere una mappa unica di orografia e rugosità in un formato leggibile da WASP.

4.2 Analisi dati del vento: filtraggio di 7 anni di dati con Windographer

Lo step successivo è l'analisi dei dati del vento, la quale riveste un ruolo fondamentale nella valutazione dell'idoneità di un determinato sito per l'installazione di un impianto eolico. Nel contesto specifico di Baglio Nasco, è stata condotta un'analisi dettagliata al fine di ottenere informazioni fondamentali sulla distribuzione e sulla variabilità del vento nel corso del tempo.

I dati del vento sono stati raccolti tramite una torre anemometrica strategicamente situata a ridosso dell'impianto eolico. Sulla torre anemometrica sono stati installati 3 anemometri: uno posto a 33 m, uno posto a 50 m orientato verso est ed uno posto

a 50 m orientato verso ovest. Questi anemometri hanno registrato le velocità del vento e le direzioni ad intervalli regolari di 10 minuti nel corso di 7 anni: in particolare dal 1 gennaio 2015 al 31 dicembre 2021. La qualità e l'affidabilità dei dati sono state garantite attraverso il controllo di qualità integrato nel software Windographer. Il software ha consentito di eseguire un'analisi dettagliata della frequenza e della distribuzione delle velocità del vento. Successivamente, è stata condotta un'analisi di filtraggio per individuare e correggere le informazioni errate, ovvero quelle informazioni che l'anemometro non è stato in grado di rilevare. In particolare, Windographer permette di apporre specifiche bandierine in corrispondenza dei dati errati o mancanti in modo tale da correggerli. Quest'analisi è fondamentale, dal momento che capita non di rado, in svariati anni di funzionamento, che l'anemometro funzioni male oppure è in manutenzione. Nel dettaglio, si è deciso di apporre le bandierine nei seguenti punti:

- Velocità media del vento = 0 m/s;
- Velocità del vento A – velocità del vento B > 5 m/s. Infatti, se tra i due anemometri posti alla stessa altezza si riscontra una differenza notevole di velocità significa che c'è qualcosa che non va e questo potrebbe falsare l'analisi;
- Direzione del vento fuori dal range 0 – 359°;
- Tutti i flag contemporaneamente.

In particolare, per quanto riguarda il terzo flag, in Windographer, o in qualsiasi altro software di analisi del vento che utilizza convenzioni standard per indicare la direzione del vento, la direzione è generalmente espressa in gradi da 0 a 359, dove 0 gradi rappresenta il vento che soffia da nord, 90 gradi rappresenta il vento da est, 180 gradi da sud, e 270 gradi da ovest. Di conseguenza se ci si trova a flaggare dati di direzione del vento che sono fuori dal range 0 - 359 gradi, si può essere in presenza di dati errati o non validi. Questo può accadere per vari motivi, come errori di misurazione, problemi di calibrazione dell'anemometro (lo strumento usato per misurare la velocità e la direzione del vento), o semplicemente errori nel dataset.

Una volta terminato il lavoro per eliminare e/o correggere tutti i dati falsati, è possibile osservare la serie temporale della velocità del vento distribuita nei vari anni. Per questa trattazione si è deciso di restringere l'analisi agli anni 2015 – 2021.

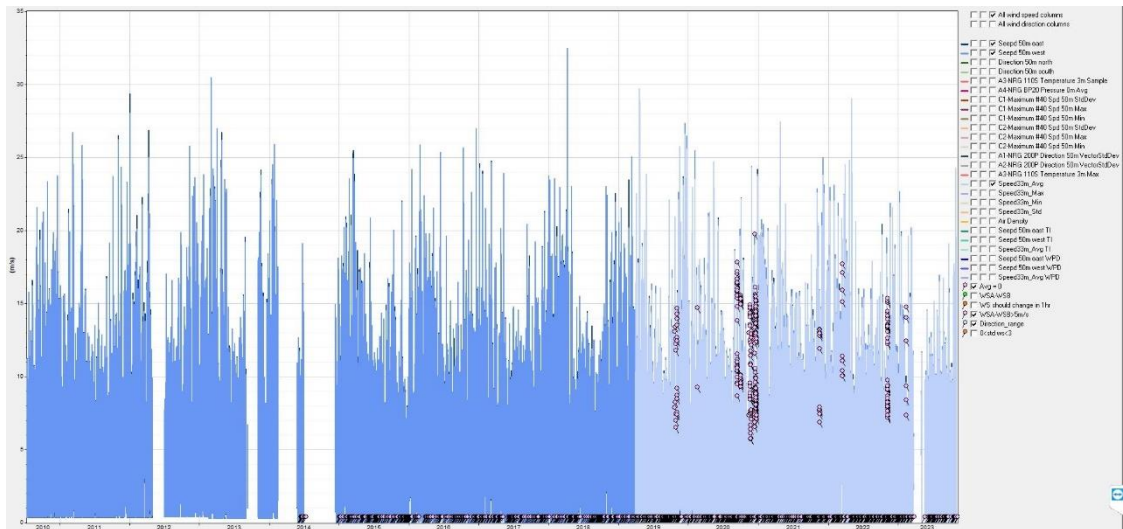


Figura 28 Serie temporale velocità del vento (Da Windographer)

Di seguito, si presenta una visione dettagliata attraverso una serie di grafici che illustrano la dinamica del vento. Nel riquadro in alto a sinistra, è rappresentato il profilo del vento in funzione dell'altezza dal terreno; nella sezione superiore destra, troviamo la tradizionale rosa dei venti, evidenziante con precisione la direzione prevalente del vento; nel riquadro in basso a sinistra, viene delineato il profilo del vento nel corso di un mese; infine, nella sezione in basso a destra, è illustrato il profilo del vento su base giornaliera.

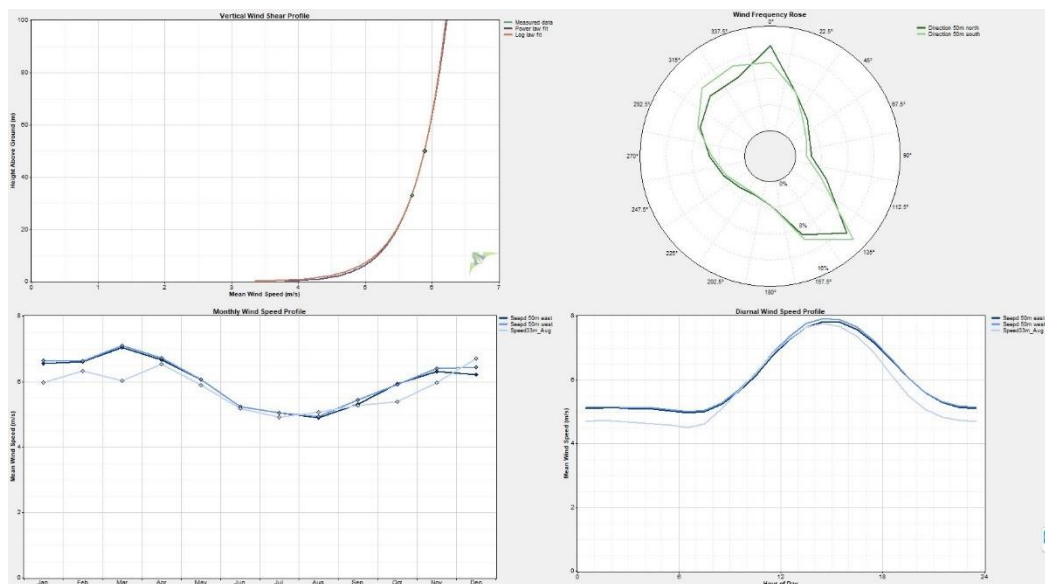


Figura 29 Distribuzione velocità del vento (Da Windographer)

In Figura 30 è presentata la consueta distribuzione del vento, espressa tramite la curva di Weibull, che riflette la probabilità di trovare una determinata velocità del vento in un sito specifico. Questa curva sarà successivamente confrontata con la curva di potenza della turbina eolica. La turbina, infatti, manifesta una propria curva di

potenza in relazione alla velocità del vento e da lì è possibile valutare quanto converte in potenza.

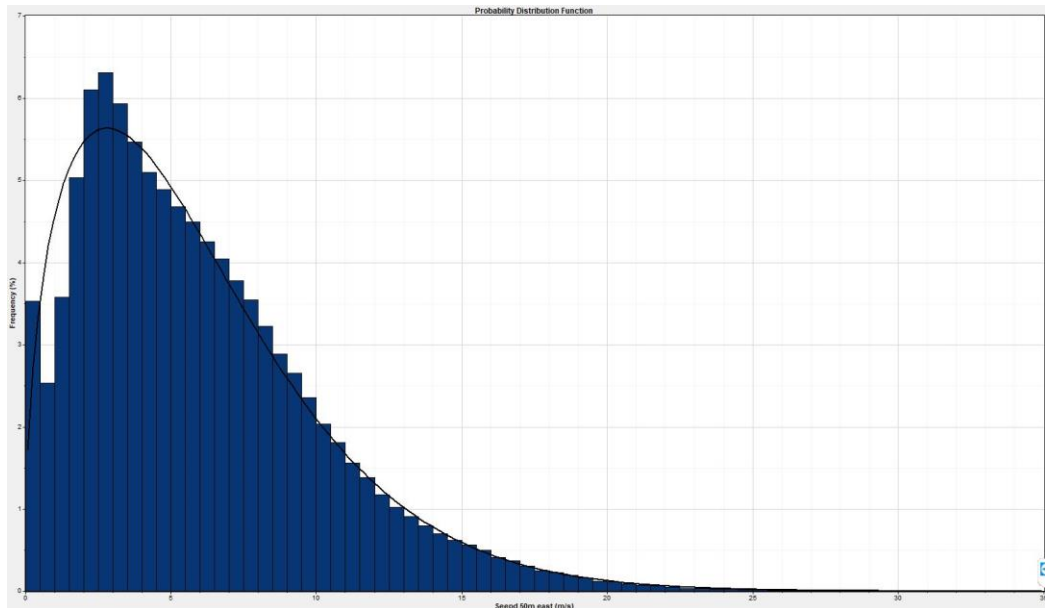


Figura 30 Funzione della distribuzione della velocità del vento (Da Windographer)

L'uso di Windographer ha permesso in questo modo di ottenere una visione dettagliata delle condizioni del vento nella località di Baglio Nasco, facilitando la progettazione e l'ottimizzazione dell'impianto eolico in modo da ottimizzare l'efficienza energetica in base alle specifiche caratteristiche del sito. I risultati di questa analisi saranno fondamentali per guidare le decisioni di progettazione e per ottenere una stima precisa della produzione energetica prevista.

4.3 Simulazioni di produzione di energia annuale tramite WASP ed analisi perdite per effetto scia per l'impianto in esercizio

Utilizzando il software WASP, è stata eseguita un'analisi sulla producibilità del parco eolico. Questo studio è stato condotto sui tre anemometri presenti sulla torre anemometrica. Per ognuno dei tre anemometri sono stati studiati i dati del vento in base alle due direzioni (nord e sud) che la banderuola permette di applicare. La banderuola è uno dei sensori utilizzati negli anemometri multidirezionali, che misurano sia la direzione che la velocità del vento. Di conseguenza sono state ottenute sei diverse configurazioni, per ognuna delle quattro tipologie di dati flaggati, portando ad un totale di ventiquattro combinazioni effettuate.

Attraverso questa analisi, sono stati calcolati l'AEP (Annual Energy Production), il capacity factor e, di conseguenza, le ore equivalenti dell'impianto. I risultati sono riportati nella tabella seguente.

Modello	Numero Turbine	Potenza Unitaria [kW]	HH [m]	Flag	Anemometro	AEP [GWh]	CF
V52	11	850	49	AVG=0	WS50_east_WD50_north	18,552	22,373
					WS50_east_WD50_south	18,636	22,473
					WS50_west_WD50_north	18,763	22,627
					WS50_west_WD50_south	18,835	22,718
					WS33_WD50_north	18,826	22,700
					WS33_WD50_south	18,675	22,518
				WSA - WSB > 5 m/s	WS50_east_WD50_north	18,744	22,618
					WS50_east_WD50_south	18,819	22,709
					WS50_west_WD50_north	18,918	22,818
					WS50_west_WD50_south	18,979	22,891
					WS33_WD50_north	19,015	22,927
					WS33_WD50_south	18,867	22,755
				Direction range	WS50_east_WD50_north	18,194	21,945
					WS50_east_WD50_south	18,268	22,018
					WS50_west_WD50_north	18,329	22,100
					WS50_west_WD50_south	18,405	22,209
					WS33_WD50_north	18,460	22,273
					WS33_WD50_south	18,296	22,064
				All flag	WS50_east_WD50_north	17,950	21,645
					WS50_east_WD50_south	18,021	21,727
					WS50_west_WD50_north	18,145	21,873
					WS50_west_WD50_south	18,215	21,973
					WS33_WD50_north	18,227	21,982
					WS33_WD50_south	18,084	21,800

Tabella 5 Dati producibilità e capacity factor per ogni configurazione impianto in esercizio

	AEP $\left[\frac{GWh}{anno}\right]$	CAPACITY FACTOR [%]
VALORE MEDIO	18,509	22,3

Tabella 6 Risultati definitivi per impianto in esercizio

Successivamente è stata condotta un'accurata analisi per valutare le perdite per effetto scia, i cui risultati sono visibili in Figura 31.

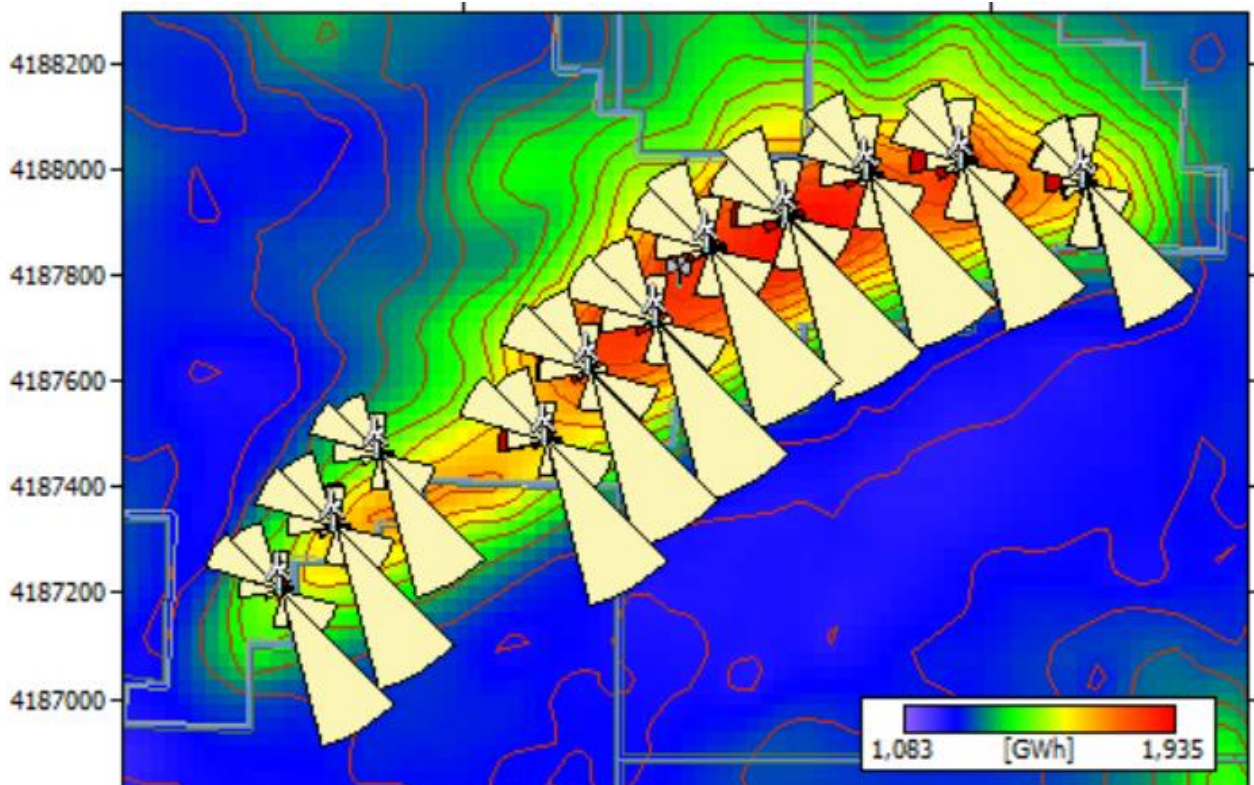


Figura 31 Perdite per effetto scia dell'impianto eolico in esercizio (da WASP)

I coni rappresentano la direzione e la quantità del vento ricevente la turbina. Come è possibile notare, la direzione del vento è coerente con la disposizione delle turbine in modo da ostruire il meno possibile il percorso. Nonostante ciò, si hanno comunque delle perdite per effetto scia, le quali possono essere individuate dalla banda rossa visibile in alcune turbine.

