

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Diseño de Central Eólica en Planta Industrial Papelera para la
Reducción de sus Costos Operativos**

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista

Elaborado por:

Joel Anthony Anampa Valencia

 [0009-0006-1911-7729](https://orcid.org/0009-0006-1911-7729)

ASESOR:

MSc. Rafael Espinoza Paredes

 [0000-0002-8281-8476](https://orcid.org/0000-0002-8281-8476)

LIMA - PERÚ

2025

Citar/How to cite	(Anampa,2025)
Referencia/Reference	Anampa, J. (2025) Diseño de Central Eólica en Planta Industrial Papelera para la Reducción. [Trabajo de Suficiencia Profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio Institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

A mis padres, por sus enseñanzas, sus sacrificios y por su amor incondicional e infinito.

A mis hermanos, por ser mis mejores compañeros, cómplices de aventuras y alegrías.

RESUMEN

El presente trabajo de suficiencia tiene como objetivo, reducir los costos operativos de una empresa industrial papelera al implementar una Central Eólica la cual permitiría la reducción de los costos operativos al reducir costos de consumo de energía eléctrica de la red.

Inicialmente se describe la situación problemática de los costos operativos de la industria papelera, principalmente en los costos de consumo de energía eléctrica, por ello se plantea el diseño de una central eólica la cual reducirá el consumo de energía de la red y permitirá incrementar la seguridad en la continuidad del suministro eléctrico a dicha empresa industrial.

Para el desarrollo del trabajo de investigación, se partió por determinar el potencial de energía eólica de la zona de emplazamiento, luego de ello se procedió con la selección del modelo de aerogenerador que permita la mayor producción eléctrica. Con el modelo de aerogenerador seleccionado, se determinaron los costos de inversión, costos de operación y LCOE de la Central Eólica. Finalmente se determinó el ahorro que se obtendría por la implementación de la central eólica y se evaluó el flujo de caja económico para poder determinar los indicadores económicos del parque eólico.

Por último, con el presente trabajo de investigación, se logra determinar que la implementación de la central eólica permite obtener ahorros en la empresa industrial papelera al reducir los costos de consumo de energía eléctrica de la red.

Palabras Claves: Energía Eólica, emplazamiento, costos de inversión, costos de operación, LCOE, ahorro.

ABSTRACT

The present sufficiency work aims to reduce the operating costs of a paper industrial company by implementing a Wind Power Plant which would allow the reduction of operating costs by reducing the costs of electric energy consumption from the network.

Initially, the problematic situation of the operating costs of the paper industry is described, mainly in the costs of electric energy consumption, therefore the design of a wind power plant is proposed which will reduce the energy consumption of the network and will allow to increase the security in the continuity of the electric supply to said industrial company.

For the development of the research work, the wind energy potential of the location area is calculated, after which the wind turbine model that allows the greatest electric production is selected. With the selected wind turbine model, the investment costs, operating costs and LCOE of the Wind Power Plant were determined. Finally, the savings that would be obtained by the implementation of the wind power plant are calculated and the economic cash flow is evaluated in order to determine the economic indicators of the project.

Finally, with this research work, it is possible to determine that the implementation of the wind farm allows for savings in the paper industry by reducing the costs of electricity consumption from the network.

Keywords: Wind Energy, location, investment costs, operating costs, LCOE, saving.

INDICE

RESUMEN	iv
ABSTRACT.....	v
CAPÍTULO I: GENERALIDADES	1
1.1. Antecedentes de la Investigación	1
1.2. Identificación y Descripción del Problema de Estudio	5
1.3. Formulación del Problema	8
1.4. Justificación e Importancia	8
1.5. Objetivo.....	9
1.6. Hipótesis.....	9
1.6.1. Hipótesis General.....	9
1.7. Variables e Indicadores	9
1.8. Metodología de la Investigación.....	10
1.8.1. Tipo y Diseño de la Investigación.....	10
1.8.2. Unidad de Análisis.....	11
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.....	13
2.1. Bases Teóricas	13
2.1.1. Viento	13
2.1.2. Energía Eólica	14
2.1.2.1. Ley de Betz	16
2.1.2.2. Rosa de Viento	20

2.1.3.	Modelo Estadístico.....	20
2.1.3.1.	Distribución de Weibull.....	21
2.1.3.2.	Variación del viento con la altura	25
2.1.3.3.	Rugosidad.....	26
2.1.3.4.	Variación de parámetros de Weibull con la altura	27
2.1.4.	Aerogenerador.....	27
2.1.4.1.	Rotor	28
2.1.4.2.	Caja de Engranajes	29
2.1.4.3.	Generador Eléctrico	30
2.1.4.4.	Transformador	30
2.1.4.5.	Efecto Estela del Aerogenerador	31
2.1.5.	Costo Nivelado de Energía – LCOE.....	32
2.2.	Marco Conceptual.....	33
2.2.1.	Emplazamiento	33
2.2.2.	Central.....	33
2.2.3.	Torre.....	34
2.2.4.	Costos Marginal	34
2.2.5.	Contrato	34
CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACION		35
3.1.	Registros de velocidad de viento	35

3.2.	Parámetros Ambientales	38
3.3.	Probabilidad de Velocidad del Viento	40
3.4.	Selección de Aerogenerador	43
3.5.	Emplazamiento de Aerogeneradores	48
3.6.	Evaluación de Producción Energética	49
3.6.1.	Pérdidas Técnicas y Operacionales	49
3.6.2.	Producción de Energía del Parque Eólico	50
3.7.	Evaluación Económica	51
3.7.1.	Inversión – CAPEX	51
3.7.2.	Costos de Operación – OPEX	53
3.7.3.	Costos Nivelado de la Energía – LCOE	55
3.7.4.	Determinación del Ahorro	56
3.7.5.	Flujo de Caja Económico	58
3.7.6.	Indicadores de Rentabilidad	62
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSION DE RESULTADOS		63
CONCLUSIONES		65
RECOMENDACIONES		66
BIBLIOGRAFIA		67

Lista de Tablas

Tabla 1 Variables e Indicadores	10
Tabla 2 Clases de Rugosidad	26
Tabla 3 Factores de Weibull para diferentes alturas	41
Tabla 4 Características de Aerogeneradores	43
Tabla 5 Potencia corregida de los aerogeneradores	46
Tabla 6 Calculo de producción de aerogeneradores	47
Tabla 7 Factores de Pérdidas Técnicas y Operacionales.....	50
Tabla 8 Factores de Pérdidas por Estelas.....	50
Tabla 9 Resultados Energéticos de configuración del Parque Eólico	51
Tabla 10 Costos de Inversión - CAPEX del Parque Eólico	51
Tabla 11 Costos de Operación - OPEX del Parque Eólico	53
Tabla 12 LCOE del Parque Eólico.....	55
Tabla 13 Costos de suministro de energía de ENGIE	56
Tabla 14 Costos mensual de generación eléctrica	57
Tabla 15 Determinación del ahorro	58
Tabla 16 Flujo Económico del Parque Eólico	59
Tabla 17 Indicadores de Rentabilidad del Parque Eólico	62

Lista de Figuras

Figura 1 Costos Marginales SEIN periodo 2021-2022	5
Figura 2 Cláusula de Modificación al Contrato de Suministro de Energía y Potencia	6
Figura 3 Proyección Costos Marginales SEIN Junio 2024 – Mayo 2027	7
Figura 4 Ubicación Geográfica Planta Industrial TRUPAL S.A.	11
Figura 5 Punto de Suministro contrato TRUPAL-ENGIE 2016	12
Figura 6 Principio de formación del viento	13
Figura 7 Aerogeneradores Onshore	14
Figura 8 Aerogeneradores Offshore	15
Figura 9 Flujo del viento a través del aerogenerador	16
Figura 10 Límite de Betz	18
Figura 11 Eficiencia de Aerogeneradores	19
Figura 12 Rosa de Vientos	20
Figura 13 Histograma de Velocidad del Viento	21
Figura 14 Distribución de velocidad de viento real y Distribución ajustada de Weibull	22
Figura 15 Curvas de Weibull para diferentes valores de Factor de forma	23
Figura 16 Valores del Factor de forma para distintos tipos de morfología	24
Figura 17 Perfil vertical del viento	25
Figura 18 Principio de funcionamiento del Aerogenerador	28
Figura 19 Perfil de pala de Aerogenerador	29
Figura 20 Composición de caja de engranajes de Aerogenerador	30
Figura 21 Proceso de formación del efecto estela	31
Figura 22 Distancia de emplazamiento de aerogeneradores	32
Figura 23 Fórmula matemática del LCOE	33

Figura 24 Ubicación TRUPAL S.A. en GWA.....	35
Figura 25 Velocidad de viento en zona de emplazamiento	36
Figura 26 Rosa de vientos en zona de emplazamiento.....	37
Figura 27 Temperatura ambiente de la zona de emplazamiento.....	39
Figura 28 Factores de Distribución de Weibull	41
Figura 29 Curva de Potencia Aerogenerador Siemens SWT-3.15-142.....	44
Figura 30 Curva de Potencia Aerogenerador Gamesa G132-3.3	44
Figura 31 Curva de Potencia Aerogenerador GE GE 3.4-137.....	45
Figura 32 Curva de Potencia Aerogenerador Nordex N131/3600 Delta	45
Figura 33 Ubicación aerogeneradores	48

CAPÍTULO I: GENERALIDADES

1.1. Antecedentes de la Investigación

(Barragán, 2020)¹, la investigación tiene por objetivo analizar el uso de la energía eléctrica a partir de fuentes renovables para el sector industrial del país del Ecuador. En el análisis presenta los porcentajes de participación de consumo de energía de los principales sectores correspondientes a: residencial comercial, industrial, alumbrado público y otros. En esa distribución, el sector industrial representa el 31.00% del consumo total energético. En esa línea, nos muestra la importancia del sector industrial debido a que el aporte de este sector fue de hasta un 17.30% al PBI y adicionalmente representó un 11.00% del empleo. Dada la importancia del sector industrial, se identificó la necesidad del desarrollo de una gestión energética en la industria con el objetivo de aumentar los niveles de competitividad de las empresas. Para lograr el incremento de los niveles de competitividad las empresas deben disminuir los costos de consumo de energía. En esa línea, se plantea la alternativa de apostar por las fuentes de energía renovable para lo cual debería analizarse las características propias de cada sector industrial las cuales contemplarían: clima, ubicación geográfica, modelo productivo, condiciones tecnológicas, nivel de consumo, costo de la tecnología necesaria y disposición de la planta. De la revisión de dichas características, se identifica que hay sectores industriales en los que por su ubicación geográfica es conveniente la implementación de generación de energía a partir de fuentes de energía eólica.

(Díaz, Larrea, Kamp, & Álvarez, 2016)², la investigación aborda la relevancia y repercusión que tiene la energía en diversos sectores industriales como lo son: siderurgia, vidrio, cemento, papel, madera y caucho. La problemática describe la relación que existe entre los

¹ Barragán, R. (2020). La generación de energía eléctrica para el desarrollo industrial en el Ecuador a partir del uso de las energías renovables. *Trabajo Fin de Maestría*. Universidad Internacional SEK.

² Díaz, A., Larrea, M., Kamp, B., & Álvarez, E. (2016). Precios de la Energía y Competitividad Industrial. *Catedra de Energía de Orkestra*. Instituto Vasco de Competitividad.

costos de energía y la competitividad de las industrias detallando los distintos componentes de costos asociados a las diferentes fuentes de energía como lo son la electricidad, el gas y otros combustibles. Respecto a la industria papelera, se muestra que las principales fuentes energéticas son en primer lugar el gas natural y en segundo lugar la electricidad; sin embargo, es la electricidad la fuente de energía que tiene un mayor impacto económico pues sus costos son hasta 3 veces mayor respecto a los del gas natural. Al identificar a sus 2 principales fuentes de energía, la instalación de plantas de cogeneración era una de las principales alternativas para la reducción de costos; sin embargo, desde la publicación de la normativa de renovables la cogeneración ya no es una ventaja para las empresas. Prueba de ello citan los casos desarrollados en Francia y Alemania en los cuales, las medidas adoptadas para el sector energético, contemplan desde: (1) tasas sobre las emisiones de CO₂ por combustibles fósiles (Francia) y (2) reducciones de hasta un 14% del costo de pago de la energía eléctrica proveniente de energías renovables.

(IRENA, 2023)³, en la publicación hecha por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), se presentan los costos de instalación, factor de capacidad y Costos nivelados de Electricidad (LCOE) de las diferentes tecnologías de energías renovables. Es de resaltar que para el año 2022, la energía eólica terrestre sea la que presenta el menor LCOE con un valor de 0.033 USD/KWh, estando en segundo lugar la energía fotovoltaica con un valor de 0.049 USD/KWh. Asimismo, muestra que desde el año 2010 al año 2022, el ahorro mundial de costos de combustibles fósiles en el sector eléctrico alcanzó el valor aproximado de 521 000 millones de USD. En Sudamérica la cifra de ahorro de costos de combustibles fósiles en el sector eléctrico fue de aproximadamente 71 000 millones de USD. Respecto a los proyectos de energía eólica terrestre, el cual presentó un LCOE de 0.033

³ IRENA. (2023). Renewable Power Generation Cost in 2022. *International Renewable Energy Agency*. Abu Dhabi.

USD/KWh, la disminución de costos se debió principalmente a la disminución de los costos de los aerogeneradores y a las mejoras en este tipo de tecnología la cual incrementaba el factor de planta. Asimismo, se presenta un comparativo de los factores de planta de los diferentes países que cuentan con la tecnología de energía eólica terrestre. En este comparativo se destaca el Perú como uno de los mejores al presentar factores de planta por encima del 50.00%.

(Martinez, 2022)⁴, en la presente investigación, se aborda el diseño de un parque eólico off-shore (marítimo) desde una perspectiva técnica y económica. El diseño del parque eólico comienza con la búsqueda de la mejor ubicación tomando como variables: el recurso eólico del lugar, profundidad de aguas y factores demográficos. Luego de la selección de ubicación y con los datos del recurso eólico, se procede a realizar el análisis del viento con el objeto de poder calcular el potencial eólico del emplazamiento. Asimismo, una vez verificado el potencial eólico, procede con un análisis comparativo de 3 tipos de turbinas presentando el factor de planta y la producción anual de cada una de ellas esto con el objetivo de seleccionar el que mayor beneficio pueda aportar. Por último, presenta el análisis económico de la central eólica para lo cual presenta un detalle de los costos de inversión (CAPEX) y los costos de operación y mantenimiento (OPEX) de la central eólica. De los resultados del análisis económico, se concluye que la central eólica presenta una alta rentabilidad por lo que sí es viable invertir en el proyecto.

(Arias, Hachire, & Joaquin, 2018)⁵, la presente investigación, tiene por objetivo demostrar la viabilidad técnica-económica del desarrollo de un parque eólico de 18.4MW en el departamento de Piura, Perú. En el desarrollo de la investigación se presenta una descripción del mercado eléctrico peruano, así como la normativa vigente por la cual se rigen las energías

⁴ Martinez, A. (2022). Evaluación de la creación de un parque eólico. *Trabajo de Fin de Grado*. Universidad Pontificia Comillas

⁵ Arias, A., Hachire, C., & Joaquin, P. (2018). Evaluación Económica y Financiera para la viabilidad de un Proyecto de Energía Eólica, en el distrito de Ayabaca, departamento de Piura. *Tesis de Maestría en Finanzas*. Universidad Esan.

renovables en el Perú. Dentro del desarrollo técnico correspondiente al diseño de la Central Eólica, plantea una metodología para el emplazamiento de este tipo de centrales. Esta metodología contempla: revisión de vientos a través del Atlas Eólico del Perú, selección de lugares con mayor potencial y evaluación de la cercanía de las subestaciones eléctricas del SEIN que permita evacuar la energía generada por la central eólica. Respecto a la viabilidad económica, presenta el presupuesto del proyecto considerando los costos asociados al parque eólico y la línea de transmisión por la cual se inyectará la energía generada al SEIN. De la evaluación financiera, presenta una sensibilidad de precios de venta de la energía con el objetivo de encontrar un precio de venta que permita la rentabilidad del proyecto.

(MINEM, 2016)⁶, el Atlas Eólico del Perú es un trabajo de investigación que tiene por objetivo mostrar las áreas del territorio peruano que cuentan con óptimas condiciones para el desarrollo de proyectos eólicos. Dentro de la identificación de las zonas con las mejores condiciones del recurso eólico, se identifican a los departamentos de Piura, Lambayeque, Ica, Arequipa, La Libertad y Cajamarca como los departamentos con mayor potencial aprovechable alcanzando un valor de hasta 19 227.00 MW. Sólo en el departamento de Piura, el potencial aprovechable es de 7 098.00 MW. Adicionalmente, el Atlas Eólico del Perú, muestra el mapa del territorio peruano con la velocidad promedio del viento para diferentes niveles de altura. Las alturas de medición de viento presentadas en los mapas son de 10, 25, 50, 75, 100 y 125 metros.

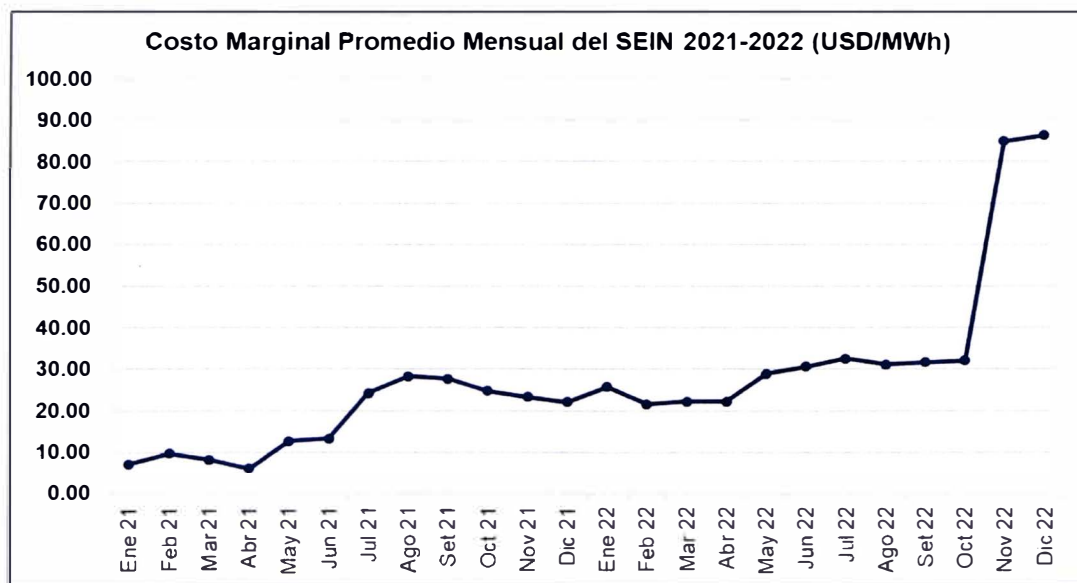
⁶ MINEM. (2016). Atlas Eólico del Perú. *Ministerio de Energía y Minas del Perú*. Perú.

1.2. Identificación y Descripción del Problema de Estudio

Desde el mes de Julio del año 2021, los Costos Marginales de Energía presentaron un incremento promedio de 10USD/MWh a 25USD/MWh producto del cambio normativo establecido mediante Decreto Supremo N°031-2020-EM (MINEM, 2020)⁷. Este incremento en los Costos Marginales de Energía conllevó a que las empresas suministradoras de Energía eléctrica renegociaran los precios de energía establecidos en los contratos de suministro eléctrico. En la Figura 1 se muestra el incremento de los Costos Marginales desde el mes de julio del año 2021

Figura 1

Costos Marginales SEIN periodo 2021-2022



Fuente: Informe Anual 2022, Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES)

⁷ MINEM. (2020). Decreto Supremo que establece disposiciones para la Determinación del precio del gas natural para generación eléctrica. *DECRETO SUPREMO N° 031-2020-EM*.

La renegociación de los contratos de energía, representa para las industrias un incremento en sus costos de consumo de energía eléctrica en hasta un 13% lo cual conlleva incrementar sus costos operativos. En la Figura 2 se muestran las cláusulas de modificación al contrato de suministro eléctrico establecidos entre la empresa TRUPAL S.A. (en adelante "TRUPAL") y la empresa suministradora ENGIE ENERGIA PERU S.A. (en adelante "ENGIE") la cual en el literal (b) de la cláusula 10 del contrato, establece modificar el precio de energía de 23.8 USD/MWh a 27.00 USD/MWh a partir del 01 de Julio de 2021.

Figura 2

Cláusula de Modificación al Contrato de Suministro de Energía y Potencia

TERCERA: MODIFICACIONES AL CONTRATO		
3.1. Cláusula 10: Precios y Cargos Regulados		
3.1.1. Las Partes acuerdan modificar el numeral 10.1 de la cláusula 10 del Contrato, en los siguientes términos:		
"10.1 Precios en Barra de Generación Las Partes acuerdan que los precios en la Barra de Referencia de Generación que se aplicarán en cada Periodo de Facturación a los consumos de la Potencia (PPg), así como para la Energía Activa Asociada en Horas de Punta (PEPg) y Horas Fuera de Punta (PEFPg) en el Punto de Suministro y Medición respectivo, serán los que se indican a continuación:		
(a) Entre las cero horas (00:00) horas del 01 de julio de 2017 y las veinticuatro horas (24:00) horas del 31 de diciembre de 2020.		
PPg (USD/kW-mes) 6.04	PEPg (USD/MWh) 21.30	PEFPg (USD/MWh) 21.30
(b) Entre las cero horas (00:00) del 01 de enero de 2021 y las veinticuatro horas (24:00) del 30 de junio de 2021.		
PPg (USD/kW-mes) PPM	PEPg (USD/MWh) 23.80	PEFPg (USD/MWh) 23.80
(c) Entre las cero horas (00:00) del 01 de julio de 2021 y las veinticuatro horas (24:00) del 31 de diciembre de 2021.		
PPg (USD/kW-mes) PPM	PEPg (USD/MWh) 27.00	PEFPg (USD/MWh) 27.00
(d) Entre las cero horas (00:00) del 01 de enero de 2022 y las veinticuatro horas (24:00) del 31 de diciembre de 2030.		
PPg (USD/kW-mes) PPM	PEPg (USD/MWh) 28.00	PEFPg (USD/MWh) 28.00

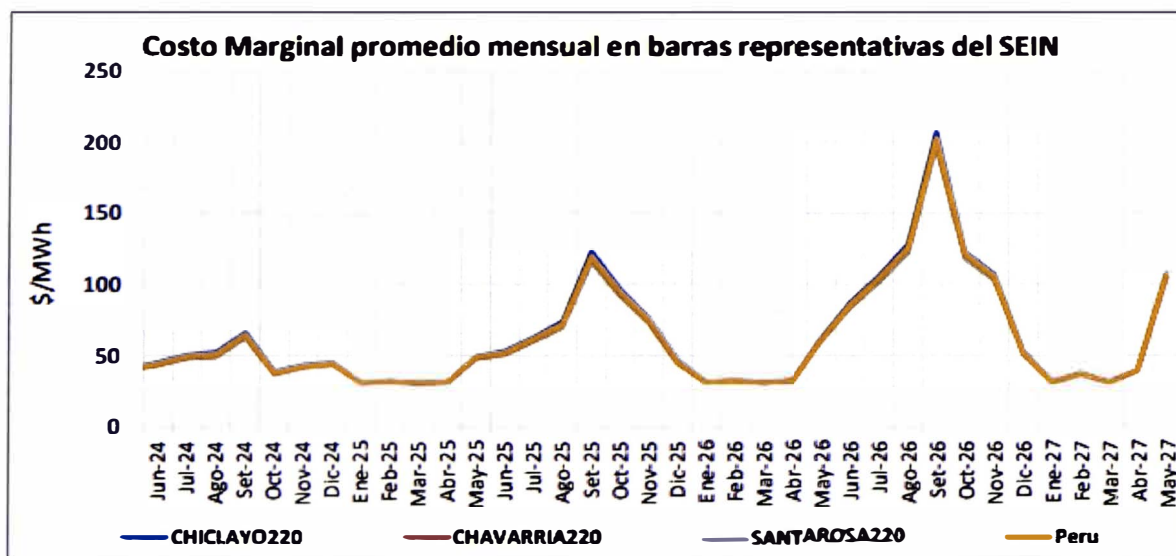
Página 2 de 7

Fuente: Segunda Adenda al Contrato de Suministro de Energía y Potencia. Contrato TRUPAL-ENGIE.

Por otro lado, el COES mediante el informe POLP Estiaje 2024-Avenida 2027⁸, publicó los cálculos de proyecciones de los Costos Marginales desde junio 2024 a mayo 2027. De la verificación de los costos marginales del SEIN, Figura 3, se observa que durante los años 2025 y 2026 los costos marginales presentaran un incremento de hasta 200.00 USD/MWh.

Figura 3

Proyección Costos Marginales SEIN Junio 2024 – Mayo 2027



Fuente: Plan Operativo de Largo Plazo del SEIN periodo Estiaje 2024 - Avenida 2027.

INFORME COES/DP/SPL-021-2023.

De presentarse esta la proyección de Costos Marginales durante los años 2024 al 2027, las empresas suministradoras de energía eléctrica podrían optar por una nueva renegociación de los contratos lo cual conllevaría a incrementar aún más los costos operativos de las industrias.

⁸ COES. (2023). Plan Operativo de Largo Plazo del SEIN periodo Estiaje 2024 - Avenida 2027. INFORME COES/DP/SPL-021-2023. Perú

Este incremento en los costos operativos ocasiona un aumento en los precios de venta de los productos lo cual conllevaría a una disminución en las ventas impactando negativamente en la economía de la industria.

Ante esta situación de incrementos de los costos de energía eléctrica, las industrias deben plantear estrategias de gestión de la energía que les permita afrontar el incremento de sus costos operativos.

Una de estas estrategias de gestión de la energía es evaluar la autoproducción de energía eléctrica para con ello reducir el consumo de energía eléctrica de la red de manera total ó parcial.

Dentro de las alternativas de autoproducción de energía eléctrica surgen las fuentes de energías renovables como una de las mejores opciones para implementar debido a que los costos de producción con estas tecnologías están dentro de las más competitivas del mercado.

Por otro lado, teniendo en cuenta la ubicación geográfica de TRUPAL al estar en el borde del litoral peruano, la implementación de energía renovable a partir del recurso eólico se alza como la mejor opción pues este tipo de tecnología es la que presenta los menores costos de implementación.

1.3. Formulación del Problema

¿En qué medida el alto consumo de energía eléctrica incide negativamente en los costos operativos de una industria papelera?

1.4. Justificación e Importancia

La investigación se justifica porque existe la necesidad de reducir los costos de producción en la Planta industrial de la empresa TRUPAL S.A..

La ocurrencia de cambios normativos y la tendencia de incremento en los costos de la energía eléctrica conllevaría a un incremento en los costos de producción lo cual perjudicaría en la economía de la empresa.

La investigación es importante porque brindará confiabilidad en el suministro eléctrico a la planta de TRUPAL, debido a que la implementación de una Central eólica incrementará la seguridad en la continuidad del suministro eléctrico ante una contingencia de pérdida de energía por parte de la red eléctrica del SEIN.

Esta investigación justifica tecnológicamente por la propuesta de implementación de una Central Eólica lo cual incentiva el desarrollo de energía eficiente a partir de fuentes renovables.

1.5. Objetivo

Reducir los Costos Operativos en la industria papelera en base al diseño de una Central Eólica.

1.6. Hipótesis

1.6.1. Hipótesis General

El diseño de una central eólica reducirá los costos operativos en una Industria papelera.

1.7. Variables e Indicadores

Variable Independiente (VI): Diseño de una Central Eolica.

Variable Dependiente (VD): Costos Operativos.

Tabla 1

Variables e Indicadores

VARIABLES	INDICADORES
VI: Diseño de una Central Eólica. VD: Costos Operativos.	• Producción de energía eléctrica
	• Costos de producción de energía
	• Consumo de energía eléctrica de la red
	• Costo de energía eléctrica de la red
	• Ahorro de facturación de energía

Fuente: Elaboración propia.

1.8. Metodología de la Investigación

1.8.1. Tipo y Diseño de la Investigación

La presente investigación con respecto al enfoque es del tipo cuantitativa debido a que tendrá como objetivo el verificar los resultados de la hipótesis formulada basándose en situaciones objetivas y orientada al resultado.

Con respecto al alcance, la presente investigación es del tipo correlacional debido a que relacionará los Procesos de la Industria con el diseño de la Central Eólica.

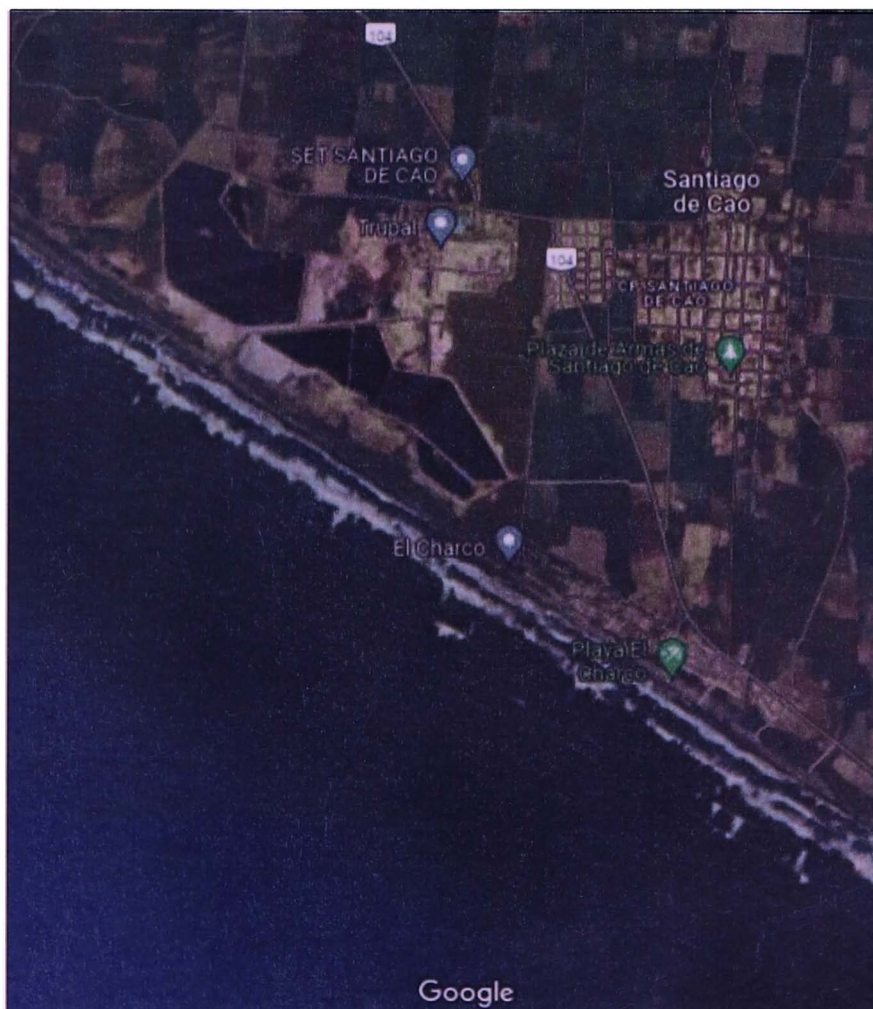
Adicionalmente, el diseño de la presente investigación es del tipo experimental debido a que se observará el efecto que tiene el diseño de la Central Eólica (Variable Independiente) sobre los Costos Operativos de la Planta Industrial Papelera (Variable Dependiente).

1.8.2. Unidad de Análisis

La investigación utilizará como unidad de análisis a los Costos Operativos de la Planta Industrial papelera de la empresa TRUPAL. Las instalaciones de la Planta Industrial se encuentran en el distrito de Santiago de Cao, en la provincia de Ascope, en el departamento de La Libertad.

Figura 4

Ubicación Geográfica Planta Industrial TRUPAL S.A.



Fuente: Google. (s.f.). Planta Industrial TRUPAL S.A.

La empresa TRUPAL, mantiene un contrato de suministro de energía eléctrica con la empresa ENGIE desde el año 2016. En el año 2021 ambas empresas suscribieron la 2da adenda al contrato mediante la cual se modificaban los precios de venta de energía y potencia. El punto de suministro es en la Subestación Santiago de Cao 13.8KV. En la Figura 5 se muestra Las condiciones de punto de suministro establecidos en el contrato suscrito entre TRUPAL y ENGIE en el año 2016.

Figura 5

Punto de Suministro contrato TRUPAL-ENGIE 2016

ANEXO 2					
PUNTOS DE SUMINISTRO Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN					
2.1 <u>Puntos de Suministro y Medición y Máxima Demanda Comprometida</u>					
Se definen los siguientes Puntos de Suministro y Medición y sus respectivas Máximas Demandas Comprometidas (MDC):					
Puntos de Suministro y Medición	Barra de Referencia de Generación	Periodo	Máximas Demandas Comprometida (MW)		Tensión de Operación
			HP	HFP	
SE Santiago de Cao 13.8 kV	Trujillo Norte 220 kV	mayo 2017 - diciembre 2025	13.00	13.00	13.8 kV
La MDC en Horas de Punta comprende las horas entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada uno de los Días del año, exceptuando los Días domingos y feriados.					
El periodo de Horas de Fuera de Punta para los fines de la MDC comprenderá las horas que no se incluyan dentro del periodo de Horas de Punta.					