In base alla rosa dei venti, i segmenti di cono visibili in figura, riportano che la maggior parte del vento è in direzione perpendicolare alla congiungente delle turbine e quindi le perdite non saranno nella direzione del vento e questo indica un'ottimizzazione del layout dell'impianto. Si può notare, inoltre, che le tre turbine di sinistra presentano una minore ostruzione e di conseguenza minori perdite per effetto scia, ma al tempo stesso sono state installate in una posizione svantaggiata dal punto di vista della ventosità rispetto alle altre otto turbine. Infatti, in base alla legenda fornita da WAsP, è possibile notare come nella zona rossa del sito vi è una maggiore produzione di energia. Al contrario, nella parte verde e blu vi è una minore produzione di energia.

4.4 Simulazioni di produzione di energia annuale tramite WAsP ed analisi perdite per effetto scia per il nuovo impianto

Prima di poter eseguire la simulazione per il nuovo impianto è stato necessario inserire la turbina V162-6.2 MW, scelta dall'azienda Asja Ambiente per l'impianto, all'interno del progetto costruito con WAsP. Infatti, non essendo la turbina disponibile all'interno della libreria WAsP, per costruirla ci si è avvalsi del software WAsP Turbine Editor, a partire dal file Vestas contenente le specifiche della turbina. L'altezza del mozzo che Asja Ambiente ha intenzione di ordinare è pari a 113 m. Andando ad inserire le curve di potenza e di Thrust della turbina, il software fornisce diverse configurazioni della stessa al variare di 14 densità diverse. Tramite il software WAsP è stata ricavata, in funzione dell'altezza del mozzo, una densità pari a $1,1794 \frac{kg}{m^3}$. Di conseguenza, è stata scelta la turbina con densità più vicina possibile a tale numero e si è optato per la turbina con densità pari a $1,175 \frac{kg}{m^3}$. Inoltre, è stato deciso di effettuare tale analisi con due tipologie diverse di turbina: una senza l'ottimizzazione del rumore e una con l'ottimizzazione del rumore.

Nel caso di turbina senza ottimizzazione del rumore sono stati ottenuti i seguenti risultati:

Modello	Densità [kg/m ³]	Numero Turbine	Potenza Unitaria [MW]	HH [m]	Flag	Anemometro	AEP [GWh]	CF
V162	1,175	5	6,2	113	AVG=0	WS50_east_WD50_north	90,401	33,260
						WS50_east_WD50_south	90,589	33,340
						WS50_west_WD50_north	91,000	33,500
						WS50_west_WD50_south	91,111	33,520
						WS33_WD50_north	91,432	33,660
						WS33_WD50_south	90,946	33,460
					WSA - WSB > 5 m/s	WS50_east_WD50_north	91,264	33,580
						WS50_east_WD50_south	91,396	33,640
						WS50_west_WD50_north	91,692	33,740
						WS50_west_WD50_south	91,737	33,760
						WS33_WD50_north	92,279	33,980
						WS33_WD50_south	91,814	33,800
					Direction range	WS50_east_WD50_north	88,953	32,700
						WS50_east_WD50_south	89,062	32,780
						WS50_west_WD50_north	89,225	32,840
						WS50_west_WD50_south	89,329	32,880
						WS33_WD50_north	89,854	33,080
						WS33_WD50_south	89,231	32,840
					All flag	WS50_east_WD50_north	87,839	32,300
						WS50_east_WD50_south	87,953	32,360
						WS50_west_WD50_north	88,346	32,520
						WS50_west_WD50_south	88,459	32,560
						WS33_WD50_north	88,755	32,640
						WS33_WD50_south	88,262	32,480

Tabella 7 Dati producibilità e capacity factor per ogni configurazione nuovo impianto senza ottimizzazione rumore

	AEP $\left[\frac{GWh}{anno}\right]$	CAPACITY FACTOR [%]
VALORE MEDIO	90,039	33,1

Tabella 8 Risultati definitivi per nuovo impianto senza ottimizzazione del rumore

Come per l'impianto eolico in esercizio, anche per il nuovo impianto eolico è stata condotta un'analisi per valutare le perdite per effetto scia, i cui risultati sono visibili in Figura 32.

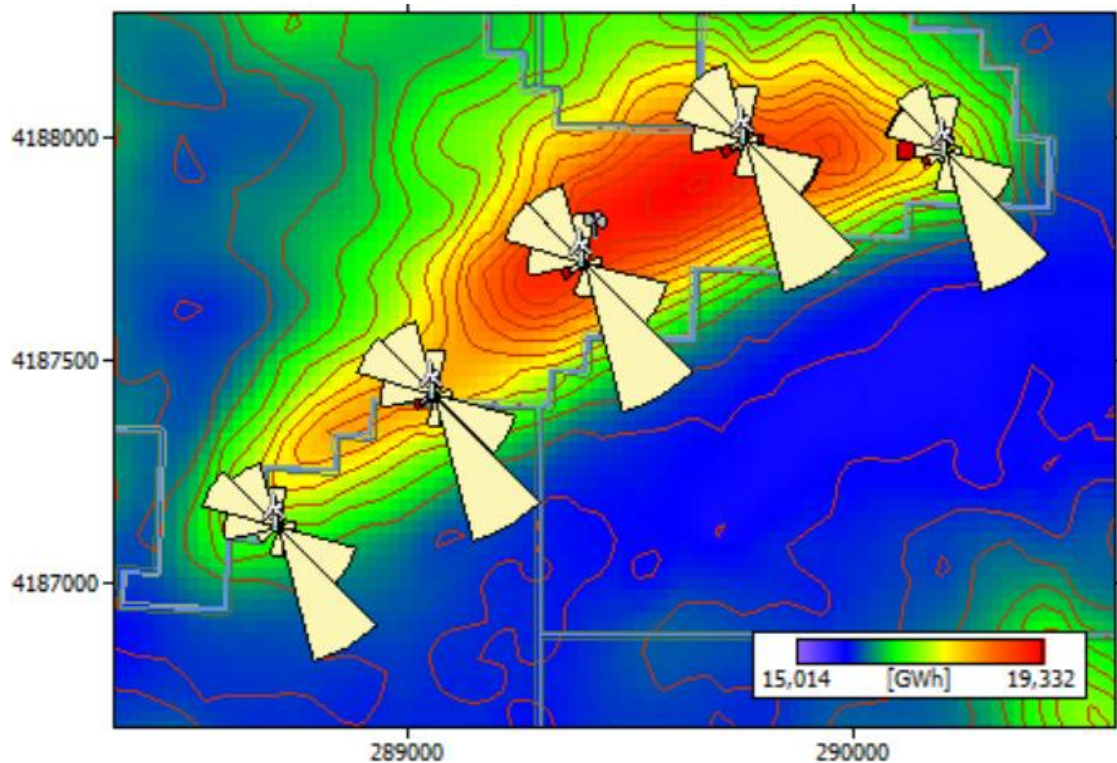


Figura 32 Perdite per effetto scia del nuovo impianto eolico senza ottimizzazione del rumore (da WAsP)

Qui valgono le stesse considerazioni viste per l'impianto eolico in esercizio.

In accordo con l'azienda Asja Ambiente Italia S.p.A. è stato deciso di effettuare anche un'ottimizzazione del rumore dell'impianto eolico per poi confrontare i risultati ottenuti. L'ottimizzazione del rumore di un impianto eolico è un processo volto a minimizzare l'impatto acustico derivante dall'operatività di un parco eolico sull'ambiente circostante. Questo può essere realizzato attraverso diverse strategie. Nel caso dell'impianto eolico in esame, l'azienda produttrice di turbine eoliche Vestas per quanto riguarda la turbina scelta offre cinque modalità diverse di ottimizzazione del rumore. In questo progetto è stato scelto di utilizzare la modalità di ottimizzazione del rumore S02 di Vestas, la quale offre 5 tipi di modalità di ottimizzazione diverse. In particolare, la modalità "sound optimized mode S02" di Vestas è un tipo di configurazione operativa, progettata per ridurre l'impatto acustico della turbina in determinate condizioni, ad esempio durante la notte o in aree vicine a insediamenti residenziali, dove i limiti di rumore possono essere particolarmente restrittivi.

Nel dettaglio, l'ottimizzazione acustica è ottenuta modificando vari parametri operativi della turbina, come la velocità di rotazione dell'elica e/o l'angolo di pitch delle pale. Queste modifiche, pur riducendo l'emissione sonora della turbina, possono avere un impatto sulla produzione di energia elettrica, poiché generalmente

comportano una riduzione dell'efficienza aerodinamica e, di conseguenza, della potenza prodotta [18].

Nel caso di turbina con ottimizzazione del rumore sono stati ottenuti i seguenti risultati:

Modello	Densità [kg/m ³]	Numero Turbine	Potenza Unitaria [MW]	HH [m]	Flag	Anemometro	AEP [GWh]	CF
V162	1,175	5	6,2	113	AVG=0	WS50_east_WD50_north	79,348	29,200
						WS50_east_WD50_south	79,509	29,260
						WS50_west_WD50_north	79,775	29,380
						WS50_west_WD50_south	79,861	29,380
						WS33_WD50_north	80,132	29,500
						WS33_WD50_south	79,747	29,340
					WSA - WSB > 5 m/s	WS50_east_WD50_north	80,094	29,460
						WS50_east_WD50_south	80,202	29,520
						WS50_west_WD50_north	80,362	29,580
						WS50_west_WD50_south	80,391	29,580
						WS33_WD50_north	80,859	29,780
						WS33_WD50_south	80,495	29,620
					Direction range	WS50_east_WD50_north	78,132	28,740
						WS50_east_WD50_south	78,222	28,780
						WS50_west_WD50_north	78,274	28,800
						WS50_west_WD50_south	78,356	28,840
						WS33_WD50_north	78,788	29,000
						WS33_WD50_south	78,268	28,800
					All flag	WS50_east_WD50_north	77,169	28,400
						WS50_east_WD50_south	77,264	28,440
						WS50_west_WD50_north	77,511	28,520
						WS50_west_WD50_south	77,603	28,560
						WS33_WD50_north	77,836	28,660
						WS33_WD50_south	77,433	28,480

Tabella 9 Dati producibilità e capacity factor per ogni configurazione nuovo impianto con ottimizzazione rumore

	AEP $\left[\frac{GWh}{anno}\right]$	CAPACITY FACTOR [%]
VALORE MEDIO	78,985	29,1

Tabella 10 Risultati definitivi per nuovo impianto con ottimizzazione del rumore

L'analisi per valutare le perdite per effetto scia è stata, infine, condotta sull'impianto eolico con ottimizzazione del rumore, i cui risultati sono osservabili in Figura 33.

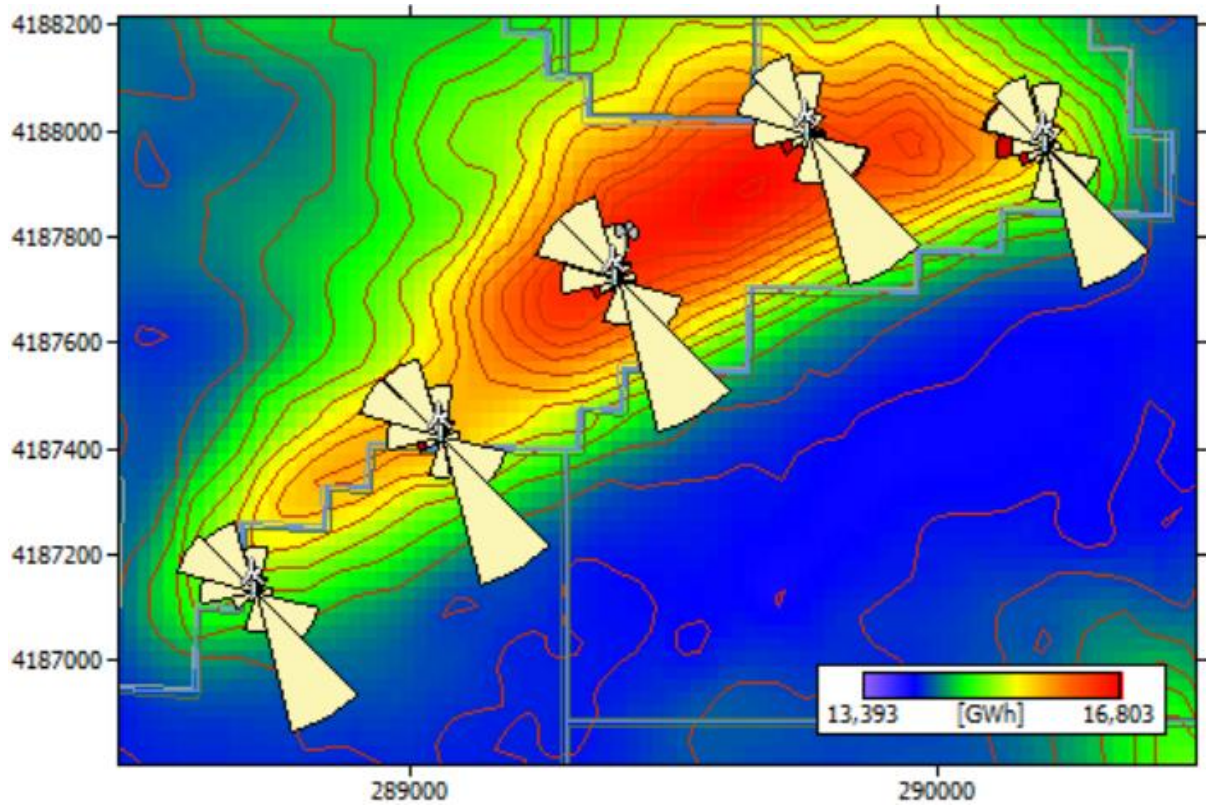


Figura 33 Perdite per effetto scia del nuovo impianto eolico con ottimizzazione del rumore (da WAsP)

Anche per questo caso valgono le stesse considerazioni viste per l'impianto eolico in esercizio.