Fuente: TRUPAL S.A. (2021). Segunda Adenda al Contrato de Suministro de Energía y Potencia. Contrato TRUPAL-ENGIE.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

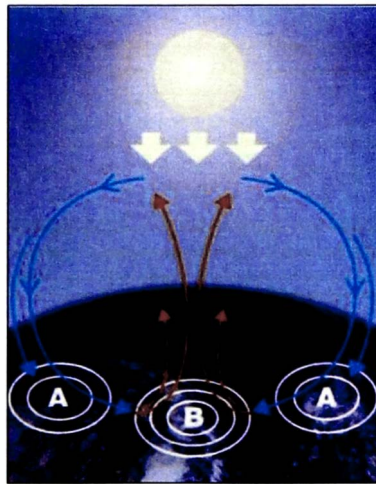
2.1. Bases Teóricas

2.1.1. Viento

(Ianini, Gonzales, & Mastrángelo, 2004)⁹ en su boletín energético, indican que el viento es el desplazamiento del de aire el cual se produce por la diferencia de presión en la atmósfera terrestre ocasionadas por las variaciones de temperatura del suelo. Indican que el viento se define por su dirección y velocidad. Adicionalmente, señalan que el viento que se encuentra por encima de los 100m de la superficie no están sujetos a los efectos de la fricción superficial. Esta fricción ocasiona una reducción en la magnitud de la velocidad del viento. En la Figura 6 se muestra el principio de formación del viento.

Figura 6

Principio de formación del viento



Fuente: ABB. (2012). Cuaderno de Aplicaciones Técnicas N° 12 Plantas Eólicas. *Informe Técnico*. España.

⁹ Ianini, R., Gonzales, J., & Mastrángelo, S. (2004). Energía Eólica Teoría y características de Instalaciones. *Boletín Energético N° 13*. Comisión Nacional de Energía Atómica, Argentina.

2.1.2. Energía Eólica

(Clementi, 2017) ¹⁰, en su tesis de doctorado, indica que la energía eólica se basa en las tecnologías que hacen posible la utilización de la energía cinética del viento para generar energía eléctrica o mecánica. Este tipo de tecnologías pueden ser onshore, Figura 7, cuando el aerogenerador se encuentra en tierra o pueden ser offshore, Figura 8, cuando los aerogeneradores se encuentran en el mar. Adicionalmente indica que la energía eólica es un recurso perpetuo pues su capacidad es inagotable.

Figura 7

Aerogeneradores Onshore



Fuente: ABB. (2012). Cuaderno de Aplicaciones Técnicas N° 12 Plantas Eólicas. *Informe Técnico*. España.

¹⁰ Clementi, L. (2017). Energía Eólica y Territorios en Argentina. *Tesis de Doctorado en Geografía*. Universidad Nacional del Sur, Argentina.

Figura 8

Aerogeneradores Offshore



Fuente: ABB. (2012). Cuaderno de Aplicaciones Técnicas N° 12 Plantas Eólicas. Informe Técnico. España.

La potencia del viento se determina mediante la siguiente ecuación:

$$P = \frac{1}{2} \rho * A * V^3 \quad (1)$$

Donde:

ρ : densidad del viento.

A: Sección transversal por donde atraviesa el viento

V: Velocidad del viento

De la ecuación anteriormente presentada, se puede deducir:

- La potencia del viento es proporcional a la densidad del viento
- La potencia del viento se encuentra en proporción al área de la sección transversal por donde atraviesa el viento.

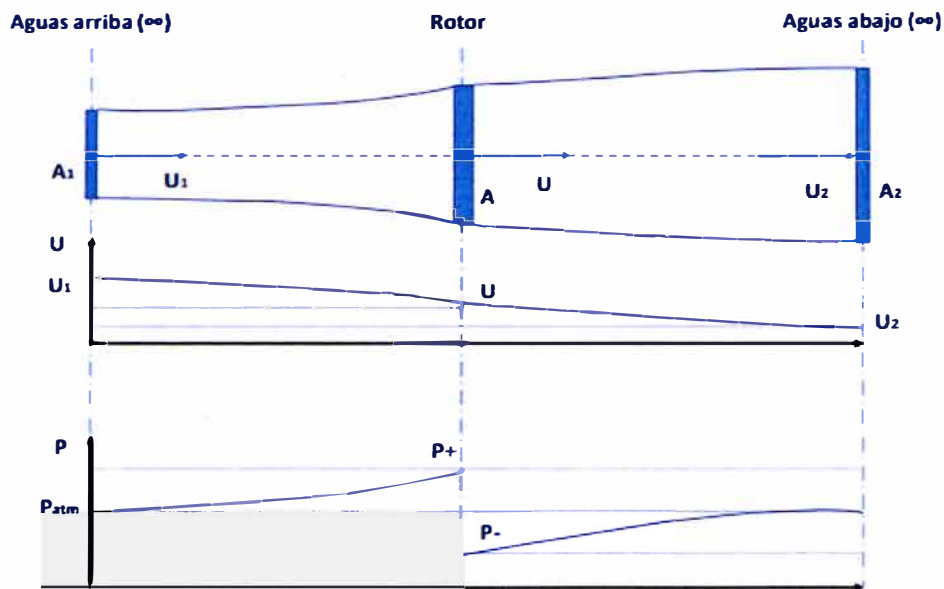
- La potencia del viento se encuentra en proporción al cubo de la velocidad del viento.

2.1.2.1. Ley de Betz

Albert Betz, mediante su teorema formulado en el año 1919, demostró que la máxima potencia aprovechable del viento es aproximadamente 0.59 veces la potencia del mismo.

Figura 9

Flujo del viento a través del aerogenerador



Fuente: MINEM. (2016). Atlas Eólico del Perú. Ministerio de Energía y Minas del Perú. Perú

La demostración del teorema es conforme a las siguientes ecuaciones:

La velocidad del viento que atraviesa al aerogenerador U es la media de la velocidad del viento antes de ingresar al rotor U_1 y la velocidad del viento luego de atravesar el rotor U_2 .

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

La masa del viento que atraviesa el aerogenerador sería:

$$\frac{dm}{dt} = \frac{d(\rho \cdot l)}{dt} = \rho * A * \frac{dx}{dt} = \rho * A * \frac{U_1 + U_2}{2} \quad (3)$$

Por lo que la potencia extraída por el rotor sería:

$$P = \frac{d(E_c)}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} m * V^2 \right) = \frac{1}{2} (U_1^2 - U_2^2) * \frac{dm}{dt} \quad (4)$$

Sustituyendo con la ecuación (3):

$$P = \frac{1}{4} \rho * A * (U_1^2 - U_2^2) * (U_1 + U_2) \quad (5)$$

Teniendo en cuenta que la Potencia del viento incidente sobre es la siguiente:

$$P_1 = \frac{1}{2} \rho * A * U_1^3 \quad (6)$$

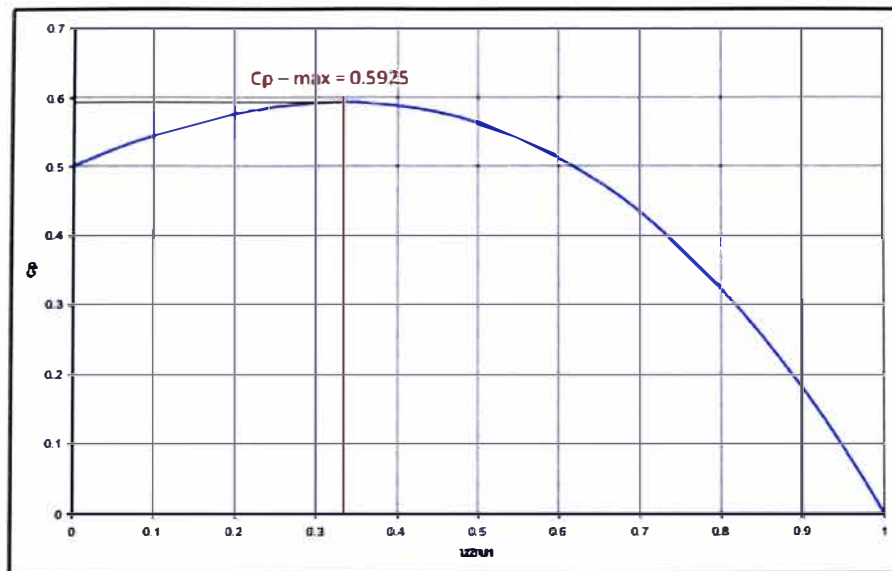
Comparado las ecuaciones (5) y (6):

$$\frac{P}{P_1} = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2 \right) \left(1 + \frac{U_2}{U_1} \right) \quad (7)$$

A la relación obtenida en la ecuación (7) se le conoce como coeficiente de potencia del aerogenerador.

Figura 10

Limite de Betz



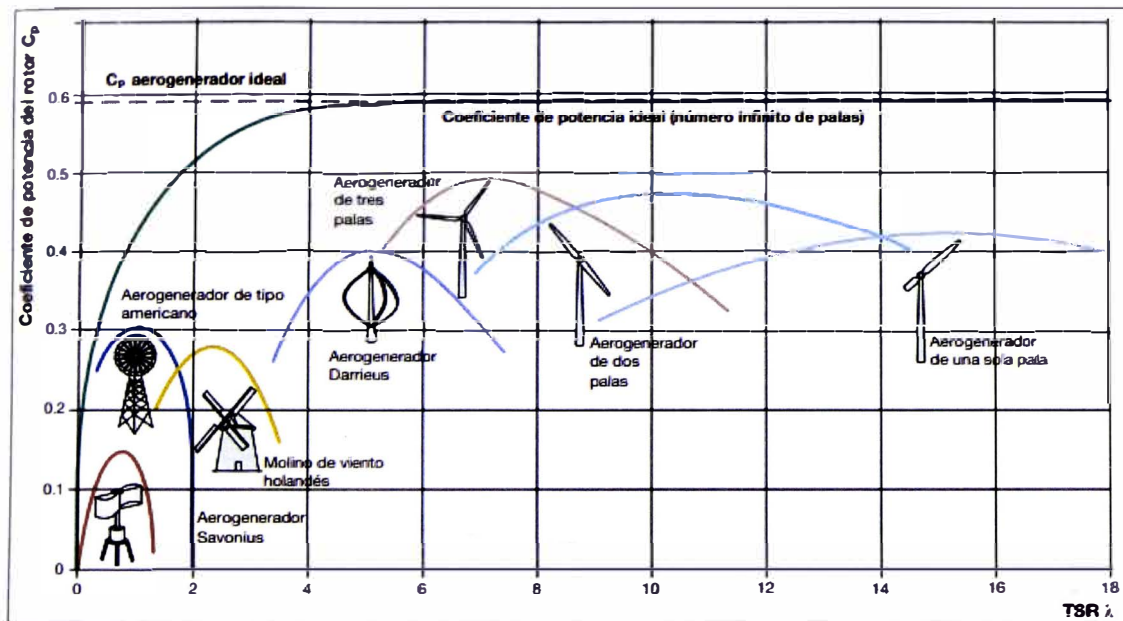
Fuente: MINEM. (2016). Atlas Eólico del Perú. Ministerio de Energía y Minas del Perú. Perú

Como se puede observar en la Figura 10, el valor máximo de C_p es de 0.5925 por lo que se puede deducir que la Potencia máxima que puede aprovechar un aerogenerador corresponde a 0.59 veces la potencia del viento.

En la Figura siguiente se observa la variación de la eficiencia de los distintos tipos de aerogeneradores en el mercado.

Figura 11

Eficiencia de Aerogeneradores



Fuente: ABB. (2012). Cuaderno de Aplicaciones Técnicas N° 12 Plantas Eólicas. *Informe Técnico*. España.

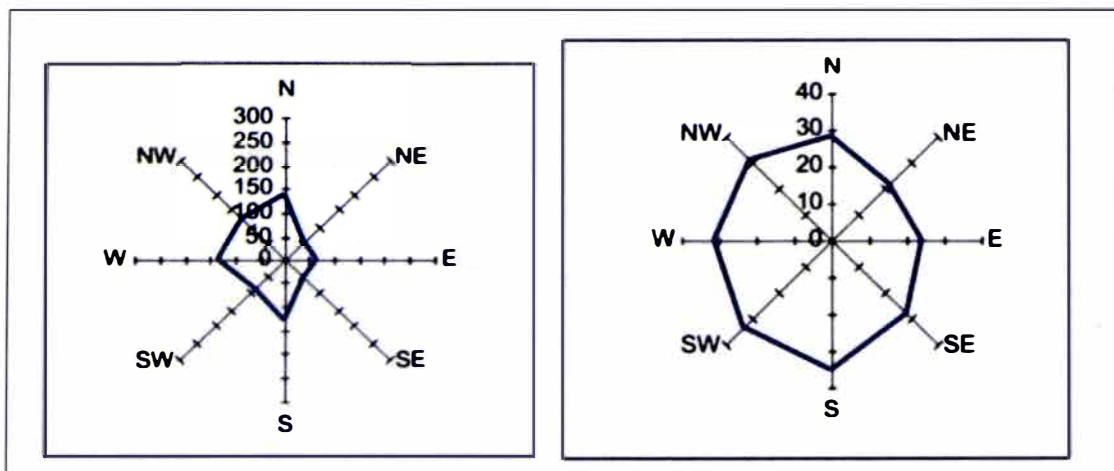
Se puede observar que el aerogenerador de 3 palas es el que capta la mayor eficiencia de la energía del viento.

2.1.2.2. Rosa de Viento

(Chavez, 2018)¹¹ indican que la rosa de viento es un diagrama que muestra la variación de la velocidad y dirección del viento en un lugar determinado. La dirección del viento es importante para determinar el emplazamiento de los aerogeneradores.

Figura 12

Rosa de Vientos



Fuente: Clementi, L. (2017). Energía Eólica y Territorios en Argentina. Tesis de Doctorado en Geografía. Universidad Nacional del Sur, Argentina.

2.1.3. Modelo Estadístico

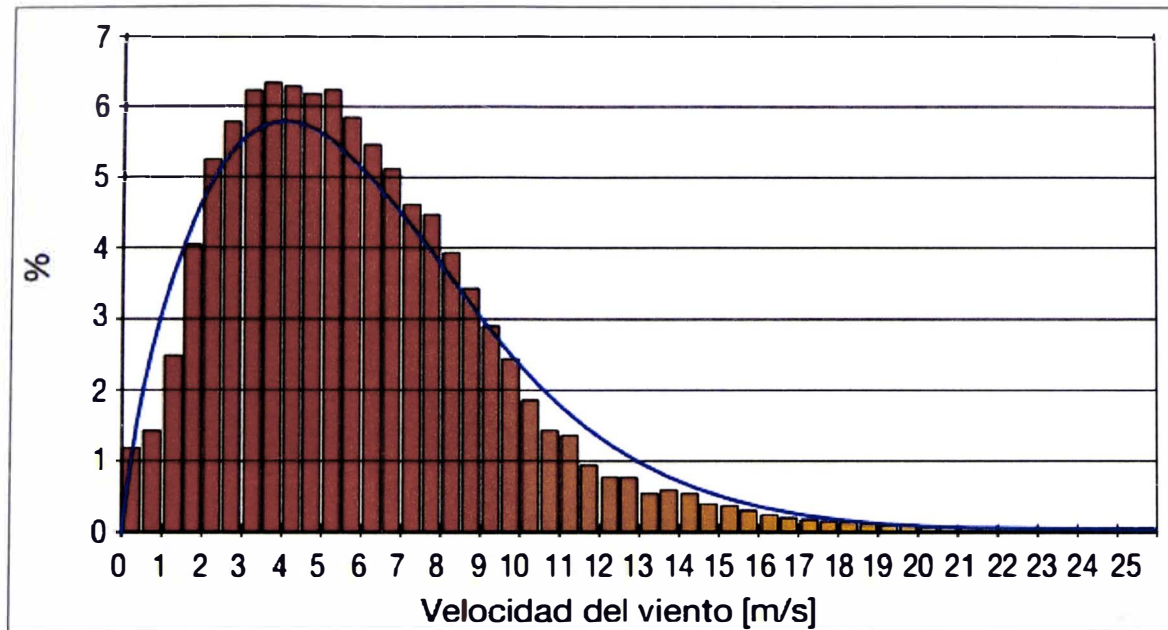
(López Manrique, 2019)¹² menciona que los histogramas de velocidad del viento son útiles pues muestran la distribución del viento desde su velocidad mínima hasta su velocidad máxima.

¹¹ Chavez, A. (2018). Estudio de Factibilidad para la generación de Energía Eólica del sector Puerto Alto en el Cantón Bolívar. Tesis. Escuela Superior Politécnica Agropecuaria de Manabí Manuel Félix López, Ecuador

¹² López, L. (2019). Estimación y Modelado del Potencial de Recurso Eólico, Caso: Zona Costera de Tabasco. Tesis de Doctorado. Universidad Juárez Autónoma de Tabasco, México

Figura 13

Histograma de Velocidad del Viento



Fuente: ABB. (2012). Cuaderno de Aplicaciones Técnicas N° 12 Plantas Eólicas. *Informe Técnico*. España.

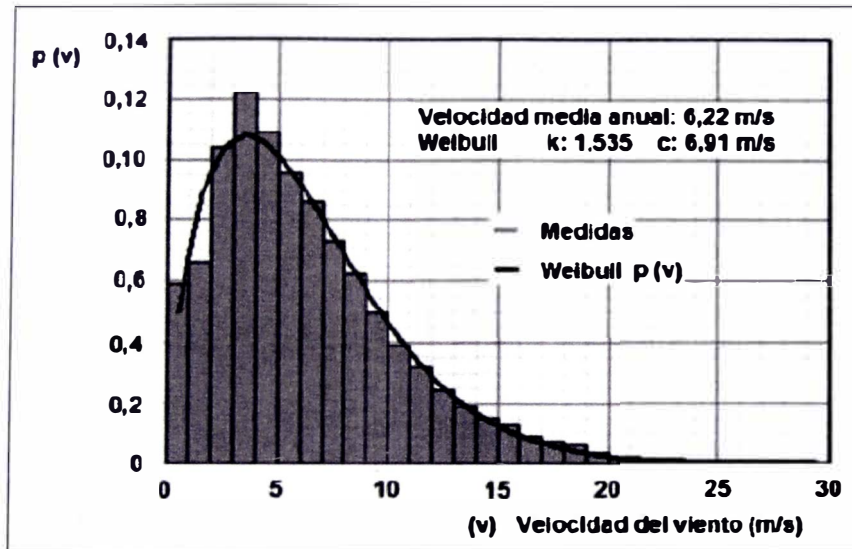
2.1.3.1. Distribución de Weibull

(Villarubia López, 2013) menciona que la distribución de la velocidad del viento permite poder calcular el potencial eólico y la energía que puede generar un aerogenerador anualmente. La distribución de velocidad de viento sigue aproximadamente una función de probabilidad de weibull.

En la Figura 14 se tiene un comparativo del histórico de probabilidad real de viento y la curva de ajuste con la ley de Weibull.

Figura 14

Distribución de velocidad de viento real y Distribución ajustada de Weibull



Fuente: Villarubia, M. (2013). Ingeniería de la Energía Eólica. Libro. Editorial MARCOMBO S.A., España.

La función de probabilidad del Weibull se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$p(v) = \frac{k}{c} * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (8)$$

Donde:

$p(v)$: función de probabilidad de Weibull.

v : velocidad del viento en m/s.

c : Factor de escala en m/s.

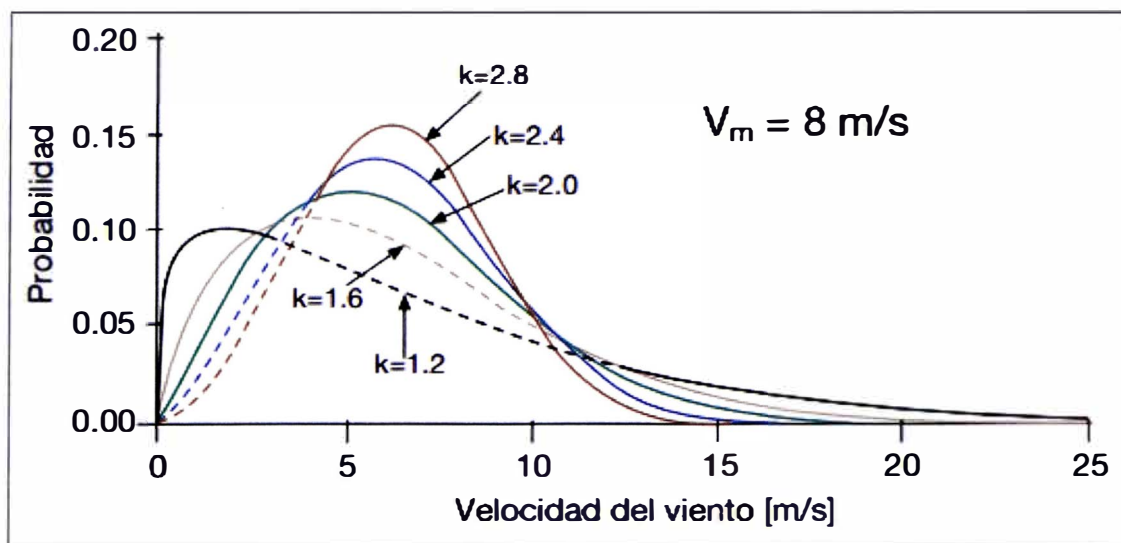
k : Factor de forma.

(ABB, 2012)¹³ menciona que el Factor de escala se relaciona directamente con la Velocidad promedio de la zona evaluada. Por otro lado, el Factor de forma expresa la dispersión de los registros de velocidad respecto a la velocidad media. El Factor de forma presenta distintos valores en función a la morfología de ubicación del terreno. Asimismo, menciona que la disposición de los valores de factor de escala y factor de forma permiten realizar cálculos de producción con gran fiabilidad sin la necesidad de contar con valores de medición de viento en bruto.

En la Figura 15 se muestran la distribución de las curvas de Weibull a para distintos valores del Factor de forma.

Figura 15

Curvas de Weibull para diferentes valores de Factor de forma



Fuente: ABB. (2012). Cuaderno de Aplicaciones Técnicas N° 12 Plantas Eólicas. *Informe Técnico*. España.

¹³ ABB. (2012). Cuaderno de Aplicaciones Técnicas N° 12 Plantas Eólicas. *Informe Técnico*. España

En la Figura 16 se muestran los valores de factor de forma en función a la morfología del terreno.

Figura 16

Valores del Factor de forma para distintos tipos de morfología

Factor de forma k	Morfología del terreno	Régimen de vientos
1.2-1.7	Lugares montañosos	Muy variable
1.8-2.5	Grandes llanuras – Colinas	Variable
2.5-3.0	Campo abierto	Bastante regular
3.1-3.5	Zonas costeras	Regular
3.5-4.0	Islas	Muy regular

Fuente: ABB. (2012). Cuaderno de Aplicaciones Técnicas N° 12 Plantas Eólicas. Informe Técnico. España.

Los parámetros estadísticos de la distribución de Weibull se obtienen mediante la ecuación siguiente:

$$v = c * \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (9)$$

Donde:

v : velocidad del viento.

$\Gamma(x)$: Función Gamma.

c : Factor de escala.

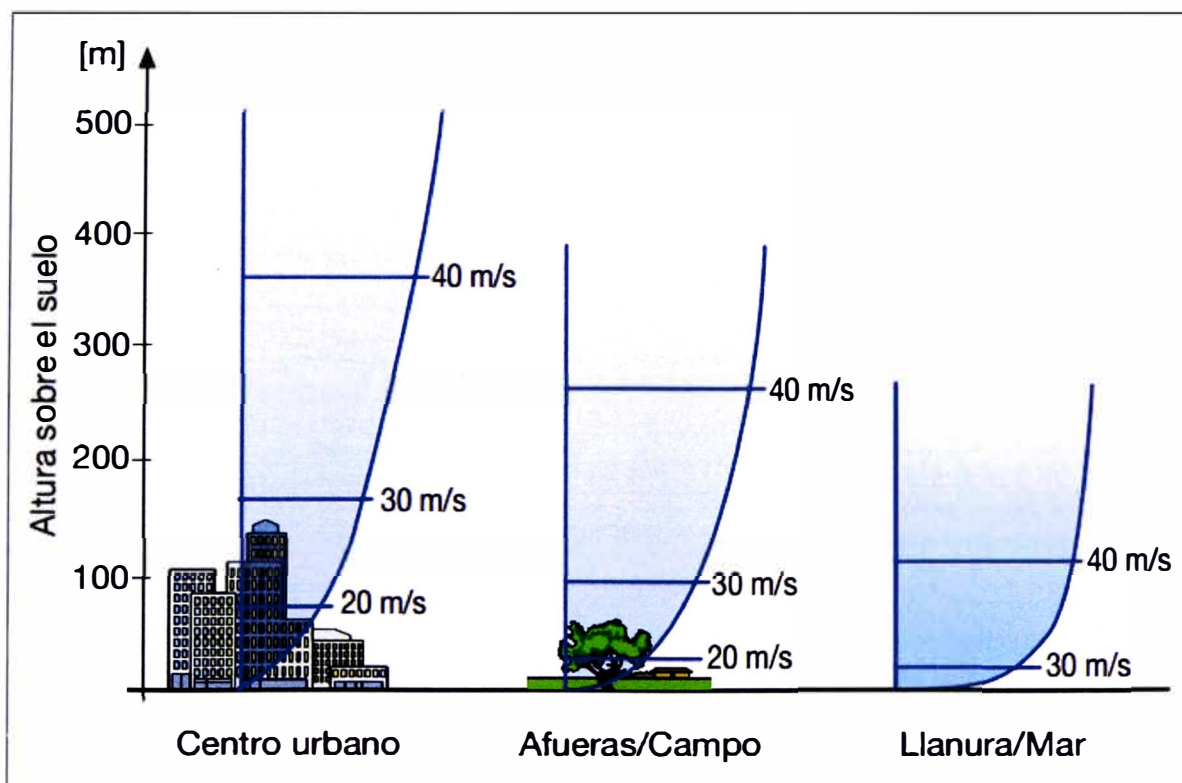
k : Factor de forma.

2.1.3.2. Variación del viento con la altura

(ABB, 2012) menciona que es de importancia definir la característica de variabilidad del viento para diferentes niveles de altura. Esta importancia radica en que los registros de medición de viento que se disponen se tienen para alturas que difieren a las alturas del buje de los aerogeneradores. Por otro lado, el viento que está próximo al suelo, tiende a velocidad cero debido a la fricción que existe entre el viento y el suelo del terreno. Las variaciones de velocidad del viento con la altura dependen de la morfología del terreno y de los obstáculos que se encuentren presentes.

Figura 17

Perfil vertical del viento



Fuente: ABB. (2012). Cuaderno de Aplicaciones Técnicas N° 12 Plantas Eólicas. Informe Técnico. España.

2.1.3.3. Rugosidad

(Villarubia López, 2013) menciona que el viento que está próximo al suelo, está influenciado por la rugosidad del terreno. Asimismo, menciona que es de importancia definir la rugosidad del terreno debido a que los aerogeneradores operan dentro del área de influencia del mismo.

En la Tabla 2 se detalla la clasificación del terreno según la Clase de Rugosidad.

Tabla 2

Clases de Rugosidad

CLASE DE RUGOSIDAD	LONGITUD DE RUGOSIDAD (Z ₀) (m)	INDICE DE ENERGIA (%)	TIPO DE TERRENO
0	0.0002	100	Superficie de agua. Terreno abierto, superficie lisa.
0.5	0.0024	73	Pistas de hormigon (aeropuertos), cespced...
1	0.003	52	Campos abiertos sin cercados ni setos. Edificios muy dispersos. Colinas suavemente redondeadas.
1.5	0.055	45	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8 m situado como minimo a 1.250 m.
2	0.1	39	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8 m situado como minimo a 500 m.
2.5	0.2	31	Campo con muchas casas y arbolado de hasta 8 m situado como minimo a 250 m.
3	0.4	24	Pueblos, bosques y terreno accidentado y desigual.
3.5	0.8	18	Ciudades con edificios altos.
4	1.6	13	Grandes ciudades con edificios muy elevados.

Fuente: Villarubia, M. (2013). Ingeniería de la Energía Eólica. Libro. Editorial MARCOMBO S.A., España.

2.1.3.4. Variación de parámetros de Weibull con la altura

(Villarubia López, 2013) menciona que al conocer los parámetros de la distribución de Weibull, es posible ajustar dichos parámetros para diferentes niveles de altura siguiendo las siguientes ecuaciones:

$$k' = k * \left(\frac{1 - 0.088 * \ln \left(\frac{z}{z_0} \right)}{1 - 0.088 * \ln \left(\frac{z'}{z_0} \right)} \right) \quad (10)$$

$$c' = c * \left(\frac{z'}{z} \right)^\beta \quad (11)$$

$$\beta = \frac{0.37 - 0.088 * \ln(c)}{1 - 0.088 * \ln \left(\frac{z}{z_0} \right)} \quad (12)$$

Donde:

k y k' : Factores de forma para las alturas z y z' respectivamente.

c y c' : Factores de escala para las alturas z y z' respectivamente.

β : Coeficiente.

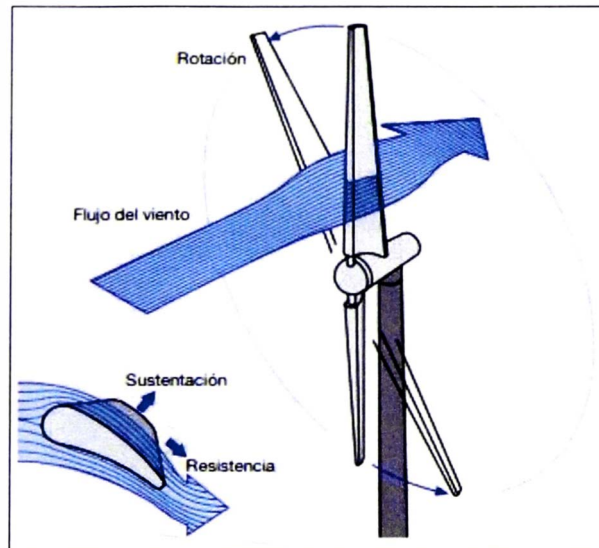
2.1.4. Aerogenerador

(ABB, 2012)¹⁴ señala que el aerogenerador es el dispositivo que transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica sin la necesidad del uso de combustible. El principio de funcionamiento del aerogenerador, Figura 18, se debe a la sustentación. Este principio se basa en la diferencia de presión que existen en las caras de los álabes del aerogenerador lo que ocasiona su rotación sobre el eje del buje.

¹⁴ ABB. (2012). Cuaderno de Aplicaciones Técnicas N° 12 Plantas Eólicas. *Informe Técnico*. España.

Figura 18

Principio de funcionamiento del Aerogenerador



Fuente: ABB. (2012). Cuaderno de Aplicaciones Técnicas N° 12 Plantas Eólicas. Informe Técnico. España.

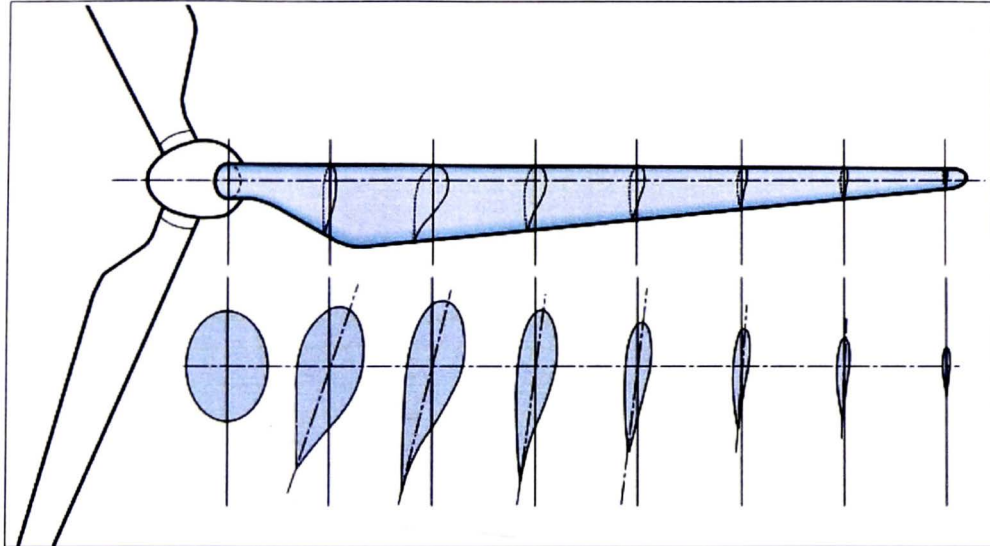
2.1.4.1. Rotor

El rotor, es el componente giratorio del aerogenerador mediante el cual se convierte la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación. El rotor se compone de las palas las cuales están conectadas al buje.

Las palas son los componentes que actúan con el viento y en el cual se produce la sustentación que ocasiona el giro del rotor. Las palas tienen que tener un perfil que permita maximizar su eficiencia aerodinámica.