Capitolo 5: Dimensionamento dei cavi in media tensione

È stata effettuata, inoltre, l'analisi per il dimensionamento dei cavi. Nella figura seguente è possibile osservare una mappa che mette in evidenza il vecchio impianto con il nuovo impianto. [9]

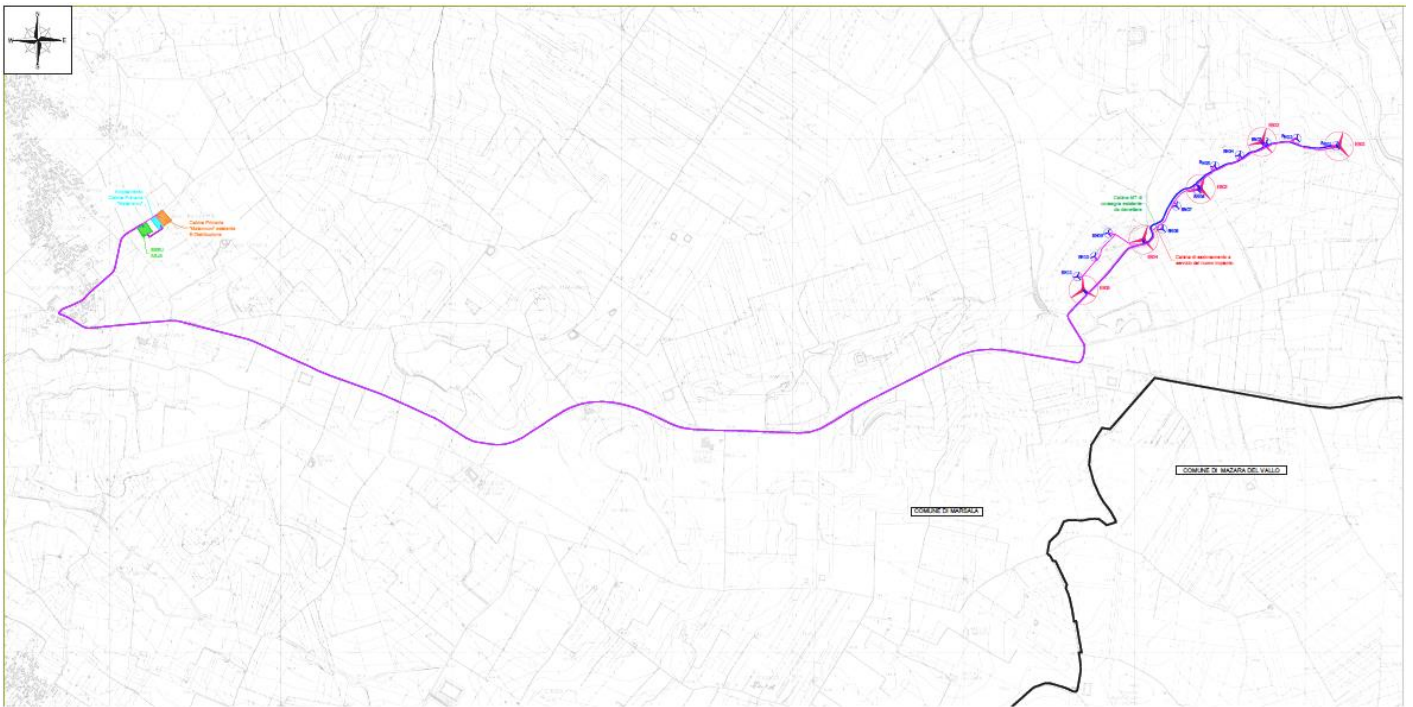


Figura 34 Tavola con evidenza del vecchio e del nuovo impianto eolico

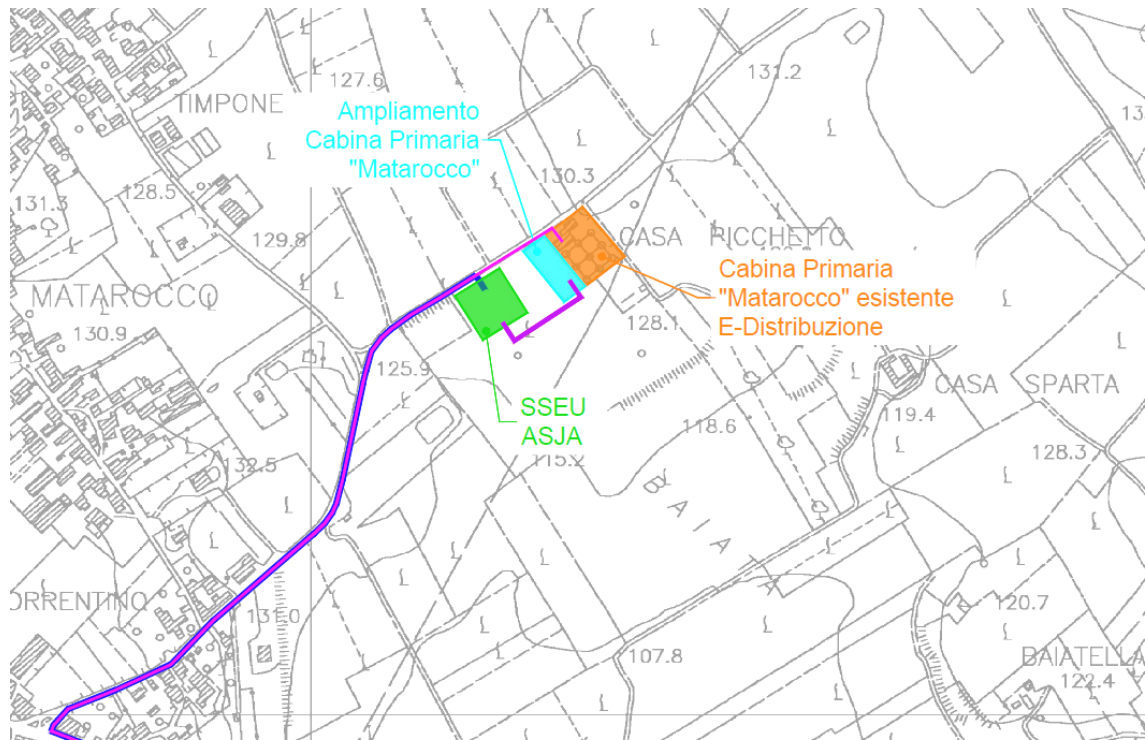


Figura 36 Tavola con evidenza del vecchio e del nuovo impianto eolico (zoom sulla sottostazione)

In Figura 36 è possibile osservare la sottostazione elettrica. In particolare, si nota come E-distribuzione abbia chiesto di ricevere la corrente già in alta tensione, di conseguenza Asja Ambiente Italia S.p.A. ha dovuto provvedere a costruire una cabina primaria per trasformare precedentemente la corrente da media ad alta tensione.

5.1 Dimensionamento cavi impianto in esercizio

In questo studio il dimensionamento dei cavi è stato effettuato dall'impianto eolico fino alla sottostazione elettrica di proprietà di Enel. In particolare, il cavo che va dalle turbine alla sottostazione, che è in medio voltaggio, si modella con un circuito equivalente a singola fase costituito da una resistenza ed una reattanza in serie, come mostrato dalla figura seguente:

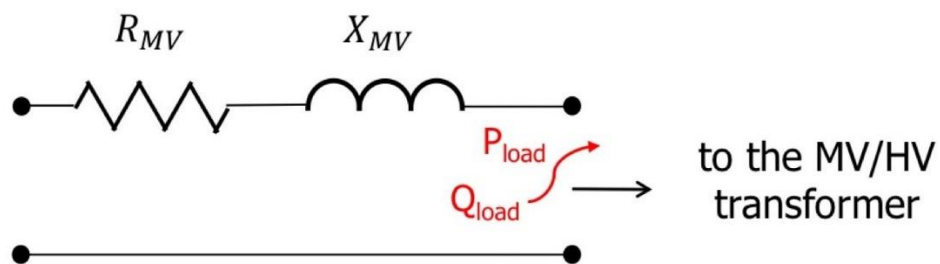


Figura 37 circuito equivalente che modella il cavo dalle turbine alla sottostazione elettrica

Dove:

- R_{MV} modella le perdite joule (perdite dovute al riscaldamento dei cavi);
- X_{MV} modella le perdite di leakage (perdite legate ai campi magnetici).

Si è inoltre deciso di effettuare l'ipotesi di linea corta, in modo da trascurare le perdite capacitive (dovute ai campi elettrici) e poter fare l'ipotesi che R e X siano in serie.

Per prima cosa è stato deciso di suddividere le turbine in diversi gruppi, in modo tale da ridurre le perdite. Nel dettaglio, le turbine da 1 a 7 corrispondono ad un gruppo, la turbina 8 corrisponde da sola ad un secondo gruppo ed infine le turbine 9, 10 e 11 corrispondono al terzo ed ultimo gruppo. Tutti questi gruppi di turbine vengono poi collegati ad una cabina che si trova nelle vicinanze dell'impianto eolico. Dalla cabina parte quindi un lungo cavo di proprietà di Enel che termina nella sottostazione elettrica di proprietà della stessa Enel.

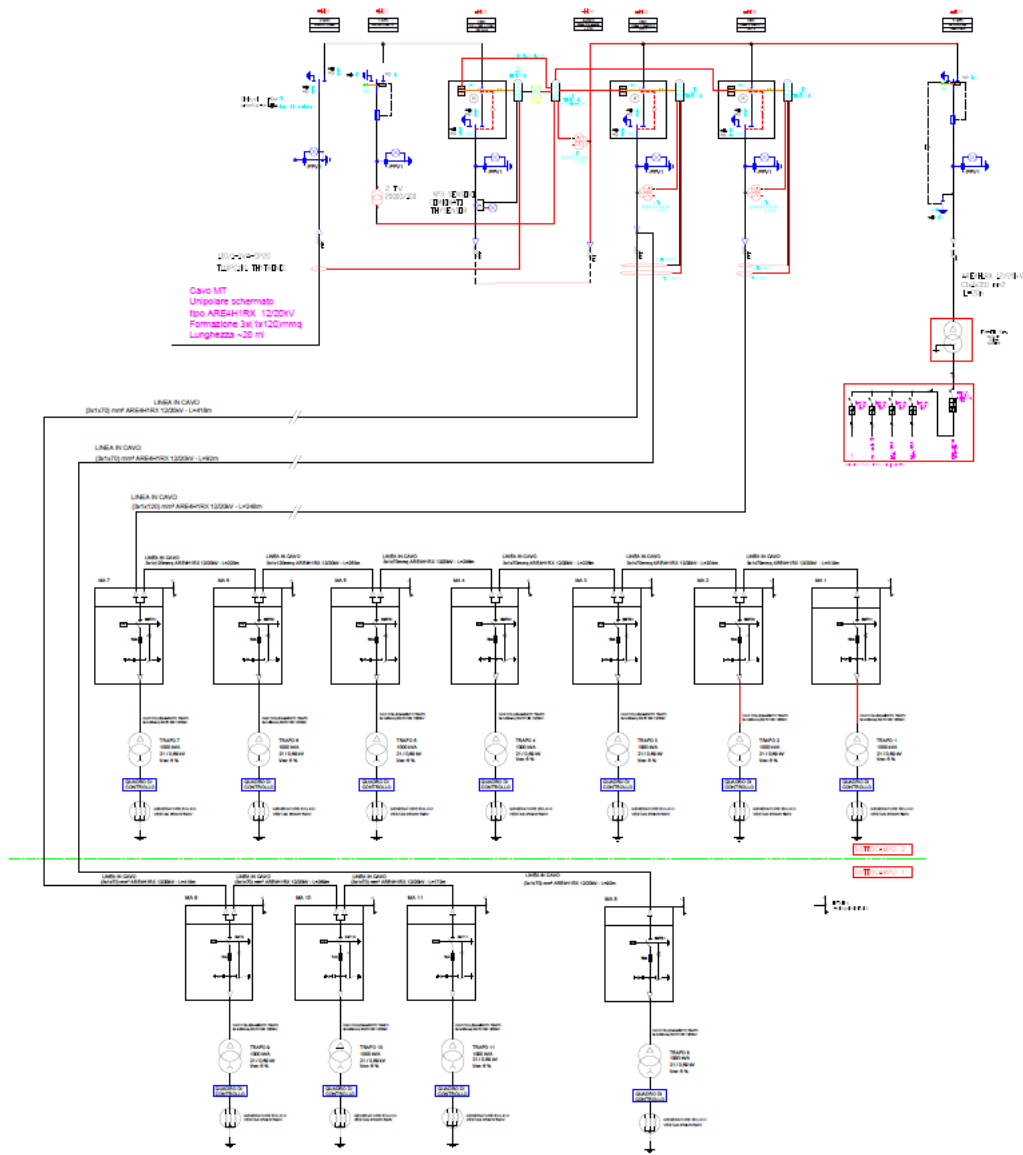


Figura 38 Schema unifilare impianto eolico esistente

Inoltre, per procedere al dimensionamento dei cavi, è necessario disporre dei seguenti parametri:

- Potenza nominale delle turbine = 850 kW;
- Voltaggio del generatore = 690 V;
- $\cos(\varphi) = 0,94$. Il fattore di potenza è ipotizzato vicino ad 1 per minimizzare gli effetti della potenza reattiva;
- Voltaggio delle linee in media tensione = 20 kV.

In seguito, allo scopo di dimensionare i vari cavi, sono state calcolate tutte le correnti di fase che li attraversano con la seguente formula:

$$I_{phase} = \frac{P_{in}}{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot V_{MV}} \quad (5.1)$$

Dove la P_{in} corrisponde alla potenza erogata da una singola turbina moltiplicata per il numero di turbine che il cavo intercetta. Una volta ottenuta la corrente per ogni tratto, si è ricavato la corrispondente corrente massima ammissibile I_0 , ottenuta dal database Prysmian [19], la quale poi è stata corretta con dei fattori correttivi k_1, k_2, k_3, k_4, k_5 , che tengono conto di più fattori, tra cui temperatura e posa.

Successivamente è stato eseguito un confronto per ogni tratto di cavo per accertarsi che la I_{phase} sia inferiore alla I_0 corretta.

Una volta ricavate tutte le I_0 corretta, è stato scelto il cavo da utilizzare. La scelta aziendale è ricaduta sul cavo PRYSMIAN ARE4H5EX 12/20kV. In Figura 39 viene riportata un'immagine del cavo, mentre in Tabella 11 vengono riportate le caratteristiche generali del cavo.



Figura 39 Cavo Prysmian ARE4H5EX

Anima	Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio
Semiconduttivo interno	Mescola estrusa
Isolante	Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)
Semiconduttivo esterno	Mescola estrusa
Rivestimento protettivo	Nastro semiconduttore igroespandente
Schermatura	Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale
Guaina	Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

Tabella 11 Caratteristiche generali cavo Prysmian ARE4H5EX [20]

Inoltre, sono stati ricavati dallo stesso database aziendale anche i valori della resistenza e della reattanza del cavo, i quali sono forniti in $\left[\frac{\Omega}{km}\right]$ ed infatti devono poi

essere moltiplicati per la relativa distanza, la quale viene fornita dallo schema unifilare.

Sono stati poi calcolati i valori per ogni tratto della potenza reattiva e della potenza apparente, rispettivamente con le seguenti formule:

$$Q_{in} = P_{in} \cdot \tan \varphi \quad (5.2)$$

$$S_{in} = \sqrt{(P_{in})^2 + (Q_{in})^2} \quad (5.3)$$

Successivamente sono state calcolate le cadute di tensione per ogni tratto di cavo con la formula seguente:

$$\left(\frac{\Delta V}{V}\right) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{phase} \cdot [R_{cable} \cdot \cos\varphi + X_{cable} \cdot \sin\varphi]}{V_{MV}} \quad (5.4)$$

In [%] questo valore per essere accettabile deve essere minore del 4%, altrimenti bisogna cambiare il cavo con uno più resistente.

Infine, sono state calcolate le perdite di potenza attiva e reattiva rispettivamente con le seguenti formule:

$$P_{cable} = 3 \cdot R_{cable} \cdot I_{phase}^2 \quad (5.5)$$

$$Q_{cable} = 3 \cdot X_{cable} \cdot I_{phase}^2 \quad (5.6)$$

Di seguito vengono riportati tutti i risultati dei calcoli effettuati.

From	To	Total distance [m]	P_in TOT [MW]	Q_in [Mvar]	S_in [MVA]	I_phase [A]
WTG 1	WTG 2	339	0,85	0,309	0,904	26,104
WTG 2	WTG 3	224	1,7	0,617	1,809	52,207
WTG 3	WTG 4	245	2,55	0,926	2,713	78,311
WTG 4	WTG 5	306	3,4	1,234	3,617	104,414
WTG 5	WTG 6	273	4,25	1,543	4,521	130,518
WTG 6	WTG 7	240	5,1	1,851	5,426	156,622
WTG 7	CABINA	268	5,95	2,160	6,330	182,725
WTG 11	WTG 10	192	0,85	0,309	0,904	26,104
WTG 10	WTG 9	289	1,7	0,617	1,809	52,207
WTG 9	CABINA	438	2,55	0,926	2,713	78,311
WTG 8	CABINA	112	0,85	0,309	0,904	26,104
CABINA	E-DISTRIBUZIONE	7820	9,35	3,394	9,947	287,140

Cavo	k1	k2	k3	k4	k5	I ₀ corretta [A]	R _{cable} [Ω]	X _{cable} [Ω]	P _{cable} [kW]	Q _{cable} [kvar]	DV [%]
ARE4H5EX 12/20KV - 3x70 Al	1	0,9	1	1	1	166,986	0,142	0,044	0,289	0,090	0,033
ARE4H5EX 12/20KV - 3x70 Al	1	0,9	1	1	1	166,986	0,094	0,029	0,765	0,238	0,044
ARE4H5EX 12/20KV - 3x70 Al	1	0,9	1	1	1	166,986	0,102	0,032	1,882	0,586	0,073
ARE4H5EX 12/20KV - 3x70 Al	1	0,9	1	1	1	166,986	0,128	0,040	4,179	1,301	0,121
ARE4H5EX 12/20KV - 3x120 Al	1	0,9	1	1	1	227,070	0,065	0,033	3,346	1,674	0,082
ARE4H5EX 12/20KV - 3x120 Al	1	0,9	1	1	1	227,070	0,058	0,029	4,235	2,119	0,087
ARE4H5EX 12/20KV - 3x120 Al	1	0,8	1	1	1	201,840	0,064	0,032	6,437	3,221	0,113
ARE4H5EX 12/20KV - 3x70 Al	1	0,9	1	1	1	166,986	0,080	0,025	0,164	0,051	0,019
ARE4H5EX 12/20KV - 3x70 Al	1	0,9	1	1	1	166,986	0,121	0,038	0,987	0,307	0,057
ARE4H5EX 12/20KV - 3x70 Al	1	0,9	1	1	1	166,986	0,183	0,057	3,365	1,048	0,130
ARE4H5EX 12/20KV - 3x70 Al	1	0,9	1	1	1	166,986	0,047	0,015	0,096	0,030	0,011
ARE4H5EX 12/20KV - 3x240 Al	1	1	1	1	1	370,210	0,946	0,782	234,045	193,426	2,875

Tabella 12 Risultati dimensionamento cavi impianto esistente. Portata cavi da fonti interne aziendali.