Figura 19

Perfil de pala de Aerogenerador



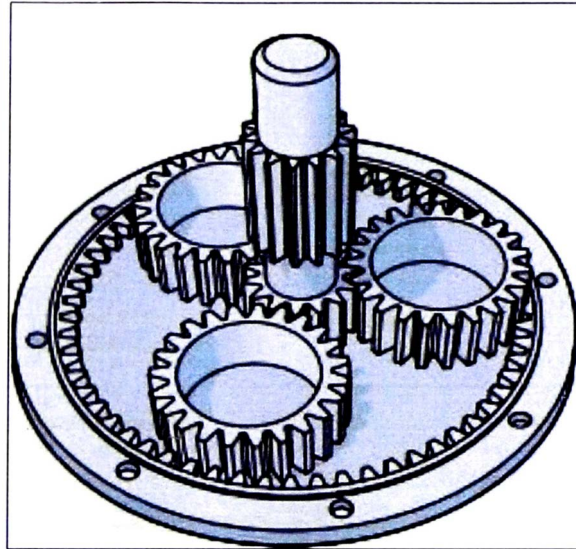
Fuente: ABB. (2012). Cuaderno de Aplicaciones Técnicas N° 12 Plantas Eólicas. *Informe Técnico*. España.

2.1.4.2. Caja de Engranajes

La caja de engranajes es el componente que se encuentra entre el rotor y el generador eléctrico. Este componente se encarga de aumentar la velocidad de giro del rotor a valores de operación de giro de los generadores eléctricos.

Figura 20

Composición de caja de engranajes de Aerogenerador



Fuente: ABB. (2012). Cuaderno de Aplicaciones Técnicas N° 12 Plantas Eólicas. Informe Técnico. España.

2.1.4.3. Generador Eléctrico

El generador eléctrico, es el componente del aerogenerador que se encarga de transformar la energía mecánica de rotación proveniente del rotor a energía eléctrica. La tensión generada por los aerogeneradores se realiza en baja tensión.

2.1.4.4. Transformador

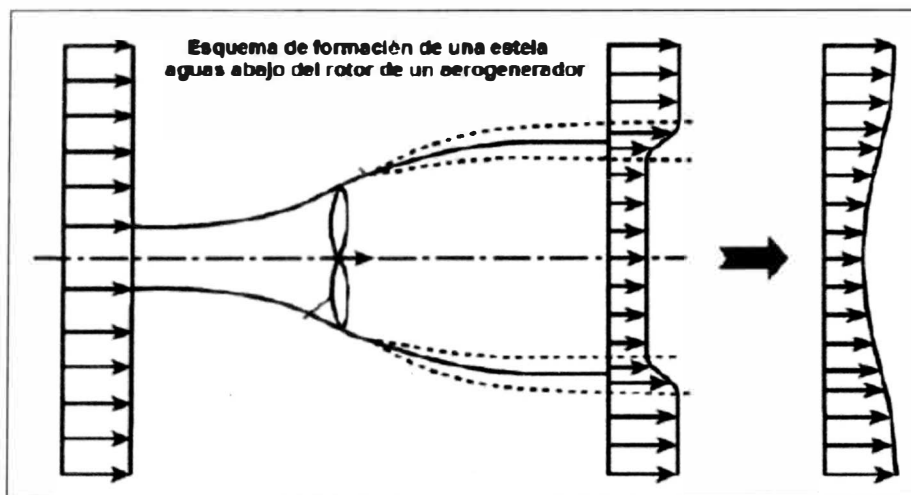
El transformador es el equipo que se encarga de elevar la tensión de baja tensión a valores de distribución de energía eléctrica.

2.1.4.5. Efecto Estela del Aerogenerador

(Villarubia López, 2013) menciona que es importante definir la ubicación de los aerogeneradores a fin de minimizar el efecto estela de los aerogeneradores que se encuentren aguas abajo. En la Figura 21 se detalla el proceso de formación del efecto estela que atraviesa el rotor de una máquina. Se observa que el viento a la salida del rotor presenta menor potencial eólico.

Figura 21

Proceso de formación del efecto estela

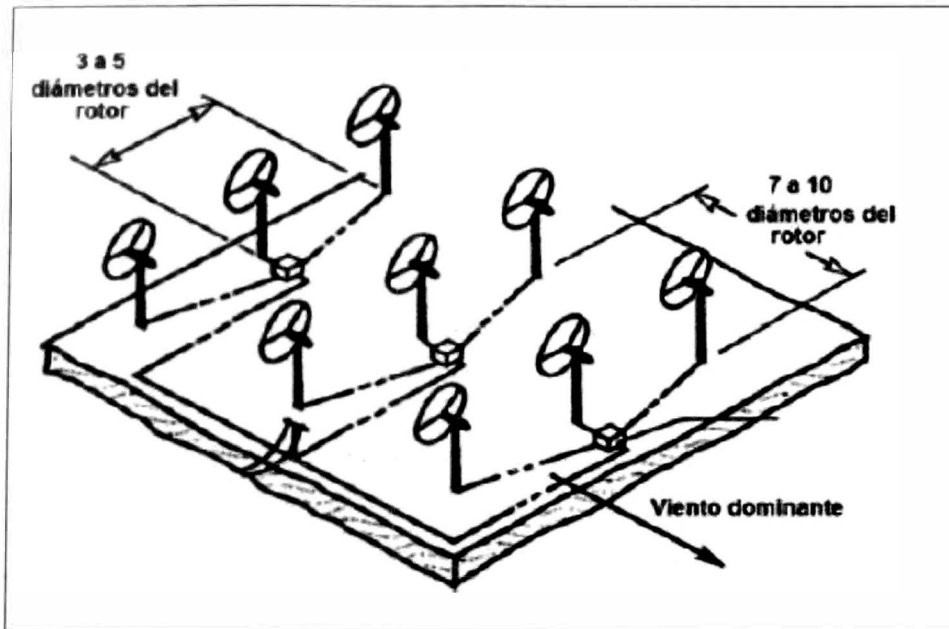


Fuente: Villarubia, M. (2013). Ingeniería de la Energía Eólica. Libro. Editorial MARCOMBO S.A., España.

A fin de minimizar el efecto estela en los aerogeneradores aguas abajo, (Villarubia López, 2013), recomienda una separación entre 3 a 5 veces el diámetro del aerogenerador en dirección perpendicular al viento dominante así como una separación de 7 a 10 veces el diámetro del aerogenerador en dirección al viento dominante. En la Figura 22 se representa lo anteriormente comentado.

Figura 22

Distancia de emplazamiento de aerogeneradores



Fuente: Villarubia, M. (2013). Ingeniería de la Energía Eólica. Libro. Editorial MARCOMBO S.A., España.

2.1.5. Costo Nivelado de Energía – LCOE

(Candela, 2021)¹⁵ en su investigación, define el Costo Nivelado de Energía (LCOE) como el costo de punto de equilibrio en el cual no se obtienen pérdidas ni ganancias. Éste valor de LCOE permite saber cuál es el precio mínimo de venta de energía con el cual un proyecto de energía sería rentable. Las unidades de medida del LCOE está expresado en dólares (USD) por Mega Watt hora (MWh). El LCOE permite comparar los costos de diferentes tipos de tecnologías debido a que sus unidades de medida se encuentran expresados en valores de energía.

¹⁵ Candela, D. (2021). Costo Nivelado de la Energía (LCOE): Nuevo enfoque para el análisis de proyectos de energía. *Trabajo de Maestría en Finanzas*. Universidad Torcuato Di Tella, Argentina.

Figura 23

Fórmula matemática del LCOE

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t + T_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

- I_t : Inversión en un periodo t
- M_t : Gastos de operación y mantenimiento en un periodo t
- F_t : Gastos de combustibles en un periodo t
- T_t : Gastos de transmisión en un periodo t
- E_t : Energía eléctrica generada en un periodo t
- r : Tasa de descuento
- n : Vida estimada del proyecto

Fuente: Candela, D. (2021). Costo Nivelado de la Energía (LCOE): Nuevo enfoque para el análisis de proyectos de energía. Trabajo de Maestría en Finanzas. Universidad Torcuato Di Tella, Argentina.

2.2. Marco Conceptual

2.2.1. Emplazamiento

Corresponde al lugar geográfico seleccionado para la instalación de los aerogeneradores.

2.2.2. Central

Es el grupo de aerogeneradores que en su totalidad define la potencia de generación eléctrica instalada dentro del emplazamiento.

2.2.3. Torre

Es el equipo que permite elevar la distancia respecto al suelo en la cual se ubica el rotor del aerogenerador.

2.2.4. Costos Marginal

Es el costo de la energía eléctrica generada en el SEIN.

2.2.5. Contrato

Corresponde al acuerdo suscrito entre los usuarios consumidores de energía eléctrica y las empresas suministradoras de energía.

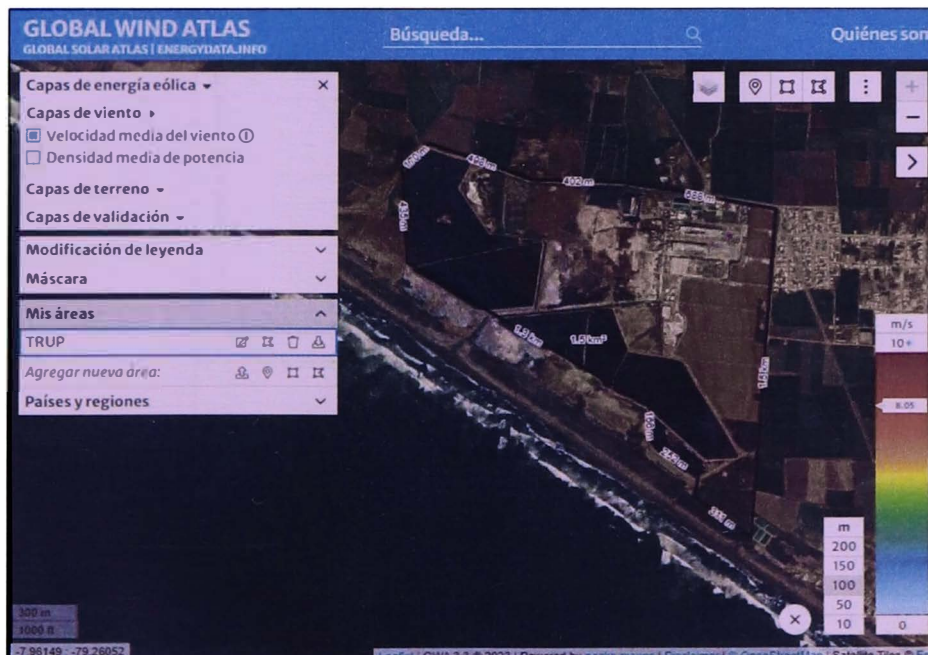
CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACION

3.1. Registros de velocidad de viento

El emplazamiento de la Central Eólica se encuentra dentro de las instalaciones de la empresa TRUPAL S.A.. Para los registros de la velocidad de viento se utilizó la data meteorológica de la herramienta Global Wind Atlas (en adelante "GWA"). En la Figura 24 se observa la ubicación de la totalidad del terreno de propiedad de la empresa TRUPAL S.A. en la herramienta GWA.

Figura 24

Ubicación TRUPAL S.A. en GWA

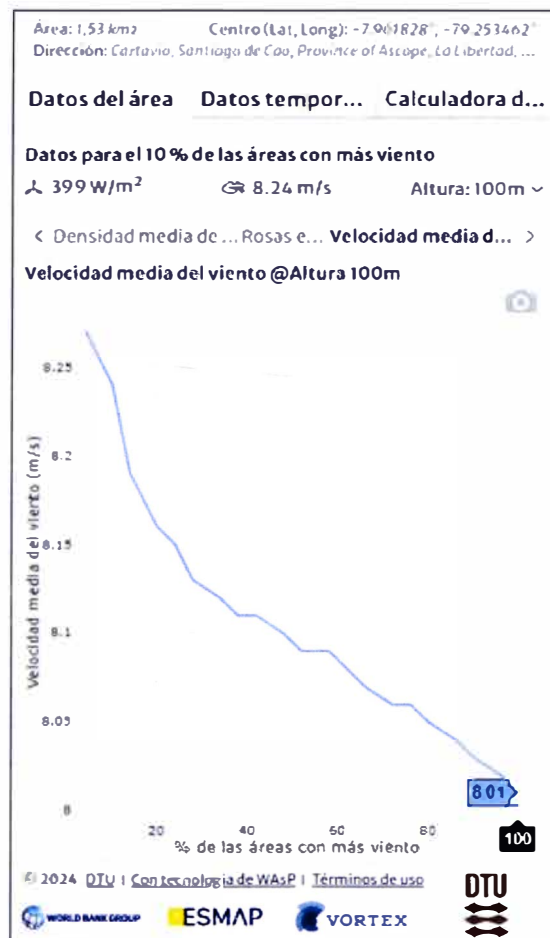


Fuente: Herramienta Global Wind Atlas

Asimismo, en la Figura 25, se muestra que el promedio de la velocidad del viento proporcionada por la herramienta GWA es superior a 8.01 m/s, alcanzando hasta un valor de 8.24m/s para el 10% del área con más viento.

Figura 25

Velocidad de viento en zona de emplazamiento



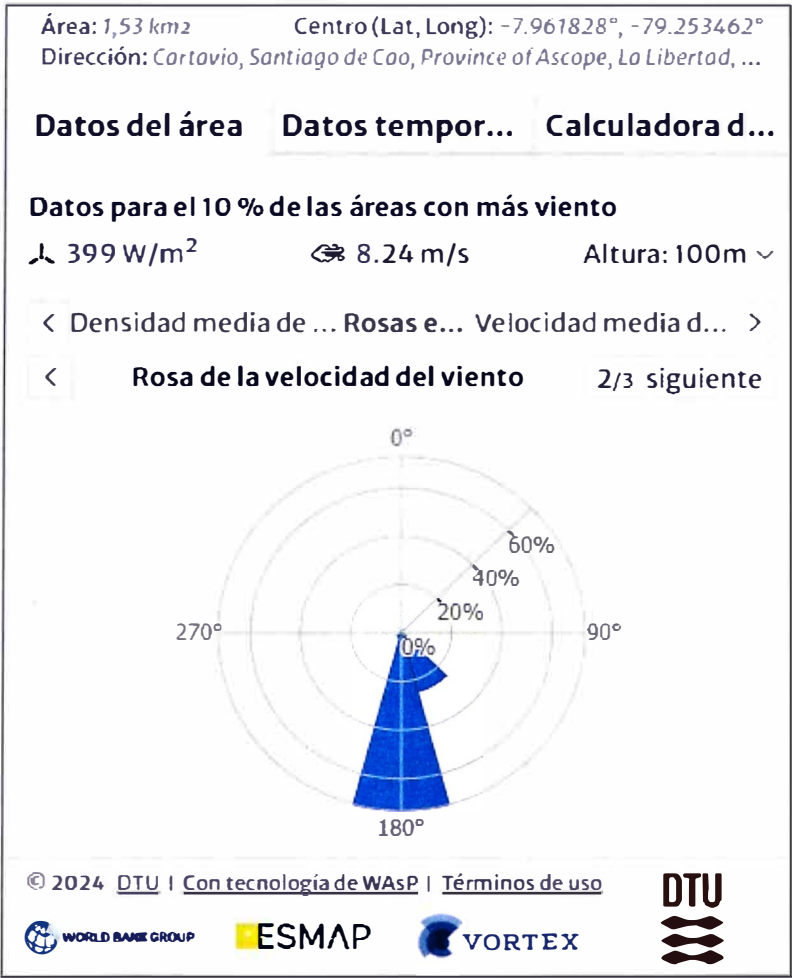
Fuente: Herramienta Global Wind Atlas

Adicionalmente a la velocidad del viento, la herramienta GWA nos muestra la Rosa de velocidad del viento. La Rosa de velocidad del viento nos informa que la dirección preponderante del viento en la zona de emplazamiento es en dirección de sur a norte. Este dato es de

importancia para el emplazamiento de las turbinas eólicas al momento de ubicar los aerogeneradores en dirección perpendicular a la velocidad del viento. En la Figura 26 se observa la Rosa de velocidad de vientos.

Figura 26

Rosa de vientos en zona de emplazamiento



3.2. Parámetros Ambientales

Conforme a lo establecido en la ecuación (1), la potencia del viento tiene relación directa con la densidad del viento. En ese sentido, se recurre a la ecuación de los gases ideales:

$$\rho = \frac{p}{R \cdot T} \quad (13)$$

Donde:

ρ : densidad del viento.

p : Presión del viento.

R : Constante de gases para el aire seco.

T : Temperatura ambiente.

De la ecuación anterior se nota que la densidad tiene directa relación con la presión y relación inversa con la temperatura ambiente.

Para hallar la presión se utiliza como referencia la presión de la zona de emplazamiento (43 m.s.n.m.) y la elevación del buje del aerogenerador. Se procede a utilizar la ecuación siguiente:

$$P = P_0 * e^{-u \cdot g \cdot h / RT} \quad (14)$$

Donde:

P_0 : Presión a 0 m.s.n.m..

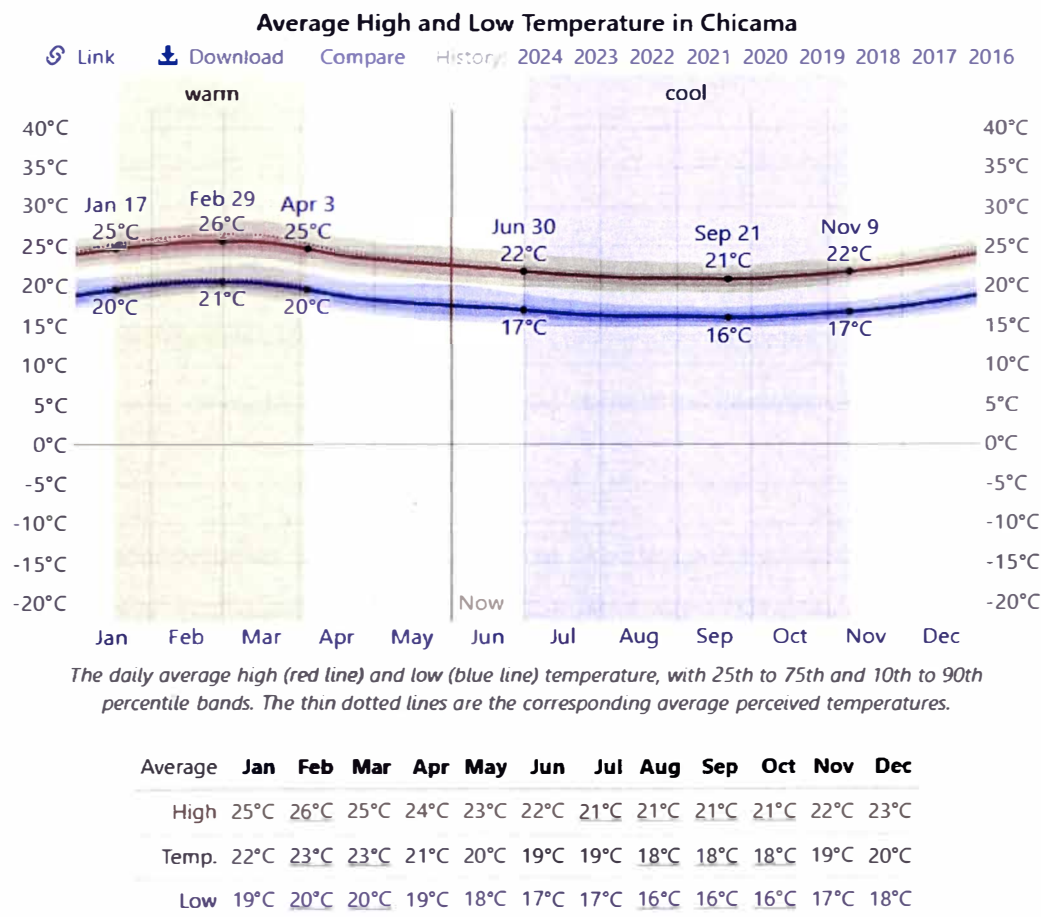
u : Masa molar del aire.

g : Aceleración de la gravedad

- h : Altura respecto al nivel del mar
- R : Constante de gases para el aire seco.
- T : Temperatura ambiente.

La temperatura correspondiente a la zona de emplazamiento para lo cual se tomará como referencia la temperatura disponible del distrito de Chicama. Los registros son los siguientes:

Figura 27
Temperatura ambiente de la zona de emplazamiento



Fuente: WaterSpark

Luego de hallar la densidad del viento de la zona de emplazamiento de los aerogeneradores, se procede a utilizar la siguiente ecuación:

$$P_c = \frac{\rho_c}{\rho_0} * P_0 \quad (15)$$

Donde:

P_c : Potencia Corregida del aerogenerador.

P_0 : Potencia de placa del aerogenerador.

ρ_c : Densidad corregida del viento

ρ_0 : Densidad del viento a 0 m.s.n.m.

3.3. Probabilidad de Velocidad del Viento

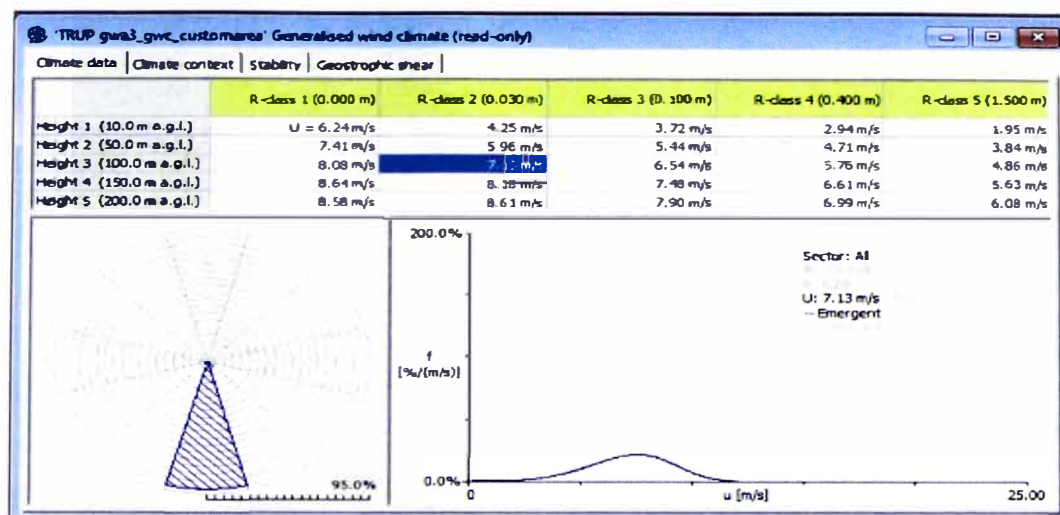
La probabilidad de velocidad del viento se obtiene al exportar los datos de la herramienta GWA de la zona de emplazamiento lo cual permite obtener los parámetros de factor de forma K y factor de escala C.

Para poder procesar la información que se exporta de la herramienta GWA se utiliza el software WasP el cual permitiría obtener el factor de forma y factor de escala de la zona de emplazamiento

En la Figura 28 se observa los resultados de factor de forma y factor de escala utilizando el software WasP. El factor de forma tiene un valor de 4.24 y el factor de escala tiene un valor de 7.80 m/s.

Figura 28

Factores de Distribución de Weibull



Fuente: Elaboración propia con uso de software WasP.

Con los valores obtenidos, se procederá a obtener los valores de velocidad media, factor de forma, factor de escala y rugosidad para diferentes alturas. En la Tabla 3 se observan los resultados para lo cual se utilizó las ecuaciones (10), (11) y (12).

Tabla 3

Factores de Weibull para diferentes alturas

z'(altura buje) m	Vprom'	K'	C'	B
m	m/s		m/s	
80	6.75	4.14	7.43	0.24
81	6.77	4.14	7.45	0.24
82	6.79	4.15	7.48	0.24
83	6.81	4.15	7.50	0.24
84	6.83	4.16	7.52	0.24
85	6.85	4.16	7.54	0.24
86	6.87	4.17	7.56	0.24
87	6.89	4.17	7.58	0.24
88	6.91	4.18	7.60	0.24
89	6.93	4.18	7.62	0.24
90	6.94	4.19	7.64	0.24

91	6.96	4.19	7.66	0.24
92	6.98	4.20	7.68	0.24
93	7.00	4.20	7.70	0.24
94	7.02	4.21	7.72	0.24
95	7.04	4.21	7.74	0.24
96	7.05	4.22	7.76	0.24
97	7.07	4.22	7.78	0.24
98	7.09	4.23	7.80	0.24
99	7.11	4.23	7.82	0.24
100	7.13	4.24	7.83	0.24
101	7.14	4.24	7.85	0.24
102	7.16	4.25	7.87	0.24
103	7.18	4.25	7.89	0.24
104	7.19	4.26	7.91	0.24
105	7.21	4.26	7.93	0.24
106	7.23	4.26	7.94	0.24
107	7.24	4.27	7.96	0.24
108	7.26	4.27	7.98	0.24
109	7.28	4.28	8.00	0.24
110	7.29	4.28	8.01	0.24
111	7.31	4.29	8.03	0.24
112	7.32	4.29	8.05	0.24
113	7.34	4.30	8.06	0.24
114	7.36	4.30	8.08	0.24
115	7.37	4.30	8.10	0.24
116	7.39	4.31	8.12	0.24
117	7.40	4.31	8.13	0.24
118	7.42	4.32	8.15	0.24
119	7.43	4.32	8.16	0.24
120	7.45	4.32	8.18	0.24
121	7.46	4.33	8.20	0.24
122	7.48	4.33	8.21	0.24
123	7.49	4.34	8.23	0.24
124	7.51	4.34	8.24	0.24
125	7.52	4.34	8.26	0.24
126	7.54	4.35	8.28	0.24
127	7.55	4.35	8.29	0.24
128	7.57	4.36	8.31	0.24
129	7.58	4.36	8.32	0.24
130	7.59	4.36	8.34	0.24

Fuente: Elaboración propia.

Con los valores obtenidos, se procederá al análisis de selección del aerogenerador y altura óptima de la torre para la central eólica.

3.4. Selección de Aerogenerador

De la revisión del catálogo de aerogeneradores, en la tabla 4 se detallan las características de las principales marcas que se tienen en el mercado:

Tabla 4

Características de Aerogeneradores

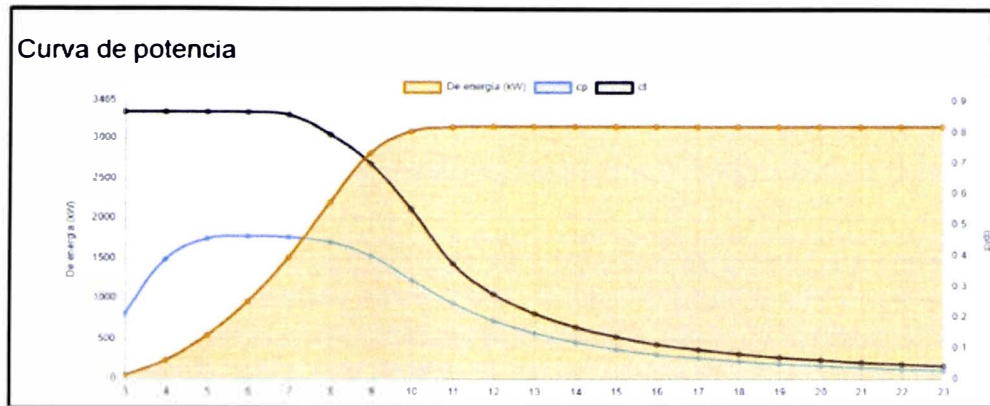
MARCA	MODELO	POTENCIA	ALTURA BUJE	DIAMETRO ROTOR	VELOCIDAD DE VIENTO DE ARRANQUE
		MW	m	m	m/s
Siemens	SWT-3.15-142	3.2	109	142	3
Gamesa	G132-3.3	3.3	114	132	3
GE	GE 3.4-137	3.4	110	137	3
Nordex	N131/3600 Delta	3.6	106	131	3

Fuente: Elaboración propia.

En las figuras siguientes se muestran las curvas de potencia de los aerogeneradores anteriormente señalados.

Figura 29

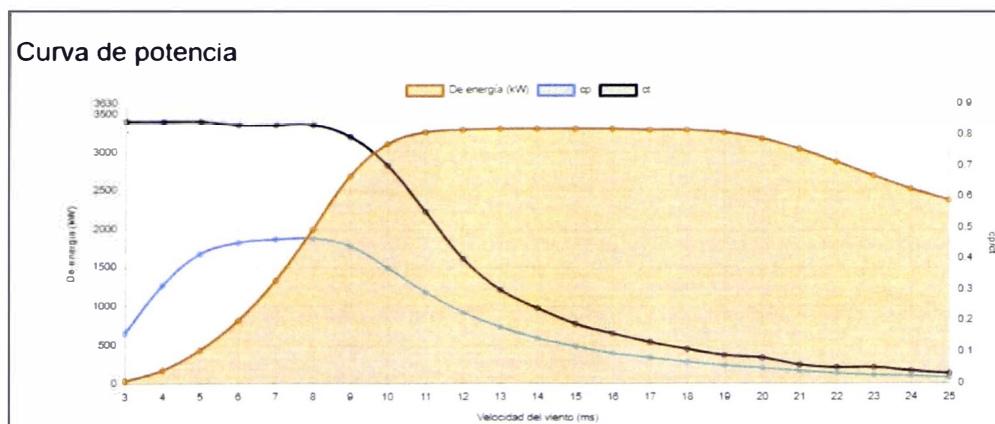
Curva de Potencia Aerogenerador Siemens SWT-3.15-142



Fuente: <https://es.wind-turbine-models.com>

Figura 30

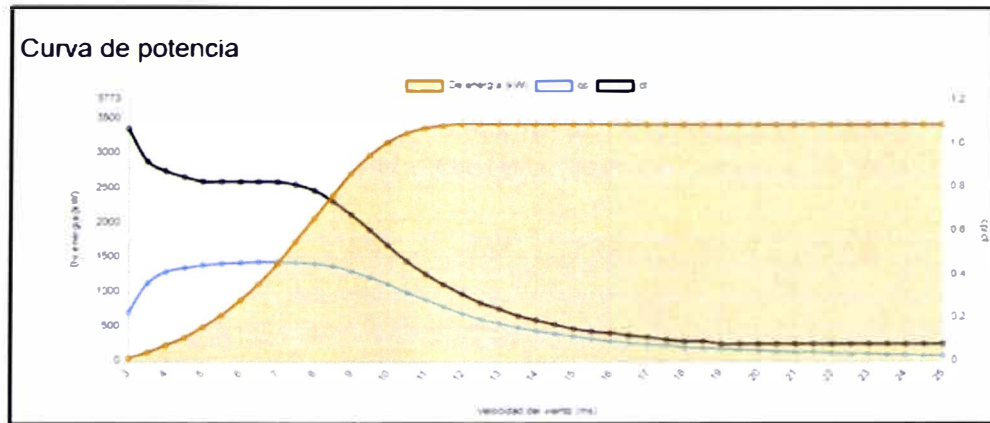
Curva de Potencia Aerogenerador Gamesa G132-3.3



Fuente: <https://es.wind-turbine-models.com>

Figura 31

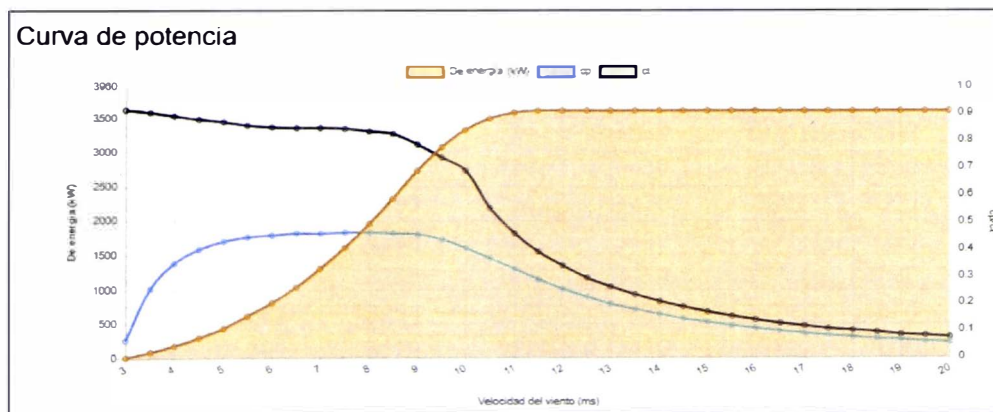
Curva de Potencia Aerogenerador GE GE 3.4-137



Fuente: <https://es.wind-turbine-models.com>

Figura 32

Curva de Potencia Aerogenerador Nordex N131/3600 Delta



Fuente: <https://es.wind-turbine-models.com>

Con los datos de potencia de placa de los aerogeneradores y los parámetros ambientales, se procede a calcular la Potencia corregida de los aerogeneradores seleccionados. Los registros de potencia corregida se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 5

Potencia corregida de los aerogeneradores

Viento m/s	AEROGENERADOR							
	Siemens		Gamesa		GE		Nordex	
	SWT-3.15-142		G132-3.3		GE 3.4-137		N131/3600 Delta	
	Potencia de Placa	Potencia Corregida	Potencia de Placa	Potencia Corregida	Potencia de Placa	Potencia Corregida	Potencia de Placa	Potencia Corregida
	KW	KW	KW	KW	KW	KW	KW	KW
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	55	54	36	35	54	53	15	15
4	239	235	168	165	234	230	184	181
5	549	539	433	425	497	488	443	435
6	968	951	815	801	880	865	805	791
7	1522	1496	1326	1303	1407	1383	1298	1276
8	2202	2164	1991	1956	2060	2024	1946	1912
9	2816	2767	2678	2632	2709	2662	2727	2680
10	3090	3036	3103	3049	3156	3101	3327	3269
11	3145	3091	3254	3198	3368	3310	3580	3518
12	3150	3095	3290	3233	3421	3362	3600	3538
13	3150	3095	3300	3243	3430	3371	3600	3538
14	3150	3095	3299	3242	3430	3371	3600	3538
15	3150	3095	3299	3242	3430	3371	3600	3538
16	3150	3095	3299	3242	3430	3371	3600	3538
17	3150	3095	3288	3231	3430	3371	3600	3538
18	3150	3095	3288	3231	3430	3371	3600	3538
19	3150	3095	3254	3198	3430	3371	3600	3538
20	3150	3095	3179	3124	3430	3371	3600	3538
21	3150	3095	3049	2996	3430	3371	3600	3538
22	3150	3095	2876	2826	3430	3371	3600	3538
23	3150	3095	2691	2644	3430	3371	3600	3538
24	3150	3095	2520	2476	3430	3371	3600	3538
25	3150	3095	2381	2340	3430	3371	3600	3538

Fuente: Elaboración propia.