5.1.1 Calcolo nuovo AEP e capacity factor al netto delle perdite lungo i cavi e nel trasformatore

Una volta effettuata l'analisi di dimensionamento dei cavi, sono state ottenute le perdite per effetto Joule totali lungo i cavidotti e le perdite dovute al trasformatore, le quali sono state assunte pari all'1%. Di conseguenza, queste perdite sono state tenute in considerazione al fine di ricalcolare i nuovi e definitivi valori di energia annuale prodotta dall'impianto eolico e capacity factor. Il procedimento per calcolare tali perdite è il seguente: le perdite di potenza attiva nell'ultimo tratto, cioè dalla cabina di smistamento fino alla sottostazione, vengono divise per la potenza attiva totale dell'impianto e successivamente è stata ricavata la percentuale di tale valore. Nel dettaglio:

$$perdite\ lungo\ i\ cavi = \frac{234,045 [kW]}{9350 [kW]} \quad (5.7)$$

Tale valore ricavato rappresenta, però, la percentuale di potenza persa lungo il cavo. Ma ciò che interessa è il valore di energia persa durante l'anno, altrimenti si sovrastimerebbero le perdite, come se le si avessero durante tutto l'anno e non soltanto per le ore equivalenti di funzionamento dell'impianto. Di conseguente, si ritiene necessario moltiplicare tale valore in percentuale per la potenza totale dell'impianto per le ore totali in un anno per il capacity factor. In questo modo si ottiene l'energia persa lungo i cavi. Lo stesso procedimento lo si effettua per le perdite del trasformatore ed infine viene sottratto all'AEP la somma delle due energie perse durante l'anno (cavi + trasformatore).

I risultati definitivi sono riportati in Tabella 13.

		AEP $\left[\frac{GWh}{anno}\right]$	CAPACITY FACTOR [%]
valore medio		18,509	22,322
	In potenza persa [%]	in energia [GWh]	
Perdite cavi	2,503	0,458	
Perdite trasformatore	1,000	0,183	
somma	3,503	0,641	
Valore reale [GWh]		17,869	21,816

Tabella 13 Valori reali AEP e capacity factor impianto eolico esistente

5.2 Dimensionamento cavi nuovo impianto

Nel nuovo impianto è stato adottato lo stesso processo per il dimensionamento dei cavi. In particolare, l'azienda Asja ambiente ha deciso di suddividere le turbine in 2 gruppi: turbina 1 e turbina 2 in un gruppo, turbine 3, 4 e 5 in un secondo gruppo, come si può vedere dallo schema unifilare del nuovo impianto.

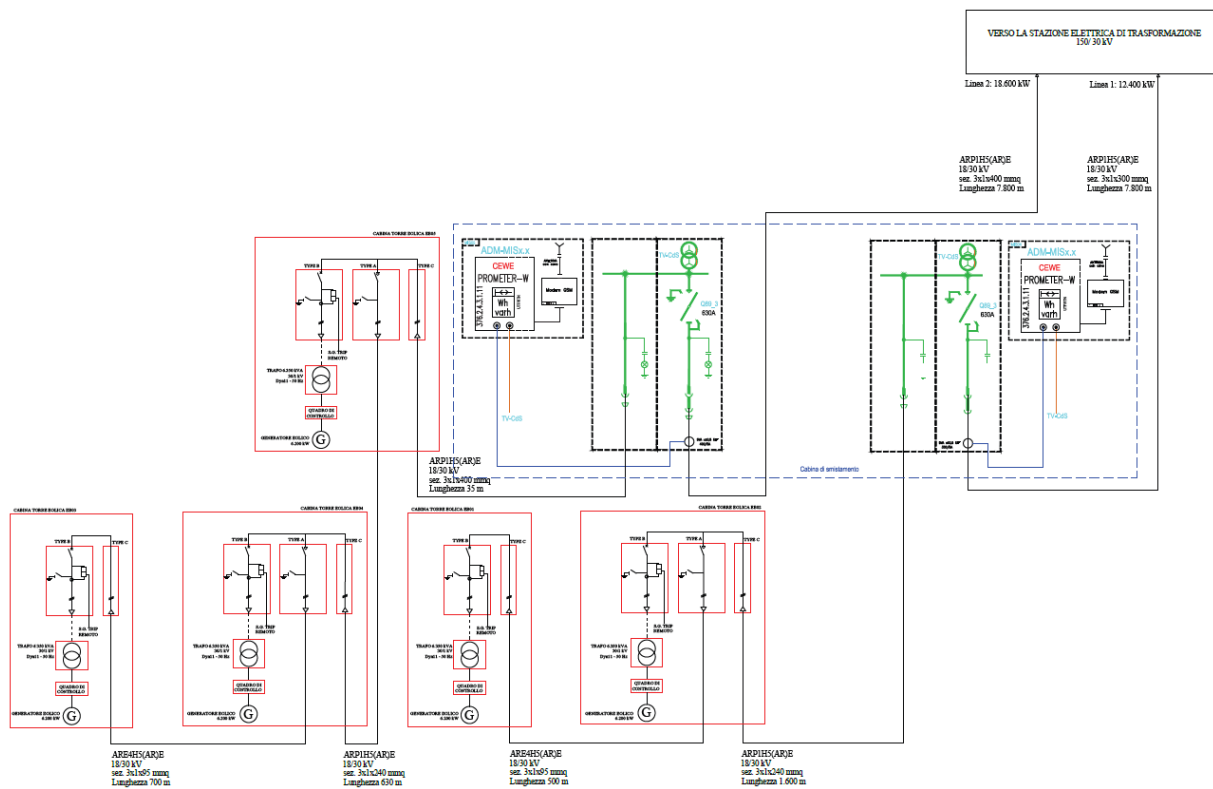


Figura 40 Schema unifilare nuovo impianto eolico

È necessario precisare che in una prima fase era prevista l'installazione di una cabina di smistamento, come rappresentato dallo schema unifilare. Successivamente l'azienda Asja Ambiente Italia S.p.A. ha deciso di non costruirla più e di immettere direttamente l'energia elettrica in sottostazione tramite due cavi in media tensione.

Per quanto riguarda il cavo, la scelta aziendale questa volta è ricaduta sul cavo PRYSMIAN ARE4H5(AR)E 18/30kV, del quale in Figura 41 viene riportata un'immagine, mentre in Tabella 14 vengono riportate le caratteristiche generali.



Figura 41 Cavo Prysmian ARE4H5(AR)E [21]

Anima	Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio
Semiconduttivo interno	Mescola estrusa
Isolante	Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)
Semiconduttivo esterno	Mescola estrusa
Rivestimento protettivo	Nastro semiconduttore igroespandente
Schermatura	Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale
Protezione meccanica	Materiale polimerico (Air Bag)
Guaina	Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

Tabella 14 Caratteristiche generali cavo Prysmian ARE4H5(AR)E [22]

In questo caso, essendo il processo analogo a quello adottato per il vecchio impianto eolico (riportato nel capitolo 5.1), vengono riportati direttamente i risultati in Tabella 15.

From	To	Total distance [m]	P_in TOT [MW]	Q_in [Mvar]	S_in [MVA]	I_phase [A]
WTG 1	WTG 2	520	6,2	2,250	6,596	126,935
WTG 2	SUBSTATION	9420	12,4	4,501	13,191	253,870
WTG 3	WTG 4	720	6,2	2,250	6,596	126,935
WTG 4	WTG 5	650	12,4	4,501	13,191	253,870
WTG 5	SUBSTATION	7855	18,6	6,751	19,787	380,805

Cavo	k1	k2	k3	k4	k5	I_0 corretta [A]	R_cable [Ω]	X_cable [Ω]	P_cable [kW]	Q_cable [kvar]	DV [%]
ARE4H5(AR)E 18/30KV - 1x95 Al	1	1	1	1	1	211,548	0,216	0,068	10,456	3,268	0,166
ARE4H5(AR)E 18/30KV - 1x300 Al	1	1	1	1	1	397,953	1,281	1,036	247,705	200,350	2,283
ARE4H5(AR)E 18/30KV - 1x95 Al	1	1	1	1	1	211,548	0,300	0,094	14,478	4,524	0,230
ARE4H5(AR)E 18/30KV - 1x240 Al	1	1	1	1	1	353,736	0,109	0,072	21,114	13,825	0,186
ARE4H5(AR)E 18/30KV - 1x400 Al	1	0,9	1	1	1	410,438	0,856	0,864	372,478	375,895	2,418

Tabella 15 Risultati dimensionamento cavi nuovo impianto. Portata cavi da fonti interne aziendali.

Inoltre, è stata effettuata un'analisi sul trasformatore ed uno studio per calcolare l'efficienza di connessione in rete. Di seguito viene riportato il procedimento.

5.2.1 Analisi sul trasformatore

Dal momento che Asja Ambiente Italia S.p.A. non ha ancora preso decisioni riguardo il trasformatore HV/MV da installare, si è deciso di prendere un'ipotesi di scheda tecnica che si avvicina il più possibile al caso reale, da cui sono stati ricavati i seguenti valori:

Rated voltage ratio	[kV/kV]	150/30
Rated power (S_N)	[MVA]	40
No-load losses (P_0)	[kW]	14,5
No-load current (I_0 %)	[%]	0,5
Short-circuit losses (P_{sc})	[kW]	200
Short-circuit voltage (V_{sc} %)	[%]	13

Tabella 16 Dati tecnici interni all'azienda del trasformatore impianto eolico di Baglio Nascio

In particolare, gli ultimi due parametri corrispondono soltanto ad una stima in quanto il trasformatore deve essere ancora costruito e collaudato.

Per condurre l'analisi sul trasformatore, sono stati effettuati il test al primario, il cosiddetto "no-load test", ed il test al secondario, il cosiddetto "short circuit test".

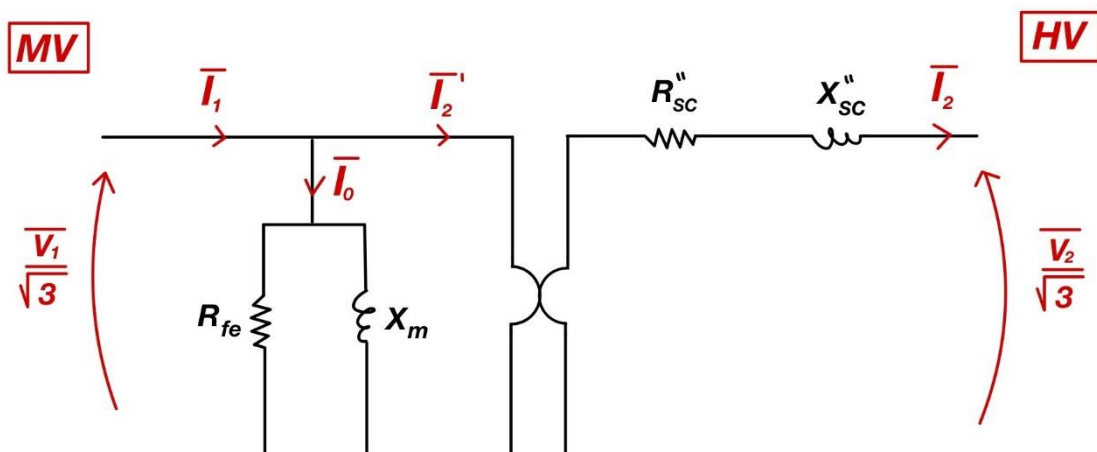


Figura 42 circuito equivalente che modella il trasformatore

Attraverso il test al primario si è ricavato la resistenza nel ferro R_{fe} e la reattanza di magnetizzazione X_m tramite le seguenti formule:

$$R_{fe} = \frac{V_{1N}^2}{P_0} \quad (5.8)$$

$$X_m = \frac{V_{1N}^2}{Q_0} \quad (5.9)$$

Dove:

$$Q_0 = P_0 \cdot \tan \varphi_0 \quad (5.10)$$

Dove:

$$\varphi_0 = \cos^{-1} \left(\frac{P_0}{\sqrt{3} \cdot V_{1N} \cdot I_0} \right) \quad (5.11)$$

Dove:

$$I_0 = \frac{I_0\%}{100} \cdot I_{1N} = \frac{I_0\%}{100} \cdot \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot V_{1N}} \quad (5.12)$$

Attraverso il test al secondario si è ricavato la resistenza di corto circuito R_{SC}'' e la reattanza di corto circuito X_{SC}'' tramite le seguenti formule:

$$R_{SC}'' = \frac{P_{SC}}{3 \cdot I_{2N}^2} \quad (5.13)$$

$$X_{SC}'' = \frac{Q_{SC}}{3 \cdot I_{2N}^2} \quad (5.14)$$

Dove:

$$I_{2N} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot V_{2N}} \quad (5.15)$$

$$Q_{SC} = P_{SC} \cdot \tan \varphi_{SC} \quad (5.16)$$

Dove:

$$\varphi_{SC} = \cos^{-1} \left(\frac{P_{SC}}{\sqrt{3} \cdot V_{2SC} \cdot I_{2N}} \right) \quad (5.17)$$

Dove:

$$V_{2SC} = \frac{V_{2SC}\%}{100} \cdot V_{2N} \quad (5.18)$$

In Tabella 17 è possibile trovare i risultati dell'analisi sul trasformatore:

NO LOAD TEST	
R _{fe} [Ω]	62068,966
I ₀ [A]	3,849
φ_0 [rad]	1,498
Q ₀ [var]	199473,682
X _m [Ω]	4511,873
SHORT CIRCUIT TEST	
I _{2n} [A]	769,8
R'' _{sc} [Ω]	0,113
V _{2_sc} [V]	19500
φ_{sc} [rad]	1,563103943
Q _{sc} [var]	25999230,758
X'' _{sc} [Ω]	14,625

Tabella 17 Risultati analisi sul trasformatore

5.2.2 Calcolo efficienza di connessione in rete

Inoltre, per il nuovo impianto è stato condotto un ulteriore studio finalizzato al calcolo dell'efficienza di connessione in rete.

Lo studio è stato effettuato utilizzando il teorema di Boucherot (o metodo delle potenze), il quale enuncia che quando sono presenti in cascata più carichi è possibile sommare tra loro le potenze attive e reattive ma non quelle apparenti, tranne nel caso in cui l'angolo di sfasamento (φ) sia uguale per tutti i carichi.

Nel caso dell'impianto eolico di Baglio Nasco si hanno due linee, una che parte dalla seconda turbina e termina in sottostazione ed una che parte dalla quinta turbina e termina in sottostazione, di conseguenza l'analisi di calcolo è stata ripetuta per entrambe le linee. Di seguito viene riportato il procedimento.

Per facilitare la comprensione dei passaggi di calcolo viene riportato di seguito la divisione del circuito equivalente in 2 zone (primario e secondario), delimitate dalle sezioni 1,2 e 3.