Considerando los datos de Potencia corregida de los aerogeneradores y la distribución de probabilidad de velocidad del viento, se procede a calcular la producción de energía anual de cada aerogenerador para lo cual en la Tabla 6 se obtiene la producción anual y el factor de planta de cada modelo evaluado.

Tabla 6

Calculo de producción de aerogeneradores

MARCA	MODELO	POTENCIA	VELOCIDAD PROMEDIO	FACTOR DE FORMA "K"	FACTOR DE ESCALA "C"	PRODUCCION BRUTA	FACTOR DE PLANTA
		MW	m/s		m/s	GWh	%
Siemens	SWT-3.15-142	3.2	7.28	4.28	8.00	15.06	54.6%
Gamesa	G132-3.3	3.3	7.36	4.30	8.08	14.24	49.3%
GE	GE 3.4-137	3.4	7.29	4.28	8.01	14.52	48.7%
Nordex	N131/3600 Delta	3.6	7.23	4.26	7.94	13.88	44.0%

Fuente: Elaboración propia.

De los resultados, se observa que la mejor alternativa a instalar sería el aerogenerador SIEMENS SWT-3.15-142 de potencia 3.2MW. Esta turbina sería la mejor pues presenta el mejor factor de planta que sería de 54.6%.

3.5. Emplazamiento de Aerogeneradores

Teniendo en cuenta el modelo de Aerogenerador seleccionado en el cual se detallan sus características técnicas en la Tabla 8, se procede a realizar la distribución de ubicación de los aerogeneradores dentro del terreno de propiedad de TRUPAL.

En la Figura 33 se muestran la ubicación de los aerogeneradores.

Figura 33

Ubicación aerogeneradores



Fuente: Elaboración propia.

3.6. Evaluación de Producción Energética

3.6.1. Pérdidas Técnicas y Operacionales

Los valores de producción bruta se tienen que descontar las pérdidas que se presenten durante la operación del parque eólico.

- Disponibilidad del aerogenerador: corresponde a las operaciones de mantenimiento de los aerogeneradores.
- Disponibilidad del parque: corresponde a las operaciones de mantenimiento de todas las instalaciones del parque eólico. Asimismo, se incluyen indisponibilidad sujeta a eventos e imprevistos durante la operación del parque.
- Incumplimiento de la curva de potencia: La curva de potencia de los aerogeneradores otorgadas por los fabricantes corresponden a los datos de desarrollo en fábrica por lo que las curvas de potencia deben ser ajustada a datos de emplazamiento.
- Suciedad y degradación de palas: Estas pérdidas se deben a que las palas de los aerogeneradores están expuestas al ambiente por lo que su superficie está expuesta a la suciedad y por ello pierde su eficiencia aerodinámica.
- Pérdidas eléctricas: Corresponde a las pérdidas por transporte de energía eléctrica hasta el punto de consumo de la subestación principal del parque.

En las tablas, tabla 7 y la tabla 8, se muestran los factores de producción y pérdidas por estelas del parque eólico:

Tabla 7*Factores de Pérdidas Técnicas y Operacionales*

CONCEPTO	FACTOR
Disponibilidad del Aerogenerador	0.97
Disponibilidad del Parque	0.99
Incumplimiento de la curva de Potencia	0.97
Suciedad y degradación de palas	0.99
Pérdidas eléctricas	0.97
TOTAL	0.899

Fuente: Elaboración propia.**Tabla 8***Factores de Pérdidas por Estelas*

PERDIDAS POR ESTELAS	FACTOR
Parque Eólico TRUPAL	0.95
Parques Eólicos Vecinos	1
TOTAL	0.95

Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta que la zona de emplazamiento está muy cercano al mar, no se tendrían parques eólicos cercanos motivo por el cual el Factor de Parques Eólicos Vecinos es 1.

3.6.2. Producción de Energía del Parque Eólico

En la Tabla 9 se detallan los resultados de producción de energía del parque eólico:

Tabla 9

Resultados Energéticos de configuración del Parque Eólico

CONCEPTO	VALOR
Modelo Aerogenerador	SWT-3.15-142
N° Aerogeneradores	3
Altura Buje (m)	109
Diámetro del Rotor (m)	142
Potencia Unitaria (MW)	3.15
Potencia Parque Eólico (MW)	9.45
Producción Bruta (MWh/Año)	45,185.73
Pérdidas por Estelas (%)	5.00%
Pérdidas Técnicas y Operacionales (%)	10.10%
Producción Neta (MWh/Año)	38,592.10
Factor de Planta	46.62%

Fuente: Elaboración propia.

3.7. Evaluación Económica

3.7.1. Inversión – CAPEX

En la tabla 10 se detallan los costos de inversión - CAPEX del parque eólico:

Tabla 10

Costos de Inversión - CAPEX del Parque Eólico

Concepto	Importe	Importe	Porcentaje
	US\$/MW	US\$	%
Coste de Desarrollo	18,141.2	171,434.4	1%
Campaña de Medidas	1,750.0	16,537.5	10%
Permisos y estudios etapa de ingeniería	15,388.1	145,417.7	85%
Permisos y estudios etapa de construcción	1,003.1	9,479.2	6%
Coste de Aerogeneradores	993,056.0	9,384,379.2	73%
Coste llave en mano	352,901.7	3,334,921.0	26%
Impuestos	68,542.0	647,721.9	19%
Caminos internos y plataformas	40,345.0	381,260.3	11%
Cimentaciones del aerogenerador	69,628.0	657,984.6	20%
Torre de parque	12,698.4	120,000.0	4%
Instalación eléctrica de media tensión	23,689.0	223,861.1	7%

Subestación elevadora parque Eólico	67,284.0	635,833.8	19%
Línea de evacuación de alta tensión	-	-	0%
Instalaciones temporales	9,722.0	91,872.9	3%
Seguridad y salud en las obras	4,630.0	43,753.5	1%
Gestión de residuos	1,929.0	18,229.1	1%
Control de calidad	3,858.0	36,458.1	1%
Otros	13,370.0	126,346.5	4%
Contingencias (3%)	37,206.3	351,599.4	11%
Total de CAPEX	1,364,098.9	12,890,734.6	100%

Fuente: Elaboración propia.

El presupuesto aproximado de construcción del Parque eólico es de 12,890,734.6 US\$.

Los conceptos utilizados son los siguientes:

- Coste de Desarrollo: se considera dentro del costo de desarrollo lo correspondiente a la campaña de medidas de registros del viento y para los permisos y estudios de ingeniería y construcción
- Coste de Aerogeneradores: representa el 73% del total de CAPEX.
- Coste de Llave en mano: representa el 26% del total de CAPEX. Estos costos consideran las actividades necesarias para llegar a la entrada en operación del parque eólico, esto incluye la asignación de contingencias para gastos imprevistos y la instalación de torre de parque.

3.7.2. Costos de Operación – OPEX

En la tabla 11 se detallan los costos de Operación – OPEX del parque eólico:

Tabla 11

Costos de Operación - OPEX del Parque Eólico

Concepto	Importe	Importe	Porcentaje
	US\$/MW	US\$	%
WTGs Contrato O&M	8,250.0	77,962.5	32%
Terrenos	1,400.0	13,230.0	5%
Contrato de Servicios de Gestión	1,500.0	14,175.0	6%
O&M BoP	3,000.0	28,350.0	12%
Seguros	2,500.0	23,625.0	10%
Servicios Ambientales	1,000.0	9,450.0	4%
Auditorias	500.0	4,725.0	2%
Electricidad	1,000.0	9,450.0	4%
Impuestos	3,070.0	29,011.5	12%
Otros (Impuestos locales + otros)	3,000.0	28,350.0	12%
Contingencias (3%)	756.6	7,149.9	3%
Total de OPEX	-	245,478.9	100%

Fuente: Elaboración propia.

El presupuesto aproximado de costos de operación anual del Parque eólico es de 245,478.9 US\$-Año. Los principales conceptos utilizados son los siguientes:

- WTGs Contrato O&M: se han estimado costes anuales variables de mantenimiento y operación de los aerogeneradores. Se ha considerado precios de O&M denominados como “Full Scope”, incluyendo el mantenimiento preventivo de todos los elementos que componen las diferentes partes del aerogenerador (incluyendo los equipos eléctricos, hidráulicos y electromecánicos), mantenimiento correctivo (incluyendo repuestos de componentes mayores y menores, consumibles, suministros, mano de obra, soporte técnico, herramientas

y equipos necesarios, grúas), actualizaciones de Software, informes mensuales, vigilancia remota en tiempo real.

- O&M BoP: Corresponde a los costos de Operación y Mantenimiento del parque eólico a excepción del aerogenerador. Los costos incluyen los mantenimientos de caminos internos, drenaje y mantenimiento de la subestación eléctrica y centro de control, así como el mantenimiento de toda la infraestructura eléctrica.
- Impuestos: incluye el monto total resultante de los varios impuestos considerados: Gastos de generación, Tasa Osinergim, Tasa Minem, Tasa OEFA, Pago a REP, Pagos COES, y tasas Municipales.
- Terrenos: incluye los gastos de los terrenos destinados a servidumbre, caminos y otros imprevistos.
- Contrato servicios de gestión: se refiere a servicios de supervisión técnica, administración, cumplimiento normativo y gestión operativa a lo largo de la vida del proyecto.
- Seguros: Incluye las primas de seguros para proteger los activos del parque eólico. Puede incluir seguros tales como Seguro de daños materiales, Seguro de interrupción del negocio o Seguro de responsabilidad civil.
- Auditoria: Este costo está destinado a cubrir los servicios de auditoría requeridos para el proyecto. Auditorías financieras (revisión de cuentas y estados financieros del proyecto), auditorías técnicas (evaluación del rendimiento y operación de los aerogeneradores y otros equipos), y posibles auditorías regulatorias para asegurar el cumplimiento de normativas del sector energético.

- Electricidad: Corresponde al consumo interno de electricidad necesario para operar el parque eólico
- Otros: se considera los gastos relacionados a gastos legales, bancarios, comunicación, internet, consultoría.

3.7.3. Costos Nivelado de la Energía – LCOE

Luego de haber determinado los Costos de Inversión, Costos de Operación y la Producción del Parque Eólico durante el período de vida útil, se procede a calcular el LCOE – Costo Nivelado de Energía.

Para la determinación del LCOE, se utilizó la tasa de descuento del 10% el cual corresponde al WACC de la empresa TRUPAL.

En la tabla 12 se tiene los resultados de cálculo del LCOE:

Tabla 12

LCOE del Parque Eólico

Concepto	Unidad	Importe
CAPEX	US\$	12,890,734.6
	US\$/MW	1,364,098.9
OPEX	US\$/Año	245,478.9
	US\$/kW-Año	26.0
Producción Neta (1 Año)	MWh	38,592.1
Cálculo LCOE (Costo Nivelado de Energía)		
Valor Presente CAPEX	US\$	12,890,734.5
Valor Presente OPEX	US\$	2,749,957.1
Valor Presente Energía	MWh	363,804.4
LCOE	US\$/MWh	43.0

Fuente: Elaboración propia.

De los resultados, se observa que el LCOE del Parque Eólico es de 43.0 US\$/MWh.

Este resultado nos indicaría que el Costo de Producción del Parque Eólico, resulta menor del Costo Medio de Compra de Energía del suministrador ENGIE.

3.7.4. Determinación del Ahorro

Considerando las tarifas de suministro eléctrico a diciembre 2023, se procede a realizar los cálculos de costos de suministro eléctrico actual que mantiene TRUPAL con la empresa ENGIE. Los costos de facturación considerando la energía que aportaría la Central eólica es la siguiente:

Tabla 13

Costos de suministro de energía de ENGIE

FACTURAS		TRUPAL - DICIEMBRE 2023			
SUMINISTRO DE ELECTRICO	Cantidad	Unidad	Precio	Unidad	Total
Energía HP	804,002	kWh	35.04	US\$/MWh	28,172
Energía HFP	2,412,006.07	kWh	35.04	US\$/MWh	84,517
Potencia	5,103	Kw	5.85	US\$/ kW-	29,853
Peaje Principal de Transmision (PCSPT)	5,103	Kw	34.16	S//kW-	174,303
Peaje Secundario Area de Demanda 7 en MAT	3,216,008	kWh	1.78	ctm S//kWh	57,239
Peaje Secundario Area de Demanda 15 en MAT	3,216,008	kWh	0.22	ctm S//kWh	7,140
Exceso de Energía Reactiva	-	Kvar	-	ctm S//kVar-h	-
Peaje Distribucion MT -HP	-	Kw	-	S// kW-	-
Peaje Distribucion MT -HFP	-	Kw	-	S// kW-	-

Cargo por alumbrado público	-	-	-	-
Cargo Fijo	-	-	-	-
Mtto. y Resposición de la Conexión	-	-	-	-
Electrificación rural	3,216,008	kWh	9.90 S//MWh	31,838
Fise	3,216,008	kWh	1.0338 ctmS//kWh	33,247
Fose	3,216,008	kWh	0.8415 ctmS//kWh	27,062
Facturación Total (S/.)				865,360
Facturación Total (USD)				230,763
Costo Medio (US\$/MWh)				72

Fuente: Elaboración propia.

Los costos mensuales de generación del Parque Eólico es el siguiente:

Tabla 14

Costos mensual de generación eléctrica

SUMINISTRO DE ELECTRICO	Cantidad	Unidad
Energía Generada	3,216,008	kWh
Costos OPEX - Anual	245,479	USD - Año
Costos OPEX - Mensual	20,457	USD - Mes
Costos OPEX (USD)	20,457	USD

Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta los gastos de suministro eléctrico sin la central eólica y los gastos en los que incurriría la empresa por la generación de energía, se determina el ahorro mensual por la autogeneración de energía con la central eólica

Tabla 15

Determinación del ahorro

SUMINISTRO DE ELECTRICO	Cantidad	Unidad
Costyo Mensual Suministro ENGIE	230,763	USD
Costos OPEX	20,457	USD
Ahorro Mensual	210,306	USD
Ahorro Anual	2,523,672	USD

Fuente: Elaboración propia.

Se observa que la implementación de la central eólica conllevaría un ahorro mensual de 210,306.00 USD y hasta un ahorro anual de 2,523,672.00 USD.

3.7.5. Flujo de Caja Económico

Teniendo en cuenta los costos de Inversión – CAPEX y los Costos de Operación y Mantenimiento - OPEX, se procede a realizar el flujo de caja económico del proyecto durante su período de vida de 30 años.

En la Tabla 16 se tiene el Flujo de caja económico.

Tabla 16

Flujo Económico del Parque Eólico

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ESTADO DE GANANCIAS Y PERDIDAS (Mil. USD)											
+Ingresos											
Energía (MWh)		38,592	38,592	38,592	38,592	38,592	38,592	38,592	38,592	38,592	38,592
Tarifa (\$/MWh)		72	74	76	79	81	83	86	89	91	94
Ingresos Central Eolica (Mil. US\$)		2,779	2,862	2,948	3,036	3,127	3,221	3,318	3,417	3,520	3,625
- Egresos											
O&M		(245)	(250)	(255)	(261)	(266)	(271)	(276)	(282)	(288)	(293)
Depreciación		(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)
Total Egresos (Mil. US\$)		(675)	(680)	(685)	(690)	(695)	(701)	(706)	(712)	(717)	(723)
Utilidad antes Impuestos (Mil. US\$)		2,103	2,182	2,263	2,346	2,432	2,520	2,612	2,706	2,803	2,902
Impuestos a Renta (Mil. US\$)		(621)	(644)	(668)	(692)	(717)	(744)	(770)	(798)	(827)	(856)
Utilidad despues Imp. (Mil. US\$)		1,483	1,538	1,595	1,654	1,715	1,777	1,841	1,908	1,976	2,046
EBITDA (Miles \$)		2,533	2,612	2,692	2,776	2,862	2,950	3,041	3,135	3,232	3,332
FLUJO DE CAJA OPERATIVO (Mil. USD)											
+ EBITDA		2,533	2,612	2,692	2,776	2,862	2,950	3,041	3,135	3,232	3,332
- Impuestos a la Renta		(621)	(644)	(668)	(692)	(717)	(744)	(770)	(798)	(827)	(856)
Flujo de Caja		1,913	1,968	2,025	2,084	2,144	2,207	2,271	2,337	2,406	2,476
FLUJO ECONÓMICO (Mil. USD)											
Flujo Caja Operativo		1,912.6	1,967.9	2,024.9	2,083.7	2,144.2	2,206.6	2,270.9	2,337.2	2,405.5	2,475.9
Inversión	(12,890.7)										
Flujo Caja Económico	(12,890.7)	1,912.6	1,967.9	2,024.9	2,083.7	2,144.2	2,206.6	2,270.9	2,337.2	2,405.5	2,475.9

Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
ESTADO DE GANANCIAS Y PERDIDAS (Mil. USD)										
+Ingresos										
Energía (MWh)	38,592	38,592	38,592	38,592	38,592	38,592	38,592	38,592	38,592	38,592
Tarifa (\$/MWh)	97	100	103	106	109	112	116	119	123	126
Ingresos Central Eolica (Mil. US\$)	3,734	3,846	3,962	4,081	4,203	4,329	4,459	4,593	4,730	4,872
- Egresos										
O&M	(299)	(305)	(311)	(318)	(324)	(330)	(337)	(344)	(351)	(358)
Depreciación	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)
Total Egresos (Mil. US\$)	(729)	(735)	(741)	(747)	(754)	(760)	(767)	(773)	(780)	(787)
Utilidad antes Impuestos (Mil. US\$)	3,005	3,111	3,221	3,333	3,449	3,569	3,692	3,819	3,950	4,085
Impuestos a Renta (Mil. US\$)	(887)	(918)	(950)	(983)	(1,018)	(1,053)	(1,089)	(1,127)	(1,165)	(1,205)
Utilidad despues Imp. (Mil. US\$)	2,119	2,194	2,271	2,350	2,432	2,516	2,603	2,693	2,785	2,880
EBITDA (Miles \$)	3,435	3,541	3,650	3,763	3,879	3,999	4,122	4,249	4,380	4,515
FLUJO DE CAJA OPERATIVO (Mil. USD)										
+ EBITDA	3,435	3,541	3,650	3,763	3,879	3,999	4,122	4,249	4,380	4,515
- Impuestos a la Renta	(887)	(918)	(950)	(983)	(1,018)	(1,053)	(1,089)	(1,127)	(1,165)	(1,205)
Flujo de Caja	2,548	2,623	2,700	2,780	2,861	2,946	3,033	3,122	3,215	3,310
FLUJO ECONÓMICO (Mil. USD)										
Flujo Caja Operativo	2,548.4	2,623.2	2,700.2	2,779.6	2,861.5	2,945.8	3,032.7	3,122.3	3,214.5	3,309.6
Inversión										
Flujo Económico	2,548.4	2,623.2	2,700.2	2,779.6	2,861.5	2,945.8	3,032.7	3,122.3	3,214.5	3,309.6

Año	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
ESTADO DE GANANCIAS Y PERDIDAS (Mil. USD)										
+Ingresos										
Energía (MWh)	38,592	38,592	38,592	38,592	38,592	38,592	38,592	38,592	38,592	38,592
Tarifa (\$/MWh)	130	134	138	142	146	151	155	160	165	170
Ingresos Central Eólica (Mil. US\$)	5,019	5,169	5,324	5,484	5,648	5,818	5,992	6,172	6,357	6,548
+Beneficio TOTAL										
Beneficio TOTAL (Mil. US\$)	5,019	5,169	5,324	5,484	5,648	5,818	5,992	6,172	6,357	6,548
- Egresos										
O&M	(365)	(372)	(380)	(387)	(395)	(403)	(411)	(419)	(427)	(436)
Depreciación	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)
Total Egresos (Mil. US\$)	(794)	(802)	(809)	(817)	(825)	(832)	(840)	(849)	(857)	(866)
Utilidad antes Impuestos (Mil. US\$)	4,224	4,367	4,515	4,667	4,824	4,985	5,152	5,323	5,500	5,682
Impuestos a Renta (Mil. US\$)	(1,246)	(1,288)	(1,332)	(1,377)	(1,423)	(1,471)	(1,520)	(1,570)	(1,623)	(1,676)
Utilidad despues Imp. (Mil. US\$)	2,978	3,079	3,183	3,290	3,401	3,515	3,632	3,753	3,878	4,006
EBITDA (Miles \$)	4,654	4,797	4,945	5,097	5,254	5,415	5,582	5,753	5,930	6,112
FLUJO DE CAJA OPERATIVO (Mil. USD)										
+ EBITDA	4,654	4,797	4,945	5,097	5,254	5,415	5,582	5,753	5,930	6,112
- Impuestos a la Renta	(1,246)	(1,288)	(1,332)	(1,377)	(1,423)	(1,471)	(1,520)	(1,570)	(1,623)	(1,676)
Flujo de Caja	3,408	3,509	3,613	3,720	3,831	3,944	4,062	4,183	4,307	4,436
FLUJO ECONÓMICO (Mil. USD)										
Flujo Caja Operativo	3,407.7	3,508.6	3,612.7	3,720.0	3,830.5	3,944.4	4,061.8	4,182.7	4,307.4	4,435.8
Inversión										
Flujo Económico	3,407.7	3,508.6	3,612.7	3,720.0	3,830.5	3,944.4	4,061.8	4,182.7	4,307.4	4,435.8

Fuente: Elaboración propia.

3.7.6. Indicadores de Rentabilidad

Con el flujo de caja económico desarrollado en la tabla 12, se procede a calcular los indicadores de rentabilidad TIR, VAN, Periodo de Recuperación Simple y Periodo de Recuperación Descontado del Parque Eólico.

En la Tabla 17 se detallan los resultados obtenidos a los indicadores de Rentabilidad.

Tabla 17

Indicadores de Rentabilidad del Parque Eólico

Indicador	Unidad	Importe
WACC	%	10%
TIR	%	17%
VAN	Mil. US\$	10,457.5
PAYBACK SIMPLE	años	6.2
PAYBACK DESCONTADO	años	9.8

Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSION DE RESULTADOS

La ubicación de la empresa papelera es muy buena para la implementación del parque eólico, se observa que la velocidad promedio del viento a 100 metros de altura es de 7.13m/s. Asimismo, la ubicación cercana al mar, contribuye a la generación de energía eólica debido a la menor incidencia de la orografía del terreno pues la misma presentaría bajos efectos debido a la rugosidad. En esa línea se observa que el factor de forma a 100 metros de altura es de 4.24.

De la evaluación del modelo de aerogenerador que permitiría la mayor producción de energía, el modelo Siemens SWT-3.15-142, es el aerogenerador que obtendría un factor de planta en bornes del generador de hasta 54.6%. Asimismo, teniendo en cuenta que la altura de la torre del aerogenerador seleccionado es de 109m, se observa que los valores de factor de escala y factor de forma, luego de aplicar las fórmulas de distribución de Weibull, se obtienen valores de 4.28 m/s y 8.00 respectivamente.

Por otro lado, luego de tener los datos de altura y diámetro del modelo del aerogenerador seleccionado, se verificó que la distribución de los aerogeneradores permitiría reducir el efecto estela del viento. Además, se observa que los aerogeneradores seleccionados se ubicarían en su totalidad dentro de los terrenos de la empresa papelera.

La aplicación de los factores de pérdidas técnicas y operacionales son de importancia para evaluar la producción a largo plazo del parque eólico. Con la aplicación de los factores de: disponibilidad, incumplimiento de curva de potencia, suciedad y degradación y pérdidas eléctricas; las pérdidas de producción técnica y operacionales totales ascenderían hasta un 10.1%. Además, considerando las pérdidas por efecto estela, las pérdidas totales ascenderían hasta 15.1%. Con ello, la producción neta del parque eólico sería de 38,592.10 MWh/Año y tendría un factor de planta de 46.62%.

De la evaluación de los costos de inversión CAPEX, la inversión total del parque eólico asciende a 12,890,734 US\$. Del monto total, se observa que la partida correspondiente a los costos de aerogeneradores, representa el 73% del monto de inversión, seguido de los costos de llave en mano con un 26% el cual estaría mayormente representado por los costos de cimentaciones de aerogeneradores y subestación eléctrica. Dentro de los costos de Operación OPEX, se observa que los costos de producción del parque eólico ascenderían a un monto anual de 245,478 US\$.

Luego de evaluar la generación del parque eólico y con los costos CAPEX y OPEX, se determinó el LCOE considerando la vida útil de 30 años. El LCOE obtenido es de 43 US\$/MWh.

Para poder cuantificar el ahorro que se obtendría por la implementación del parque eólico, se procedió a reproducir una facturación de energía de la empresa papelera considerando como primer caso un escenario sin el parque eólico, luego de ello, se evaluó el escenario con el parque eólico y de los resultados obtenidos se muestra que se obtendría un ahorro mensual de 210,306 US\$ y un ahorro anual de hasta 2,523,672 US\$.

Con la evaluación del flujo de caja económico del parque eólico, se obtienen los principales indicadores de rentabilidad del proyecto los cuales son: VAN, TIR y Periodo de Retorno Descontado, se observa que el proyecto arroja un VAN positivo el cual asciende a 10,457,500 US\$, el TIR sería de 17% y el periodo de retorno descontado sería de 9.8 años.

CONCLUSIONES

El Factor de Planta del parque eólico está por encima de los factores de planta de los parques eólicos que actualmente operan en el SEIN.

El LCOE del parque eólico está por debajo del costo medio del suministro de energía de la red el cual es de 72 US\$/MWh. Con ello se observa que, de incrementarse los costos de energía de la red, la implementación del parque eólico, conllevaría a importantes beneficios para la industria.

Con los indicadores económicos obtenidos, se concluye que con la implementación del parque eólico se obtendría beneficios económicos debido a que el VAN positivo y el TIR superior al WACC son indicadores de viabilidad del proyecto. Asimismo, el período de recuperación es aceptable para la industria.

Con el presente trabajo de investigación, se logra demostrar que la implementación del parque eólico permitiría reducir los costos operativos de la industria papelera.

RECOMENDACIONES

Se recomienda iniciar la campaña para la medición de viento por un periodo de 1 año. Dentro de las opciones que se tienen se recomienda implementar torres de medición de viento cuya altura es de 100m la cual ayudaría con las gestiones de financiamiento del proyecto.

Se recomienda evaluar el impacto ambiental que tendría la implementación del parque eólico.

Luego de contar con los registros de velocidad del viento, se recomienda realizar los cálculos de producción de energía. De ser necesario es posible optar por otro modelo de aerogenerador que se adecue a los parámetros del potencial eólico.

Se recomienda realizar un análisis de riesgos por la implementación del parque eólico.

BIBLIOGRAFIA

- ABB. (2012). Cuaderno de Aplicaciones Técnicas N° 12 Plantas Eólicas. *Informe Técnico*. España. Obtenido de https://library.e.abb.com/public/ac764cb1be081128c1257a30003c70d7/Cuaderno%20Tecnico_num%2012_Plantas%20eolicas.pdf
- Arias, A., Hachire, C., & Joaquin, P. (2018). Evaluación Económica y Financiera para la viabilidad de un Proyecto de Energía Eólica, en el distrito de Ayabaca, departamento de Piura. *Tesis de Maestría en Finanzas*. Universidad Esan. Obtenido de <https://repositorio.esan.edu.pe/items/1de7d4a0-f6dd-4057-90ba-ccffc3926d95>
- Barragán, R. (2020). La generación de energía eléctrica para el desarrollo industrial en el Ecuador a partir del uso de las energías renovables. *Trabajo Fin de Maestría*. Universidad Internacional SEK. Obtenido de <https://repositorio.uisek.edu.ec/handle/123456789/4023?mode=full>
- Candela, D. (2021). Costo Nivelado de la Energía (LCOE): Nuevo enfoque para el análisis de proyectos de energía. *Trabajo de Maestría en Finanzas*. Universidad Torcuato Di Tella, Argentina. Obtenido de https://repositorio.utdt.edu/bitstream/handle/20.500.13098/11261/MFIN_2021_%20SPAGNOLETTA.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Chavez, A. (2018). Estudio de Factibilidad para la generación de Energía Eólica del sector Puerto Alto en el Cantón Bolívar. *Tesis*. Escuela Superior Politécnica Agropecuaria de Manabí Manuel Félix Lopez, Ecuador. Obtenido de <https://repositorio.esпам.edu.ec/bitstream/42000/895/1/TMA179.pdf>

- Clementi, L. (2017). Energía Eólica y Territorios en Argentina. *Tesis de Doctorado en Geografía*. Universidad Nacional del Sur, Argentina. Obtenido de <https://repositoriodigital.uns.edu.ar/bitstream/handle/123456789/4197/TESIS%20DOCTORAL.Clementi%20Luciana%20%202017.pdf;jsessionid=1E5F883A3D7FADFD4BA96CFAEA933E75?sequence=1>
- COES. (2023). Informe Anual 2022. *Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional*. Perú. Obtenido de <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Informes/EvaluacionAnual#>
- COES. (2023). Plan Operativo de Largo Plazo del SEIN periodo Estiaje 2024 - Avenida 2027. *INFORME COES/DP/SPL-021-2023*. Perú. Obtenido de <http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanificacionOLP#>
- Diaz, A., Larrea, M., Kamp, B., & Alvarez, E. (2016). Precios de la Energía y Competitividad Industrial. *Catedra de Energía de Orkestra*. Instituto Vasco de Competitividad. Obtenido de <https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/Precios-de-la-Energia-Informe.pdf>
- Google. (s.f.). Planta Industrial TRUPAL S.A. Obtenido de <https://www.google.com/maps/place/2PVX%2B9QW+Trupal,+Santiago+de+Cao+13740/@-7.9584241,-79.2574273,3545m/data=!3m1!1e3!4m15!1m8!3m7!1s0x91ad4893fd7d04d7:0x4be6b0046f1f9194!2sSantiago+de+Cao!3b1!8m2!3d-7.9388736!4d-79.233837!16s%2Fm%2F043m2bz!3m5!1s0x91ad4>
- Ianini, R., Gonzales, J., & Mastrángelo, S. (2004). Energía Eolica Teoria y características de Instalaciones. *Boletín Energético N° 13*. Comisión Nacional de Energía Atómica,

Argentina. Obtenido de <https://nuclea.cnea.gob.ar/server/api/core/bitstreams/baa85081-e299-429a-90ab-b18573cf39b0/content>

IRENA. (2023). Renewable Power Generation Cost in 2022. *International Renewable Energy Agency*. Abu Dhabi. Obtenido de <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>

López Manrique, L. (2019). Estimación y Modelado del Potencial de Recurso Eólico, Caso: Zona Costera de Tabasco. Universidad Juárez Autónoma de Tabasco, México.

Martínez, A. (2022). Evaluación de la creación de un parque eólico. *Trabajo de Fin de Grado*. Universidad Pontificia Comillas. Obtenido de <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/59102/TFG-Alonso%20Martínez%20de%20Salinas%2C%20Alvaro.pdf?sequence=1>

MINEM. (2016). Atlas Eólico del Perú. *Ministerio de Energía y Minas del Perú*. Perú. Obtenido de https://minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=537

MINEM. (2020). Decreto Supremo que establece disposiciones para la Determinación del precio del gas natural para generación eléctrica. *DECRETO SUPREMO N° 031-2020-EM*. Perú. Obtenido de <https://busquedas.elperuano.pe/dispositivo/NL/1913578-2>

TRUPAL S.A. (2016). Contrato de Suministro de Energía y Potencia. *Contrato TRUPAL-ENGIE*. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/generacion/contratos-de-usuarios-libres>

TRUPAL S.A. (2021). Segunda Adenda al Contrato de Suministro de Energía y Potencia. *Contrato TRUPAL-ENGIE*. Obtenido de

<https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/generacion/contratos-de-usuarios-libres>

Villarubia López, M. (2013). Ingeniería de la Energía Eólica. Barcelona, España: MARCOMBO S.A.