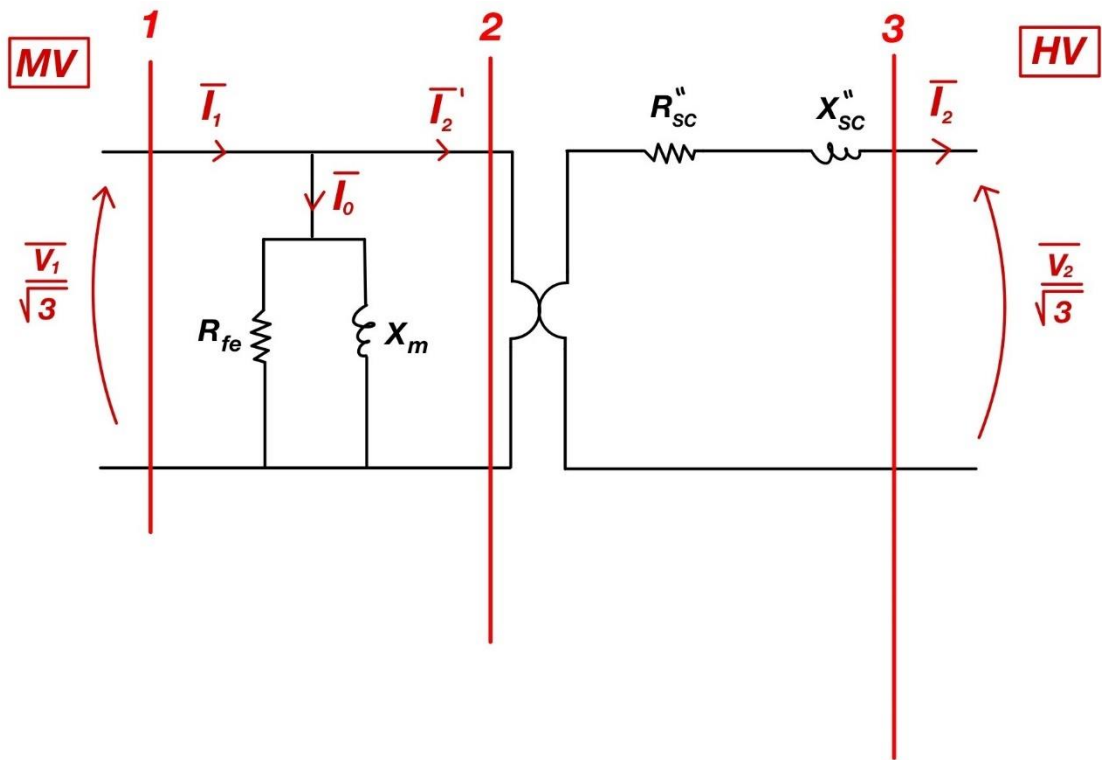


Figura 43 Circuito equivalente che modella il trasformatore

Sulla prima linea si ha:

$$P_2 = P_{gen,tot} - P_{losses} - P_0 \quad (5.19)$$

$$Q_2 = Q_{gen,tot} - Q_{losses} - Q_0 \quad (5.20)$$

Dove:

- $P_{gen,tot}$ corrisponde alla potenza attiva totale generata;
- P_{losses} corrisponde alle perdite totali di potenza attiva;
- P_0 corrisponde alle perdite di potenza attiva dovute alla parte magnetica del circuito;
- $Q_{gen,tot}$ corrisponde alla potenza reattiva totale generata;
- Q_{losses} corrisponde alle perdite totali di potenza reattiva;
- Q_0 corrisponde alle perdite di potenza reattiva dovute alla parte magnetica del circuito.

Inoltre, sono state calcolate anche le perdite nel rame, che sono al secondario, con la seguente formula:

$$P_{cu} = 3 \cdot R_{SC} \cdot I_2^2 \quad (5.21)$$

Dove:

$$I_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi_2 \cdot V_{HV}} \quad (5.22)$$

Dove:

$$\cos \varphi_2 = \cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{Q_2}{P_2} \right) \right) \quad (5.23)$$

In definitiva, è stata calcolata l'efficienza di connessione in rete tramite la seguente formula:

$$\eta_{GCE} = \frac{P_{gen,tot} - P_{cable,tot} - P_0 - P_{cu}}{P_{gen,tot}} \quad (5.24)$$

Dove il pedice GCE sta per "grid connection efficiency".

Lo stesso procedimento è stato seguito per la seconda linea.

Di seguito viene riportata una tabella contenente i risultati definitivi del calcolo, per entrambe le linee.

EFFICIENZA DI CONNESSIONE IN RETE		
PARAMETRO	LINE 1	LINE 2
P_gen,tot [MW]	12,400	18,600
P_losses [MW]	0,258	0,408
P_0 [MW]	0,0145	0,0145
P_2 [MW]	12,127	18,177
Q_gen,tot [Mvar]	4,501	6,751
Q_losses [Mvar]	0,204	0,394
Q_0 [Mvar]	0,199	0,199
Q_2 [Mvar]	4,098	6,157
cos(φ_2)	0,947	0,947
I_2 [A]	49,271	73,870
P_cu [MW]	0,001	0,002
η	0,97795	0,97718

Tabella 18 Risultati di calcolo efficienza di connessione in rete dell'impianto eolico

5.2.3 Calcolo nuovo AEP e capacity factor al netto delle perdite lungo i cavi e nel trasformatore

In conclusione, anche per il nuovo impianto sono state calcolate le perdite per effetto Joule totali lungo i cavidotti e le perdite dovute al trasformatore. Di conseguenza, queste perdite sono state tenute in considerazione al fine di ricalcolare i nuovi e definitivi valori di energia annuale prodotta dal nuovo impianto eolico e capacity factor. Il procedimento per calcolare tali perdite è il seguente: le perdite di potenza

attiva nelle due linee che collegano l'impianto eolico con la sottostazione vengono prima sommate tra di loro e poi divise per la potenza attiva totale dell'impianto e successivamente è stata ricavata la percentuale di tale valore. Nel dettaglio:

$$perdite\ lungo\ i\ cavi = \frac{247,705 + 372,477 [kW]}{31000 [kW]} \quad (5.25)$$

Tale valore ricavato rappresenta, però, la percentuale di potenza persa lungo le due linee. Ma ciò che interessa è il valore di energia persa durante l'anno, altrimenti si sovrastimerebbero le perdite, come se le si avessero durante tutto l'anno e non soltanto per le ore equivalenti di funzionamento dell'impianto. Di conseguenza, si ritiene necessario moltiplicare tale valore in percentuale per la potenza totale dell'impianto per le ore totali in un anno per il capacity factor. In questo modo si ottiene l'energia persa lungo i cavi. Lo stesso procedimento lo si effettua per le perdite del trasformatore ed infine viene sottratto all'AEP la somma delle due energie perse durante l'anno (cavi + trasformatore).

I risultati definitivi sono riportati in Tabella 19 per quanto riguarda l'impianto eolico senza ottimizzazione del rumore, in Tabella 20 per quanto riguarda l'impianto eolico con l'ottimizzazione del rumore.

		AEP $\left[\frac{GWh}{anno}\right]$	CAPACITY FACTOR [%]
valore medio		90,039	33,134
	In potenza persa [%]	in energia [GWh]	
Perdite cavi	2,001	1,800	
Perdite trasformatore	1,042	0,938	
somma	3,043	2,738	
Valore reale [GWh]		87,301	32,148

Tabella 19 Valori reali AEP e capacity factor nuovo impianto eolico senza ottimizzazione del rumore

		AEP $\left[\frac{\text{GWh}}{\text{anno}}\right]$	CAPACITY FACTOR [%]
valore medio		78,985	29,068
	In potenza persa [%]	in energia [GWh]	
Perdite cavi	2,001	1,580	
Perdite trasformatore	1,042	0,823	
somma	3,043	2,402	
Valore reale [GWh]		76,583	28,201

Tabella 20 Valori reali AEP e capacity factor nuovo impianto eolico con ottimizzazione del rumore

Capitolo 6:

Ipotesi di storage elettrochimico integrato con il progetto di repowering dell'impianto eolico

6.1 Premessa

Uno dei principali motivi che sta rallentando la transizione energetica è che l'infrastruttura che lega la generazione di energia con il consumo, ovvero la rete elettrica di trasmissione (Terna S.p.a.) e distribuzione, ha bisogno di avere delle tecnologie che consentono una migliore gestione delle fonti rinnovabili. Tra le varie tecnologie che si ha a disposizione, una delle più importanti è l'accumulo di energia.

Immagazzinare energia rappresenta una necessità fondamentale e intrinseca nel contesto della transizione energetica. Di conseguenza, per aumentare la generazione di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili, diventa cruciale scoprire metodi efficienti di stoccaggio energetico. In assenza di tali dispositivi, la rete elettrica risulterebbe complessa da gestire, costringendo all'installazione di un volume significativo di fonti energetiche rinnovabili e causando la sospensione della generazione ogni qual volta la domanda superi la produzione. È evidente che questa soluzione risulterebbe sconveniente dal punto di vista pratico ed economico.

Come ha affermato anche il presidente di Asja Ambiente ed Elettricità Futura, Agostino Re Rebaudengo, alla presentazione dell'indagine di Deloitte e Confindustria "La competitività nelle tecnologie verdi, una nuova politica industriale per le imprese italiane": "Se arrivassimo a una percentuale di rinnovabili sopra il 70% e che tende ad arrivare all'80% nel mix di energia al 2030, come noi vorremmo, avremmo bisogno di circa 80 Gigawattora di accumuli". [23]

In accordo con l'azienda Asja ambiente, è stato compiuto uno studio di fattibilità tecno-economica sulla possibilità di integrazione di un sistema di batterie per l'accumulo di energia elettrica con l'impianto post repowering.

In Figura 44 è rappresentato schematicamente il layout della connessione dell'impianto eolico integrato con l'impianto di accumulo elettrochimico alla rete elettrica nazionale.

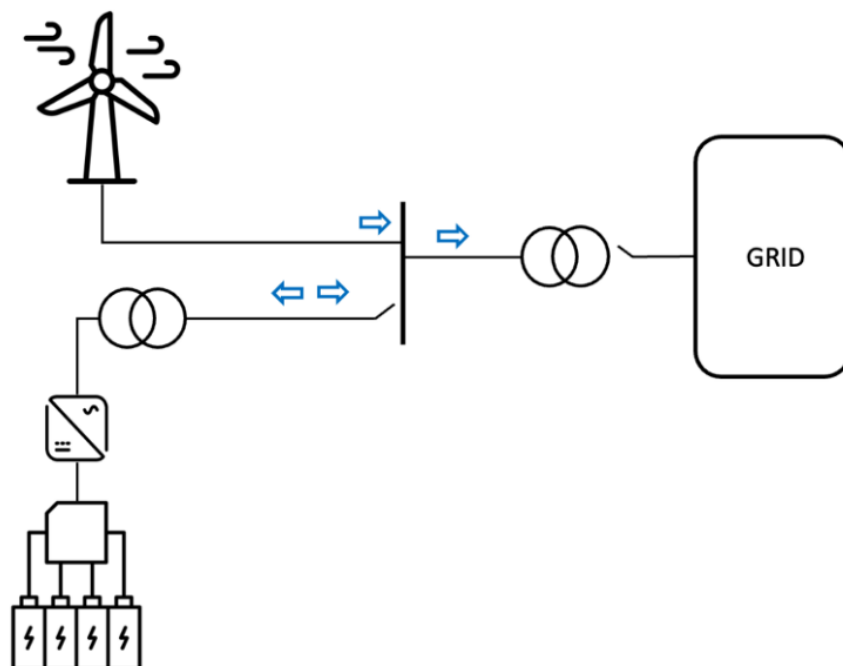


Figura 44 layout connessione impianto eolico ed elettrochimico

6.2 Quadro normativo e regole tecniche per la connessione in rete di un sistema di accumulo elettrochimico

Le norme CEI 0-16 e CEI 0-21 sono state aggiornate di recente per includere criteri specifici riguardanti i Sistemi di Accumulo (SdA). Al momento, le prestazioni di rete richieste ai SdA comprendono:

- insensibilità ai cambiamenti di tensione;
- Regolazione della potenza attiva:
 - Restrizione della potenza attiva in caso di tensione vicina al 110% di U_{nom} ;
 - Modalità di operatività in caso di sovra(sotto)frequenza: il SdA deve cessare un eventuale processo di scarica (carica) in atto e, a seconda dello stato di carica, assorbire potenza attiva.
- Contributo al controllo della tensione;
- Assistenza alla tensione durante un cortocircuito (richiesta soltanto nella norma CEI 0-16 e attualmente sotto analisi). [24]

Le successive regole tecniche sono state prese dalla *normativa per l'attuazione delle disposizioni relative all'integrazione di sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale* [25].

In particolare, gli impianti di accumulo energetico devono essere integrati nel sistema elettrico in accordo con le normative relative ai servizi di connessione,

trasmissione, distribuzione, rilevamento e dispacciamento dell'energia elettrica, secondo quanto stabilito dai regolamenti dell'ARERA e nel rispetto delle normative CEI applicabili.

Per il montaggio dei sistemi di stoccaggio, si seguono le norme già stabilite nel Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA), inclusa l'iscrizione nel sistema GAUDÌ (Terna S.p.A.).

Qualora il sistema di stoccaggio sia posizionato in siti di generazione elettrica già connessi e funzionanti (come nel caso del progetto considerato), l'entità richiedente (Asja ambiente) procede all'aggiornamento dei dati dell'impianto di produzione nel sistema GAUDÌ di Terna. Questo aggiornamento incorpora tutte le informazioni rilevanti riguardanti i sistemi di stoccaggio, dopo aver richiesto un adeguamento [25].

Inoltre, il CEI, mediante le regolamentazioni CEI 0-16 e CEI 0-21, orienta il posizionamento dei sistemi di stoccaggio energetico negli impianti di generazione, tenendo conto della capacità e della posizione all'interno del sistema elettrico. Nel progetto considerato, il sistema di stoccaggio verrà incorporato in corrente alternata sul lato di produzione, come rappresentato in Figura 45.

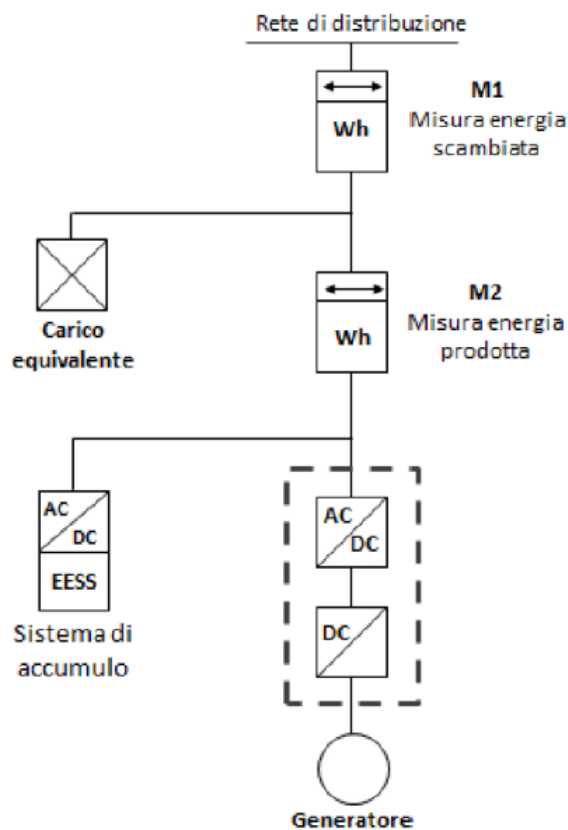


Figura 45 Configurazione impianto di accumulo

Nel caso specifico del progetto in esame, Asja ambiente è tenuta ad informare il GSE entro un periodo di 60 giorni dalla messa in opera del sistema di accumulo situato

negli impianti controllati dal GSE, il quale poi procederà all'analisi della documentazione fornita da Asja ambiente per accertare:

- L'aderenza dell'opera alle normative vigenti e alle regole tecniche attuali;
- La continuità dei criteri che hanno permesso l'attribuzione degli incentivi, l'accesso alle certificazioni di origine o ai prezzi di acquisto minimi garantiti;
- La corrispondenza dei dati comunicati da Asja ambiente al GSE con quelli registrati nel sistema GAUDÌ di Terna.

Se tutte le condizioni precedenti e quelle che seguono sono rispettate:

- la documentazione trasmessa descrive accuratamente l'opera compiuta;
- l'opera è in linea con le direttive delle normative di riferimento;
- l'opera realizzata non ha modificato i vantaggi inizialmente attribuiti,

il GSE informerà Asja ambiente del completamento delle valutazioni, inviando un resoconto finale che dettaglierà i nuovi coefficienti applicati per il calcolo dell'energia elettrica idonea agli incentivi.

6.3 Quadro autorizzativo per l'installazione di un sistema di accumulo elettrochimico

I seguenti dati tecnici sono stati reperiti dalla normativa statale per la realizzazione di impianti da fonti elettriche rinnovabili [8], la quale fornisce un quadro normativo e regolamentare aggiornato sull'installazione e l'autorizzazione di sistemi di accumulo elettrochimico in Italia, evidenziando significative evoluzioni legislative e le relative procedure autorizzative.

Attualmente, la realizzazione di impianti di accumulo elettrochimico, inclusi i sistemi di conversione di energia, i collegamenti alla rete elettrica e le opere connesse, segue le seguenti procedure autorizzative specifiche in base alla loro ubicazione e tipologia:

- **Procedura semplificata di abilitazione comunale:** gli impianti di accumulo elettrochimico localizzati in regioni ospitanti stabilimenti industriali (in funzione, inattivi o in fase di smantellamento), in territori con centrali di produzione di energia (rinnovabile o da combustibili fossili) aventi una potenza inferiore ai 300 MW termici, o in areali dedicati all'estrazione o elaborazione di idrocarburi in processo di cessazione, possono ottenere l'approvazione mediante un iter autorizzativo agevolato su base comunale. Tale concessione è subordinata alla condizione che tali centri non implicano un ingrandimento delle superfici preesistenti, non incrementino la grandezza fisica delle strutture rispetto alle misure preesistenti e non richiedano aggiustamenti ai regolamenti urbanistici esistenti;
- **Concessione unica del ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica:** gli impianti di accumulo elettrochimico collocati in zone con centrali di generazione elettrica da combustibili fossili di capacità pari o maggiore a 300 MW termici

attivi, quelli autonomi situati in territori non industrializzati, e la loro possibile connessione alla rete elettrica, necessitano di un consenso speciale emesso dal Ministero dell'ambiente e della tutela energetica, conformemente all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Qualora le strutture siano posizionate in aree dove si svolgono attività di estrazione o elaborazione di idrocarburi liquidi e gassosi, il permesso viene concesso secondo le regolamentazioni vigenti;

- **Concessione per impianti integrati con fonti rinnovabili:** gli impianti di accumulo elettrochimico progettati per operare in sinergia con centrali elettriche alimentate da fonti rinnovabili sono riconosciuti come infrastrutture collegate a tali centrali, conformemente alla legislazione attuale, e possono essere convalidate tramite:
 - **autorizzazione unica** emessa dalla regione o dalle province autonome o, per strutture con una capacità superiore a 300 MW, dal Ministero dell'ambiente e della protezione energetica, seguendo le norme stabilite nell'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, nel caso in cui la centrale di produzione elettrica da fonti sostenibili debba essere costruita;
 - **procedura di modifica** come previsto dall'articolo 12, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, ovvero secondo le regole del permesso unico per modifiche significative alle centrali alimentate da energie verdi, qualora la centrale elettrica da fonti rinnovabili sia già esistente e l'installazione di stoccaggio elettrochimico richieda l'utilizzo di nuovi spazi rispetto alla struttura preesistente. L'impianto di accumulo elettrochimico in progetto può beneficiare di questa autorizzazione per la sua installazione.
 - **procedura abilitativa semplificata (PAS)**, se la centrale elettrica basata su fonti rinnovabili è già operativa o autorizzata ma non ancora attiva.
- **Iniziativa libera per impianti inferiori a 10 MW:** l'istituzione di impianti di accumulo elettrochimico che non superano i 10 MW, a prescindere dalla loro ubicazione, è un'operazione libera da necessità di licenze abilitative specifiche. Ciò nonostante, rimane obbligatoria la raccolta di consensi per vincoli storico-artistici o ambientali, oltre ai giudizi, concessioni o autorizzazioni degli enti locali pertinenti, secondo le disposizioni legislative correnti in ambito ecologico, di sicurezza e antincendio, inclusa l'autorizzazione per l'allacciamento alla rete da parte del gestore della rete di trasmissione nazionale o del gestore della rete di distribuzione locale. I proponenti di tali progetti devono trasmettere una copia del piano al gestore della rete di trasmissione nazionale che, entro 30 giorni, può avanzare considerazioni nel caso sia necessario un allacciamento alla rete elettrica nazionale, condividendole anche con le autorità responsabili dell'emissione delle licenze, al fine di supervisionare l'avanzamento verso i traguardi nazionali sullo stoccaggio energetico stabiliti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

Infine, è importante sottolineare come gli impianti di accumulo elettrochimico "stand-alone" e i loro collegamenti alla rete elettrica sono esentati dalle analisi di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA).

6.4 Ambiti di applicazione di uno storage: Time shift dell'energia

Si ritiene opportuno sottolineare che tutti i Sistemi di Accumulo (SdA) hanno il ruolo di trasferire l'energia nel tempo, in quanto captano energia nel momento della carica e la restituiscono in un istante successivo durante il processo di scarica.

Generalmente, si utilizza il termine "time shift" dell'energia per illustrare il contesto in cui l'energia è acquistata a prezzi minori per essere conservata nel SdA e poi impiegata o venduta a prezzi maggiori. La redditività deriva dal delta tra i costi di acquisto e i ricavi di vendita nelle varie fasce orarie, una pratica conosciuta come "arbitraggio dell'energia".

Oltretutto, il trasferimento temporale dell'energia può ottimizzare le prestazioni del sistema elettrico, dato che i SdA sono capaci di attenuare i picchi di richiesta energetica. Questa capacità è denominata "peak shaving" e permette ai sistemi di accumulo di armonizzare i massimi di consumo, immagazzinando energia nei momenti di minore richiesta, quando le centrali elettriche sono meno efficienti, e rilasciandola nei periodi di maggiore domanda, evitando così il ricorso a centrali di punta meno affidabili e con costi variabili più alti [24] [26].

La Figura 46 illustra visivamente il concetto di "peak shaving".

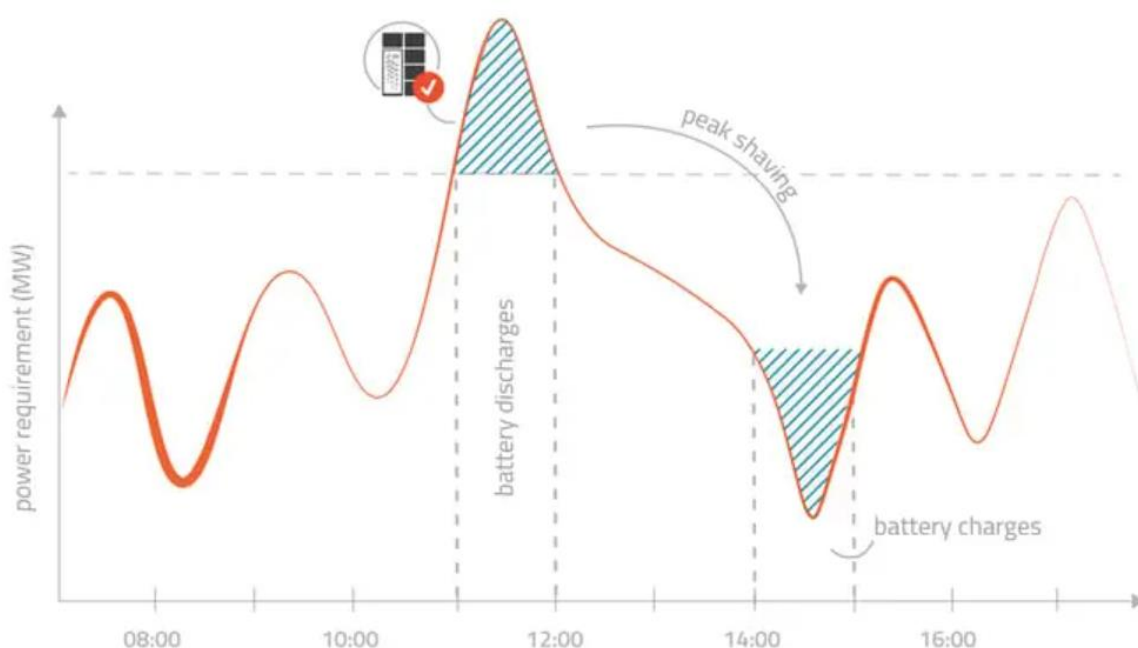


Figura 46 Peak shaving

6.5 Partecipazione al mercato elettrico italiano: progetto pilota fast reserve

Le recenti evoluzioni nel contesto energetico del paese, quali la progressiva eliminazione degli impianti tradizionali capaci di offrire una regolazione veloce e incisiva (con previsione di cessazione per il 2025 come delineato negli scenari del PNIEC per gli impianti termici a carbone) e l'incremento dell'utilizzo di fonti di energia rinnovabile, potrebbero incidere notevolmente sulla solidità del sistema elettrico nazionale. La riduzione continua dell'inerzia del sistema porta ad un'accentuazione delle oscillazioni di frequenza di fronte a perturbazioni, necessitando risposte sempre più immediate, che non trovano sempre corrispondenza con l'apporto attuale della regolazione primaria erogata dagli impianti di produzione convenzionali, in particolare alla luce del ritiro degli impianti a carbone, noti per la loro prontezza di intervento [27].

È proprio in quest'ottica che nasce il progetto pilota Fast Reserve di Terna.

Come si evince dall'articolo di *J. Hjalmarsson et al.* [28], la strategia più efficace per massimizzare le prestazioni di un impianto di accumulo energetico è il cosiddetto "Service Stacking", cioè impiegare l'impianto per svolgere contemporaneamente due o più servizi. In particolare, la combinazione ottimale si ritiene essere quella di utilizzare l'impianto per la regolazione della frequenza insieme all'arbitraggio dell'energia.

6.5.1 Progetto pilota fast reserve: funzionamento

I seguenti dati tecnici sono presi dal "regolamento recante i requisiti e le modalità per la fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza" [27].

In questa prospettiva, si è optato per coinvolgere il sistema di accumulo in esame nel progetto pilota di Terna denominato "servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza: Fast Reserve". Quest'iniziativa, lanciata nel contesto dei progetti previsti dalla delibera ARERA 300/2017/R/eel, mira a ottimizzare la risposta immediata nei momenti iniziali dei cambiamenti di frequenza.

Il progetto è stato avviato nel 2020, con la prima asta svolta il 10 dicembre 2020 e si prevede una durata di cinque anni.

Le categorie di impianti ammessi a partecipare al progetto pilota Fast Reserve includono:

1. Impianti di accumulo "stand alone";
2. Impianti di generazione "behind the meter" che condividono il POD con impianti di consumo (UC) e/o sistemi di accumulo, categoria che comprende l'impianto in esame;
3. Impianti di consumo (esclusi quelli interrompibili);

4. Sistemi di accumulo “stand alone” o integrati con impianti di generazione o di consumo.

Il caso studio in esame rientra nel punto 4.

Inoltre, è possibile partecipare al bando con una potenza compresa tra 5 MW e 25 MW. L'impianto in questione, con una potenza di 10 MW, rientra completamente nei limiti prestabiliti.

Partecipare a questo progetto sperimentale significa rendere disponibile a Terna la capacità di accumulo per un totale di 1000 ore all'anno, durante le quali il sistema non può essere impiegato per altre finalità. Nello specifico, il corrispettivo fisso orario assicurato da Terna corrisponde all'incentivo annuale ricevuto tramite l'asta diviso per 1000 ore. Fuori da questo intervallo di tempo, non esistono limitazioni sull'utilizzo. Pertanto, il sistema di accumulo elettrochimico può essere operativo oltre le ore designate per erogare servizi supplementari, quali, per esempio, l'arbitraggio energetico.

Per quanto concerne le sanzioni, in caso di mancata disponibilità durante il periodo di impegno, la sanzione viene calcolata moltiplicando la potenza riservata dall'unità FRU (Fast Reserve Unit) per il 150% del corrispettivo fisso orario, e poi per il totale delle ore di non disponibilità.

In aggiunta, Terna notificherà le ore in cui le unità di Fast Reserve dovranno essere disponibili a erogare il servizio, comunicando con un preavviso di sette giorni solari prima della data prevista per l'erogazione (con conferma definitiva due giorni prima).

Per essere ammessi al progetto pilota Fast Reserve di Terna, è richiesto di:

- Assicurare una reazione entro 1 secondo dall'occorrenza di una deviazione di frequenza, secondo le specifiche fornite da Terna;
- Essere capaci di sostenere una fornitura del servizio a piena potenza per almeno 15 minuti;
- Presentare una cauzione pre-asta di 1.000€/MW, che per il caso specifico ammonta a 10.000€.

L'istanza per essere ammessi alla procedura deve essere compilata in italiano su carta con intestazione aziendale e firmata dal rappresentante legale dotato delle necessarie autorizzazioni, seguendo il formato presentato nell'Allegato 1 del regolamento.

Successivamente, Terna, entro un termine di 20 giorni lavorativi dall'ottenimento della domanda di ammissione alla procedura, controlla l'aderenza e l'integralità della domanda e notifica al richiedente l'accettazione alla procedura, riservandosi il diritto di richiedere ulteriori delucidazioni.

6.6 Studio per l'integrazione del nuovo impianto eolico con un sistema di accumulo elettrochimico

Alla base del progetto sono state predisposte diverse ipotesi:

1. Nell'analisi economica non viene considerato il TASC, ovvero si ipotizza che l'azienda Asja Ambiente Italia S.p.A. non richieda finanziamenti per il progetto in esame;
2. Nell'analisi economica viene considerato un WACC di 7.7%;
3. Nell'analisi economica è stato considerato il costo della batteria come costo delle batterie per auto elettriche, per carenza di dati per le batterie stazionarie che escludessero i costi di inverter e trasformatori;
4. Nell'analisi economica, per quanto riguarda il contributo annuale erogato da Terna ai partecipanti al FRU, si è ipotizzato di riuscire ad ottenere all'asta la somma di 30.000€/MW/anno;
5. La producibilità annua dell'impianto eolico di Baglio Nasco è assunta pari a quella che si avrebbe avuto nell'anno 2022, qualora il nuovo impianto fosse già stato installato, per tutti gli anni dal 2026 al 2040;
6. Per simulare le chiamate da parte di Terna durante le 1000 h annuali è stato implementato nel codice Python una distribuzione randomica;
7. La batteria perde il 2% di capacità annualmente;
8. Lo state of charge (SOC) della batteria ha un limite minimo del 20% per rallentare il degrado;
9. Si ipotizza di connettere l'impianto di accumulo nelle vicinanze del cavo in media tensione che collega l'impianto eolico di Baglio Nasco alla sottostazione, in modo da trascurare i costi dei cavi elettrici.

Di seguito è mostrata una tabella riassuntiva che riporta i parametri dell'impianto.

Caratteristica	Unità di misura	Valore
Capacità energetica	MWh	40
Potenza massima carica/scarica	MW	10
Range SOC	%	20 - 100
Perdita annuale capacità	%	2.0
P_{nom} raddrizzatore + inverter	MW	10
S_{nom} trasformatore (x4)x2	MVA	2.5

Tabella 21 Caratteristiche tecniche impianto di accumulo elettrochimico

Per valutare la fattibilità dell'integrazione dell'impianto storage nel parco eolico di Baglio Nasco è stato implementato un codice su Python. La logica del codice si basa sul time shift dell'energia. In particolare, è stata calcolata la producibilità annuale del nuovo impianto eolico con i dati vento del 2022 e tramite il software WindSim si è ricavato un vettore contenente 8760 parametri, corrispondenti dunque alla producibilità oraria che il nuovo impianto eolico avrebbe avuto se fosse stato operativo nell'anno 2022. Tale vettore è stato poi confrontato con il vettore contenente sempre 8760 parametri, stavolta corrispondenti ai relativi prezzi dell'energia orari. Tali prezzi orari sono stati forniti dallo studio di consulenze economiche REF-e. Questo confronto tra i due vettori, producibilità dell'impianto eolico oraria e prezzi orari, è stata effettuata su Python per 15 anni, dal 2026 al 2040. Durante il confronto ora per ora, se il prezzo dell'energia, al momento della produzione da parte dell'impianto eolico, è minore rispetto ad un certo prezzo limite, l'energia viene immagazzinata all'interno dell'impianto di accumulo, viceversa viene venduta direttamente alla rete elettrica. Facendo un opportuno ciclo su Python è stato poi possibile individuare l'esatto prezzo limite ottimale. Naturalmente nel codice sono stati implementati determinati vincoli, come il divieto di scaricarlo al di sotto del 20% per rallentare il degrado. Inoltre, se la potenza generata dall'impianto eolico supera i 10 MW, la capacità di ricarica dello storage è vincolata alla sua potenza massima, la quale è stata fissata a 10 MW. È possibile apprezzare il flowchart che è stato implementato su Python nella Figura 47.

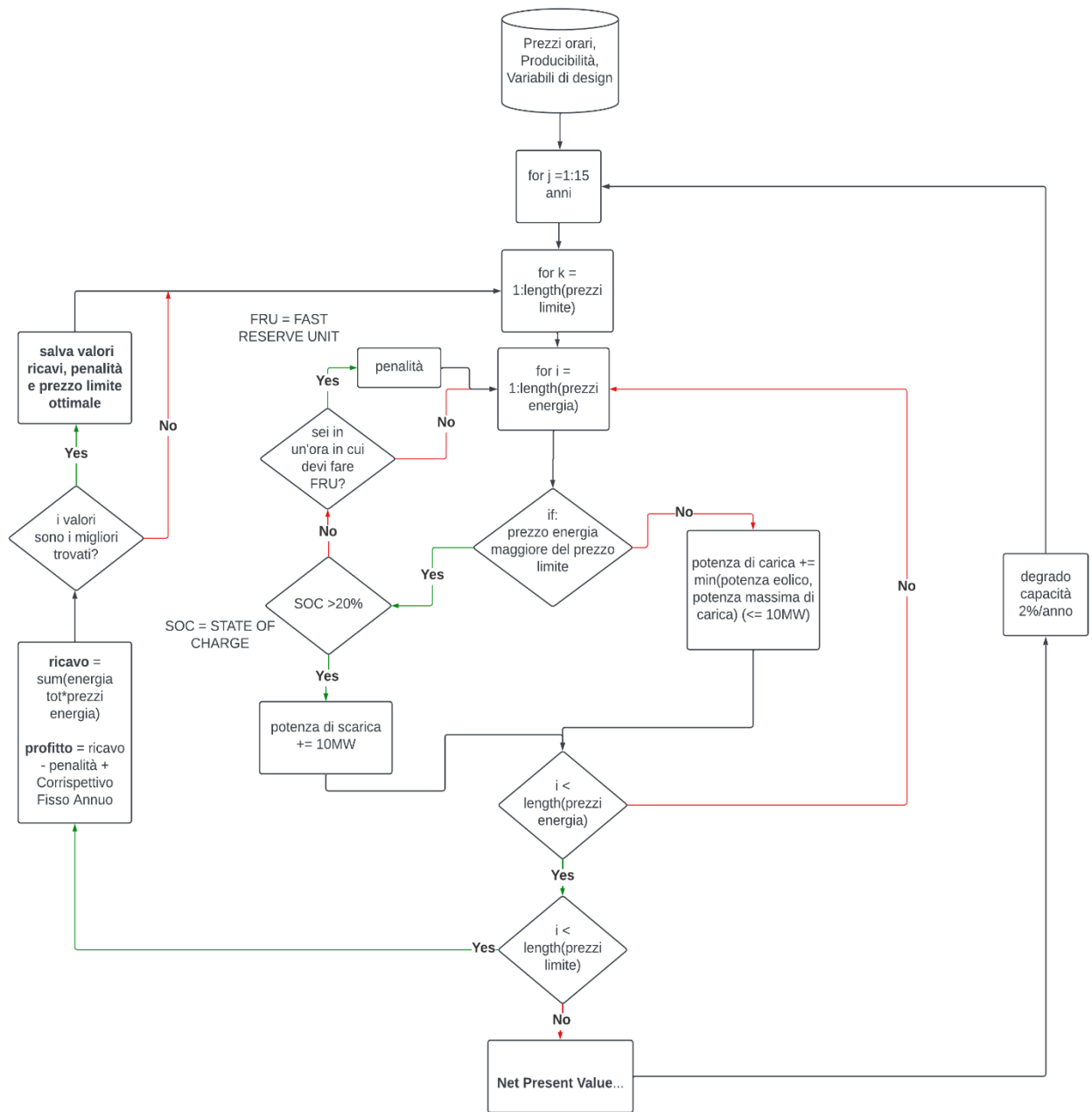


Figura 47 Flowchart della logica carica-scarica impianto di accumulo elettrochimico

6.7 Considerazioni sull'utilizzo del suolo

Secondo il National Renewable Energy Laboratory (NREL), la superficie richiesta per l'installazione di un impianto di accumulo elettrochimico agli ioni di litio di tipo utility-scale è di 0,0081 ettari per ogni MWh di capacità. Di conseguenza, dal momento che nel progetto in esame sono stati valutati due casi in relazione alla capacità, si ha che nel caso in cui si installasse l'impianto di storage elettrochimico da 40 MWh

servirebbe un terreno da 0,324 ettari ($3240 m^2$), mentre nel caso in cui si installasse un impianto da 30 MWh di capacità servirebbero 0,243 ettari ($2430 m^2$).

Capitolo 7:

Analisi economica

Infine, è stata effettuata un'analisi economica che prende in considerazione cinque diversi casi:

- Impianto eolico in assenza del sistema di accumulo elettrochimico;
- Impianto eolico integrato con il sistema di accumulo elettrochimico (caso conservativo da 10 MW);
- Impianto eolico integrato con il sistema di accumulo elettrochimico (caso ottimale da 10 MW);
- Impianto eolico integrato con il sistema di accumulo elettrochimico (caso conservativo da 25 MW);
- Impianto eolico integrato con il sistema di accumulo elettrochimico (caso conservativo da 25 MW);

7.1 Input economici impianto eolico

I dati economici di input considerano, oltre a quelli delle turbine, anche quelli dei collegamenti elettrici e delle opere civili. Questi dati sono stati forniti internamente dall'azienda, calcolati per il caso specifico del progetto in esame.

Lavori	Investimento
Opere civili	12.910.243 €
Opere elettriche	1.638.190 €
Turbine eoliche	34.945.454 €
Totale	49.493.888 €

Tabella 22 Dati CAPEX impianto eolico

I lavori e i costi necessari per costruire l'impianto eolico sono:

- Opere civili: fondazioni, strade e piazzole di passaggio, cavidotti e dismissione.
- Opere elettriche: cavi e accessori, trasformatori, inverter.
- Turbine: il costo d'acquisto delle turbine è stato assunto pari a 1.13 M€/MW.

7.2 Input economici per il sistema di accumulo elettrochimico

Una volta calcolate le producibilità per i 15 anni operativi dell'impianto, può essere svolta una dettagliata analisi economica. In Tabella 23 sono presenti i dati di input dello studio.

Costi	Unità di misura	Valore
CAPEX		
Batteria (2026)	€/kWh	conservativo 70, ottimistico 100
Singolo trasformatore (x4)	€	25.440
Inverter (x2)	€/MW	100.000
EPCC	%	8.0
TPC	%	15
TCO	%	15
TASC	%	-
OPEX		
Manutenzione annuale batteria	%CAPEX	2.0
WACC	%	7.7
Tasso di inflazione	%	2.0
IRES	%	24
IRAP	%	3.9

Tabella 23 Dati input economici impianto storage

Una volta che i costi di investimento sono stati definiti, essi sono stati poi incrementati tenendo conto dei servizi di contratto, contingenze, costi di design e costi di inventario tramite: Engineering, Procurement and Construction Costs (EPCC), Total Plant Cost (TPC) e il Total Overnight Cost (TOC). Il Total As Spent Cost (TASC) non è stato preso in considerazione in quanto scelte diverse di indebitamento produrrebbero risultati diversi.

Sono stati considerati uno scenario conservativo ed uno ottimistico per dimostrare la sensitività del risultato al variare del prezzo specifico delle batterie. Lo scenario conservativo aumenta di 30€/kWh il prezzo della batteria sia per i valori presenti che futuri. In questo modo si svolge un'analisi sull'influenza del prezzo dello storage sul profitto finale.

7.3 Metodologia per il calcolo della risposta economica

Per analizzare le prestazioni economiche dell'impianto, è utilizzato lo strumento del Net Present Value (NPV). L'NPV confronta i flussi di cassa futuri previsti con il costo iniziale dell'investimento, portando tutti i flussi di cassa a valori attuali attraverso lo sconto al tasso di interesse. Se l'NPV al momento di fine vita operativa dell'impianto è positivo, l'investimento è considerato redditizio, poiché indica che il valore attuale dei flussi di cassa futuri supera il costo iniziale. Al contrario, se l'NPV è negativo,

l'investimento potrebbe non essere economicamente vantaggioso. L'NPV viene calcolato nel seguente modo:

$$NPV = -C_0 + \sum_{t=0}^T \frac{CF(t)}{(1+r)^t} \quad (7.1)$$

Dove:

- C_0 è il costo iniziale dell'investimento.
- T è la durata dell'impianto, t l' n -esimo anno.
- r è il tasso di interesse, ma nel presente studio si è usato il Weighted Average Cost of Capital (WACC). In particolare, il WACC rappresenta il costo medio del capitale al netto delle imposte di una società da tutti gli introiti.
- $CF(t)$ rappresenta il flusso di cassa netto di ogni anno, trovato come la sottrazione tra i ricavi della vendita dell'energia e le spese (costi operativi, sostituzione batterie, etc.)

A sua volta il flusso di cassa netto viene trovato come:

$$CF = CAPEX_t - \frac{OPEX_t}{(1+r)^t} \quad (7.2)$$

(CAPEX: spese capitali all'anno t , OPEX: spese operative all'anno t)

L'anno in cui l'NPV è uguale a zero, ovvero il primo anno in cui il bilancio è positivo, corrisponde al Pay Back Time (PBT), ovvero il tempo di ritorno dell'investimento.

Una volta calcolato il flusso di cassa annuale, le imposte sono state sottratte per ricavare il flusso di cassa netto. Le tasse considerate sono:

- IRES: L'aliquota d'imposta sui redditi delle società, pari al 24%;
- IRAP: L'imposta regionale sulle attività produttive, pari al 3.9%.

7.4 Risultati

I risultati per il caso 10 MW-40 MWh sono mostrati in Figura 48, mentre in Figura 49 vengono mostrati i risultati del caso 25 MW-30 MWh. Infine, in Figura 50 vengono mostrati i risultati comparativi tra i migliori dei due scenari, più l'eolico in assenza di accumulo elettrochimico.

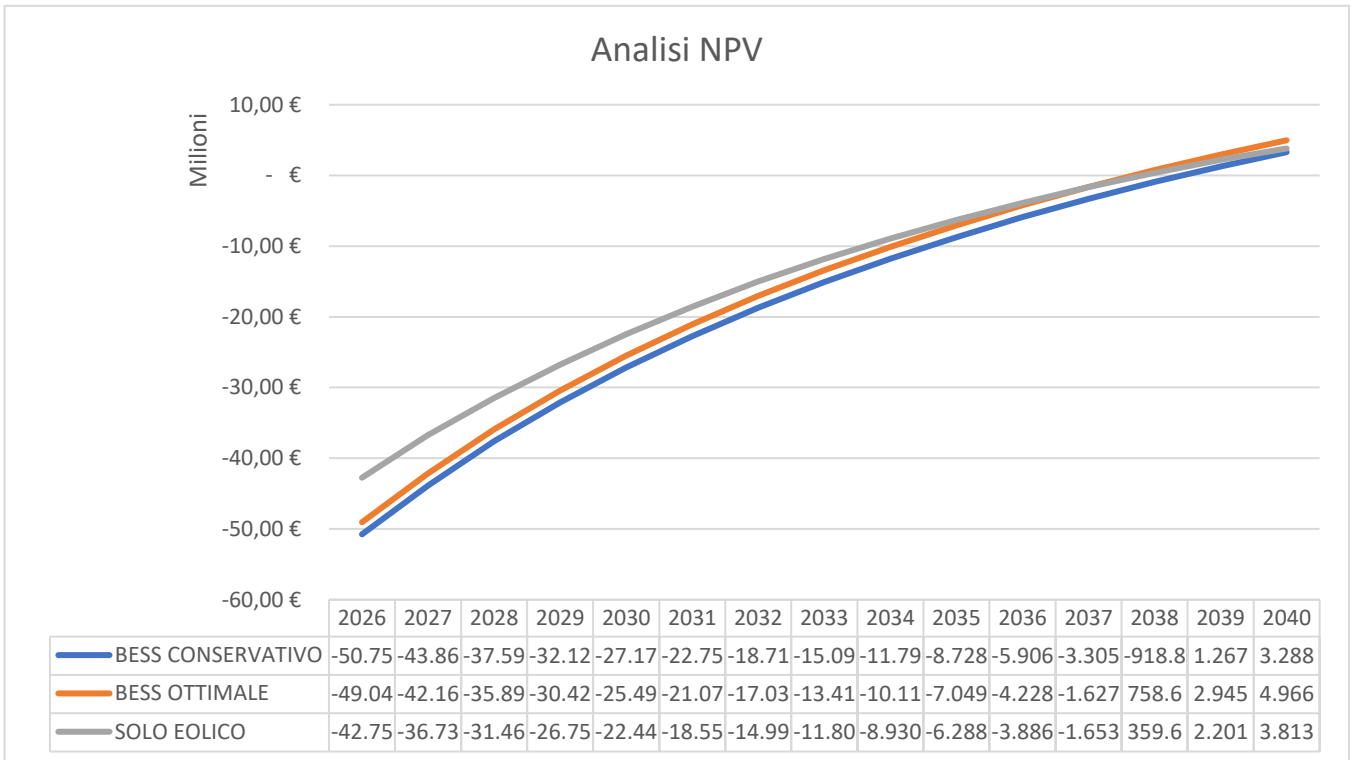


Figura 48 Analisi NPV (10 MW – 40 MWh)

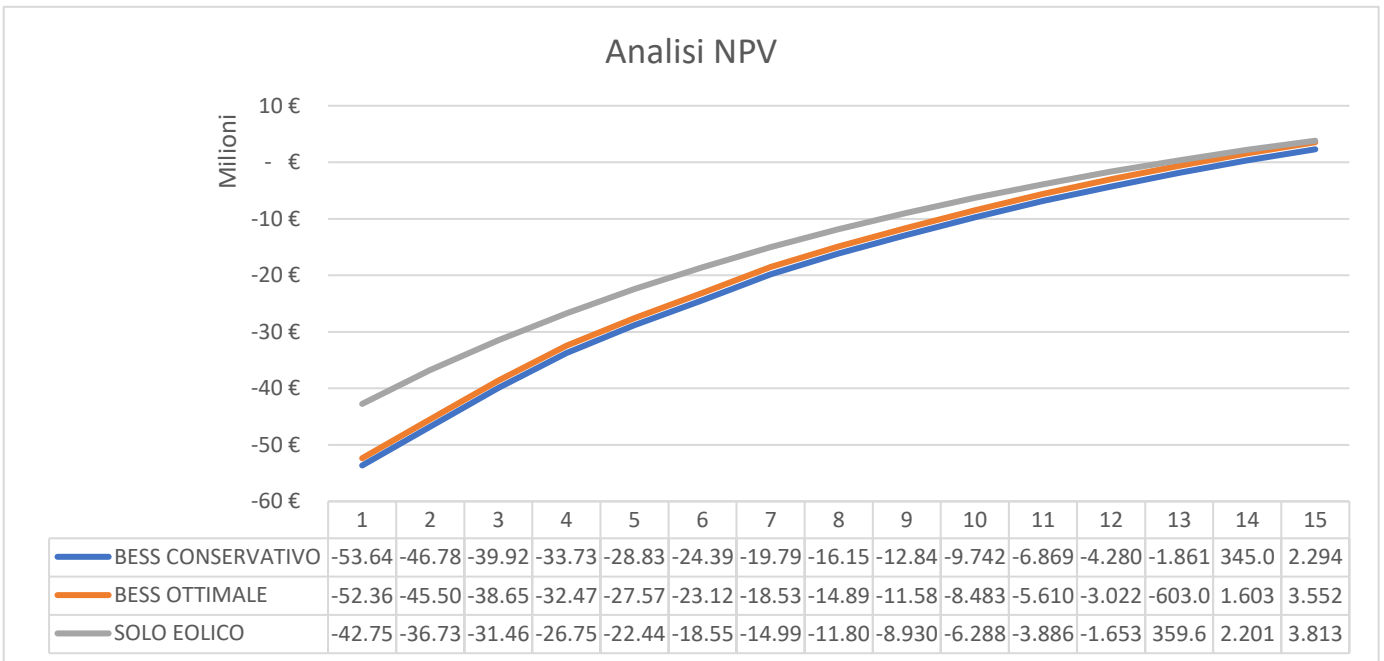


Figura 49 Analisi NPV (25 MW – 30 MWh)

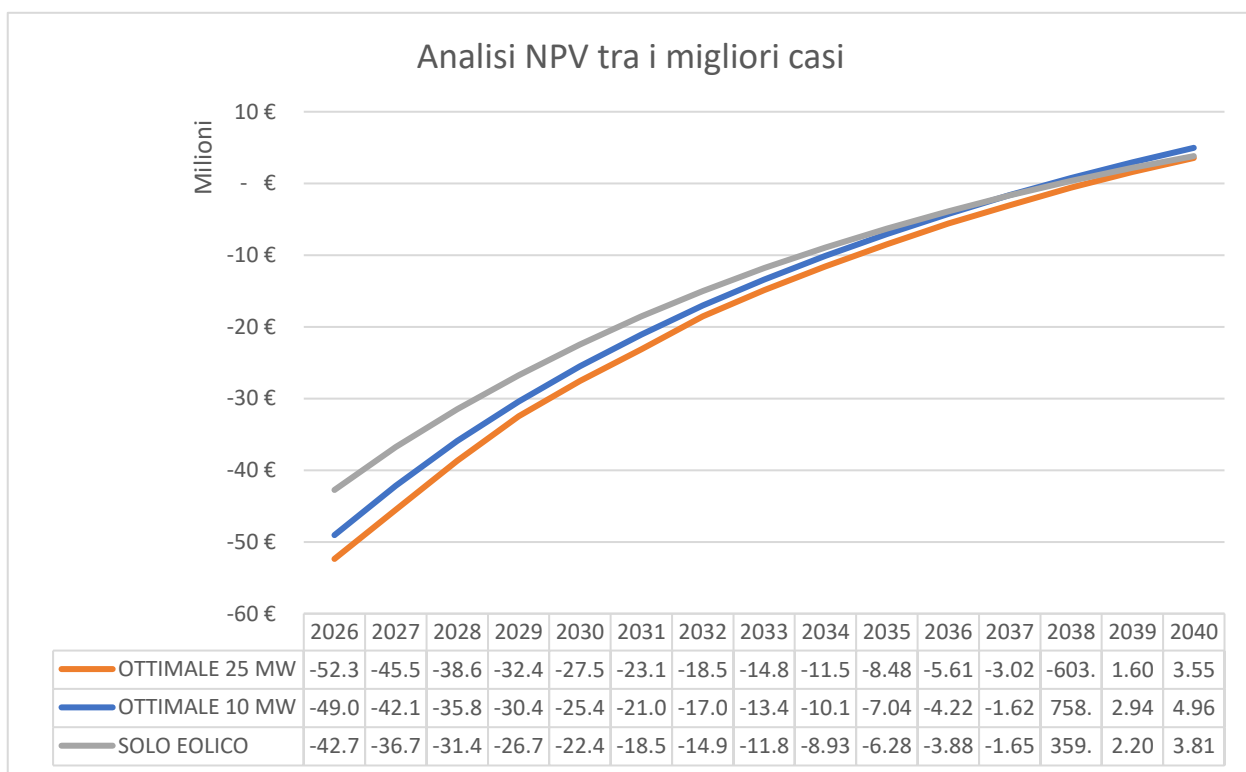


Figura 50 Analisi comparativa tra i migliori risultati

Caso:	BESS OTTIMALE	BESS CONSERVATIVO	SOLO EOLICO
IRR [%]	9.2	8.6	9.1
PBT [anni]	12	13	12
NPV 15° anno [M€]	4.97	3.29	3.81

Tabella 24 Output economici (10MW-40MWh)

Caso:	BESS OTTIMALE	BESS CONSERVATIVO	SOLO EOLICO
IRR [%]	8.7	8.3	9.1
PBT [anni]	14	14	12
NPV 15° anno [M€]	3.55	2.29	3.81

Tabella 25 Output economici (25MW-30MWh)

Caso:	OTTIMALE 25MW	OTTIMALE 10MW	SOLO EOLICO
IRR [%]	8.8	9.2	9.1
PBT [anni]	13	12	12
NPV 15° anno [M€]	3.55	4.97	3.81

Tabella 26 Output economici casi migliori

- BESS Conservativo (10MW-40MWh): L'andamento mostra investimenti iniziali significativi che vengono ripagati gradualmente nel tempo, diventando positive nel 2039. L'approccio conservativo sembra portare ad un miglioramento costante della situazione economica nel lungo termine;
- BESS Ottimale(10MW-40MWh): gli investimenti iniziali sono simili a quelle del BESS Conservativo, anche se minori in totale, ma le prospettive migliorano più rapidamente nel medio termine. Già nel 2038, il BESS Ottimale mostra profitti, che si consolidano ulteriormente nel 2039 e 2040 dimostrandosi il caso che genera più profitto a fine vita operativa e quindi la più redditizia;
- BESS conservativo (25MW-30MWh): è stato considerato il caso conservativo con queste taglie per l'accumulo elettrochimico. A differenza del caso conservativo precedente, i risultati si discostano maggiormente dal corrispondente caso ottimale. Tra tutti i casi, è quello che presenta una peggiore risposta economica.
- BESS Ottimale (25MW-30MWh): l'investimento iniziale del solo impianto elettrochimico è ridotto in quanto la capacità della batteria è diminuita del 25%, ma se si tiene conto degli ausiliari dell'impianto legati alla potenza (inverter), essi fanno lievitare rapidamente il costo d'investimento che risulta essere addirittura più alto in quanto la potenza è aumentata di un fattore 2.5. Questo fatto va a coprire i benefici del minor costo d'investimento della batteria e soprattutto della maggiore potenza disponibile dell'impianto, risultando in un IRR più basso di tutti gli altri casi;
- Solo Eolico: Gli investimenti iniziali sembrano essere inferiori rispetto ai due scenari BESS. Tuttavia, il ritmo di miglioramento è più lento rispetto ai due scenari BESS. Al 15° anno genera comunque profitti positivi, ma minori rispetto al miglior caso BESS.

Conclusioni

L'analisi di producibilità del nuovo impianto eolico dimostra che il repowering ha comportato un notevole aumento dal punto di vista della potenza installata, ovvero pur riducendo il numero di turbine si è riusciti ad aumentare notevolmente la capacità installata. Inoltre, il repowering di un impianto eolico permette di ridurre i costi operativi, come quelli di manutenzione, dal momento che le turbine di nuova generazione sono sempre più affidabili rispetto alle precedenti e quelli di gestione, visto che viene ridotto il numero stesso di turbine. In conclusione, il repowering rappresenta una strategia efficace per migliorare la sostenibilità e l'efficienza economica degli impianti eolici, contribuendo al contempo agli obiettivi di transizione energetica verso fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda l'integrazione del nuovo impianto eolico con un sistema di accumulo elettrochimico, si può affermare che dal punto di vista economico l'impianto eolico integrato con il sistema di accumulo elettrochimico costituisca l'investimento più vantaggioso. Questo perché i profitti generati da tale configurazione beneficiano direttamente delle variazioni continue nei prezzi dell'energia. Queste fluttuazioni permettono all'impianto elettrochimico di caricarsi e scaricarsi in modo strategico, offrendo la possibilità di vendere l'energia nei momenti di massimo vantaggio economico. In particolare, la configurazione da 10 MW di potenza e 40 MWh di capacità costituisce l'investimento più redditizio. Inoltre, per quanto riguarda la stabilità della rete elettrica, è indiscutibile che l'integrazione di un impianto eolico con un sistema di accumulo elettrochimico rappresenti l'approccio ottimale. Questa sinergia, infatti, contribuisce efficacemente al servizio di dispacciamento nazionale, rafforzando la stabilità e la resilienza della rete elettrica. Tuttavia, la decisione finale dipenderà da altri fattori come la disponibilità di risorse in quanto richiede un esborso economico al primo anno maggiore rispetto al caso solo eolico.

In ultima analisi, si ritiene doveroso sottolineare come questa trattazione può essere migliorata ed ampliata, tenendo in considerazione i seguenti fattori:

1. È importante effettuare un'analisi di ottimizzazione sulla potenza e la capacità dell'impianto di accumulo, in modo tale da determinare quale sia la combinazione ottimale;
2. Sarebbe stato meglio poter disporre di almeno tre anni di dati sulla producibilità dell'impianto eolico in modo tale da fare una media ed effettuare quindi una stima della producibilità oraria più precisa;
3. È opportuno valutare la possibilità di svincolare l'impianto di accumulo con l'impianto eolico ed installarlo di conseguenza in modalità "stand-alone" ed analizzare i relativi risultati;
4. Nell'analisi economica, non sono stati presi in considerazione possibili incentivi statali futuri che potrebbero avere un impatto significativo, modificando radicalmente le prospettive e le dinamiche di mercato.

Bibliografia

- [1] «PNIEC». Consultato: 18 febbraio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://www.energiaitalia.news/news/eolico/pniec-solo-2100mw-per-leolico-offshore-anev-numeri-timidi/17400/>
- [2] Prof. Giovanni Bracco, «Appunti del corso "Wind and ocean energy plants" a.a. 2023-2024 (Politecnico di Torino)».
- [3] Prof. Filippo Spertino, «Appunti del corso "Wind and ocean energy plants" a.a. 2023-2024 (Politecnico di Torino)».
- [4] «Sistema di accumulo elettrochimico agli ioni di litio». Consultato: 17 marzo 2024. [Online]. Disponibile su: http://www.nuova-energia.com/files/Monografia_2011_Accumulo_prime_pagine.pdf
- [5] Davide Fontana, «OPTIMAL MANAGEMENT OF ELECTROCHEMICAL ACCUMULATORS AS A FUNCTION OF THE ENERGY BALANCE BETWEEN THE PREDICTED PRODUCTION FROM PHOTOVOLTAICS AND THE CONSUMPTION: A CASE STUDY». Consultato: 17 marzo 2024. [Online]. Disponibile su: <https://webthesis.biblio.polito.it/secure/7363/1/tesi.pdf>
- [6] «IEA (impianti di accumulo elettrochimico)». Consultato: 17 marzo 2024. [Online]. Disponibile su: <https://www.iea.org/energy-system/electricity/grid-scale-storage>
- [7] «Report installazioni dei sistemi d'accumulo in Italia». Consultato: 17 marzo 2024. [Online]. Disponibile su: https://is.italiasolare.eu/data/report/abstract/q1-23-sda_gaudi-abstract.pdf
- [8] «LA NORMATIVA STATALE PER LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI DA FONTI ELETTRICHE RINNOVABILI». Consultato: 2 marzo 2024. [Online]. Disponibile su: <https://documenti.camera.it/leg19/dossier/pdf/AP0055.pdf>
- [9] «Progetto di integrale ricostruzione dell'impianto eolico (MASE)». Consultato: 11 febbraio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://va.mite.gov.it/it-IT/Oggetti/Documentazione/8654/12744>
- [10] «Normativa per la connessione in rete (Terna)». Consultato: 4 marzo 2024. [Online]. Disponibile su: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/connessione-rete>
- [11] «TICA». Consultato: 5 marzo 2024. [Online]. Disponibile su: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/08/099-08arg>
- [12] «Ubicazione dell'impianto eolico». Consultato: 26 febbraio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://cartinaonline.it/cartina-sicilia-geografica-turistica-orientale-occidentale-mappa-sicilia/>
- [13] «Scheda tecnica turbina Vestas V-52 850 kW». Consultato: 26 febbraio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/71-vestas-v52>
- [14] «Global Mapper». Consultato: 11 marzo 2024. [Online]. Disponibile su: <https://globalmapper.it/presentazione.php>

- [15] «USGS EROS Archive - Digital Elevation - Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 1 Arc-Second Global | U.S. Geological Survey». Consultato: 12 febbraio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://www.usgs.gov/centers/eros/science/usgs-eros-archive-digital-elevation-shuttle-radar-topography-mission-srtm-1#science..>
- [16] «CORINE Land Cover 2018 (vector/raster 100 m), Europe, 6-yearly — Copernicus Land Monitoring Service». Consultato: 12 febbraio 2024. [Online]. Disponibile su: https://land.copernicus.eu/en/products/corine-land-cover/clc2018#general_info.
- [17] «About Copernicus | Copernicus». Consultato: 12 febbraio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://www.copernicus.eu/en/about-copernicus>
- [18] «Ottimizzazione del rumore». Consultato: 9 marzo 2024. [Online]. Disponibile su: <https://www.vestas.com/en/products/enventus-platform/v162-6-2-mw>
- [19] «PRYSMIAN ARE4H5E». Consultato: 18 febbraio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://it.prysmiangroup.com/prodotti-soluzioni/power-grids/distribuzione/media-tensione-applicazioni-eoliche-e-terrestri/ARE4H5EX>
- [20] «cavo Prysmian ARE4H5EX - caratteristiche generali». Consultato: 12 marzo 2024. [Online]. Disponibile su: https://it.prysmian.com/sites/it.prysmian.com/files/media/documents/ARE4H5E_COMPACT.pdf
- [21] «Cavo Prysmian ARE4H5(AR)E». Consultato: 12 marzo 2024. [Online]. Disponibile su: <https://it.prysmian.com/prodotti-soluzioni/power-grids/distribuzione/media-tensione-applicazioni-eoliche-e-terrestri/ARE4H5ARE>
- [22] «cavo Prysmian ARE4H5(AR)E - caratteristiche generali». Consultato: 12 marzo 2024. [Online]. Disponibile su: https://www.voltimum.it/sites/www.voltimum.it/files/pdflibrary/are4h5are_airbag_compact.pdf
- [23] «Agostino Re Rebaudengo: “La politica sblocchi le rinnovabili per uscire dalla crisi climatica ed energetica” - la Repubblica». Consultato: 12 febbraio 2024. [Online]. Disponibile su: https://www.repubblica.it/green-and-blue/2022/08/26/news/agostino_re_rebaudengo_clima_appello_scientiati-362977762/
- [24] «ANIE Energia presenta la Guida Tecnica sui sistemi di accumulo - Federazione ANIE». Consultato: 12 febbraio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://anie.it/anie-energia-presenta-la-guida-tecnica-sui-sistemi-di-accumulo/?contesto-articolo=/sala-stampa/comunicati-stampa>
- [25] «REGOLE TECNICHE PER L'ATTUAZIONE DELLE DISPOSIZIONI RELATIVE ALL'INTEGRAZIONE DI SISTEMI DI ACCUMULO». Consultato: 14 marzo 2024. [Online]. Disponibile su: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/SISTEMI%20DI%20ACCUMULO/regole%20e%20procedure/REGOLE%20TECNICHE%20SISTEMI%20ACCUMULO.pdf

- [26] «Peak shaving per l'ottimizzazione dell'autoconsumo | 42technology». Consultato: 12 febbraio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://42technology.ch/it/eigenverbrauchsoptimierung-mit-peak-shaving/>
- [27] «Progetto Pilota Riserva Ultra-Rapida - Terna spa». Consultato: 12 febbraio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/progetti-pilota-delibera-arera-300-2017-reel/progetto-pilota-riserva-ultra-rapida>
- [28] Johannes Hjalmarsson et al, «Service stacking using energy storage systems for grid applications – A review». Consultato: 13 marzo 2024. [Online]. Disponibile su: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23000361>

Ringraziamenti

Vorrei concludere questo importante capitolo della mia vita ringraziando tutte le persone che mi sono state accanto in questi anni di studio.

In primis vorrei ringraziare il mio relatore, Filippo Spertino, con il quale ho instaurato un bellissimo rapporto umano. La sua guida esperta, il sostegno costante e la sua pazienza mi hanno aiutato tantissimo. Mi è stato accanto dal primo all'ultimo giorno durante la stesura di questo lavoro e porterò sempre con me i suoi preziosi insegnamenti. Grazie di cuore.

Inoltre, questo traguardo non sarebbe stato possibile senza l'opportunità offertami dall'azienda Asja Ambiente Italia S.p.A., che ha generosamente aperto le sue porte e mi ha fatto crescere dal punto di vista professionale. Un ringraziamento speciale va a Salvatore e Filippo.

Vorrei ringraziare di cuore Clara, per il suo incrollabile sostegno e amore durante questo percorso. La tua presenza ha reso ogni sfida più leggera. Grazie per essere al mio fianco.

Desidero esprimere la mia più profonda gratitudine a Gabriele e Ilaria, senza di voi non ce l'avrei mai fatta.

In ultimo, ma non per importanza, ringrazio la mia famiglia. In particolare:

mamma Alessandra per prima altrimenti dice che voglio più bene a papà;

papà Fulvio, che sarà l'unico della famiglia a leggere ogni riga della mia tesi;

nonna Rossana, la mia prima fan;

Nonno Roberto, per tutte le giocate a briscola tra un capitolo e l'altro;

Zio Sandro, il cui ruolo nel corso di questo viaggio è stato molto più di un semplice zio, ma quello di un vero e proprio faro di saggezza.