

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BAJA CALIFORNIA
INSTITUTO DE INGENIERÍA
MAESTRÍA Y DOCTORADO EN CIENCIAS E INGENIERÍA



Análisis Exergético de un Parque Eólico: Caso La Rumorosa.

Tesis

Para obtener el grado de:

Doctor en Ciencias

Presenta:

Rafael Carlos Reynaga López

Director de tesis:

Dr. Alejandro Adolfo Lambert Arista

Mexicali, Baja California, Diciembre de 2017.

SINODALES ASIGNADOS:

Presidente: Dr. Alejandro Adolfo Lambert Arista
Secretario: Dra. Marlene Zamora Machado
Sinodal: Dr. Onofre Rafael García Cueto
Sinodal: Dr. Héctor Enrique Campbell Ramírez
Sinodal: Dr. Carlos Perez Tello

Instituto de Ingeniería UABC, Mexicali, Baja California.

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Alejandro Adolfo Lambert Arista

Firma

Dr. Rafael Carlos Reynaga López

Firma

AGRADECIMIENTOS

Primeramente quiero agradecer a mis padres, Rafael Reynaga y Trinidad López, por tener durante toda mi vida su ejemplo y apoyo incondicional.

A mi asesor de tesis, Dr. Alejandro Lambert Arista, por tener su confianza, guía y apoyo durante todo el tiempo que ha durado este proyecto. Gracias y una disculpa por las veces en que quedé mal.

A la Comisión Estatal de Energía de Baja California (CEE BC) y a la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), por la información brindada. Especialmente un agradecimiento a Ing. Manuel Colima.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por la beca otorgada.

A Dra. Marlene Zamora y Dra. Elia Leyva, primeramente por su amistad, y por estar siempre al pendiente de este trabajo. Sin su ayuda hubiese sido aún más complicada su finalización.

A Dr. Héctor Campbell Ramírez, Dr. Rafael García Cueto y Dr. Carlos Pérez Tello, por aceptar ser sinodales de este trabajo de tesis, gracias por sus comentarios y por su ayuda.

A Dr. Oscar Jaramillo Salgado, por sus puntos de vista, guía y comentarios.

A todo el personal del II-UABC por aceptarme en el programa de Doctorado, Gracias a Dr. Néstor Santillán, Dr. Rogelio Ramos, Dra. Gisela Montero, Dr. Benjamín Valdez, Dr. Marcos Coronado y Janeth Camacho. Agradecimiento especial a Aurora Félix por los mil paros que me hizo. Agradecimiento también a Juanita de Servicios Escolares.

A Dra. Larissa Burtseva, Dra. Concepción Carreón, Dr. Octavio Lázaro, por su enseñanza y formación durante el posgrado. A M.I. Armando Rello por su ayuda técnica.

A los amigos que me encontré en el camino (por orden alfabético): Ana, Andrés, Ariel, Axel, Beto, César, Chabelo, Chiquillo, Claudia (3), Erick, Ericka, Gio, Juanelo, Lalo, Luis, Manolo, Minerva, Oscar, Pako, Pancho, Pérez, Pollo, Robert, Sánchez, Santiago, Shiky, Tencha, Trix, Violeta, Willy.

A mi hermano Erick y mi cuñada Jacqueline por su apoyo, y a la gorda.

A Erika Landázuri, aunque nos conocemos de poco tiempo, siempre estás ahí, gracias.

Finalmente, a toda mi familia, tíos, primos, sobrinos, amigos, a mi abuela, y a todos los que directa e indirectamente han ayudado a que este proyecto concluya de forma positiva. En especial a Iván Quintero.



Índice general

RESUMEN	1
1. INTRODUCCIÓN	5
1.1. Energía Eólica en el Mundo	9
1.2. Energía Eólica en México	11
1.3. Exergía	13
1.4. Análisis Exergético del Viento	16
1.5. Justificación	20
1.6. Limitaciones del Estudio	23
1.7. Objetivos	24
1.7.1. Objetivo General	24
1.7.2. Objetivos Particulares	24
2. MARCO TEÓRICO	25
2.1. Análisis Termodinámico de la Energía Eólica	25
2.1.1. Análisis Energético	25
2.1.2. Análisis Exergético	27
2.2. Análisis Exergético Aplicado a Aerogeneradores	31
2.2.1. Análisis Energético	32
2.2.2. Análisis Exergético	34
2.3. Metodología Propuesta (Marco Teórico)	35
2.3.1. Análisis Energético	35

2.3.2. Análisis Exergético	36
3. PANORAMA DEL OBJETO DE ESTUDIO	39
3.1. Parque Eólico La Rumorosa I	39
3.2. Estación Anemométrica La Rumorosa (CONAGUA)	43
4. RESULTADOS Y DISCUSIONES	45
4.1. DATOS DE OPERACIÓN DEL PARQUE	45
4.1.1. Curvas de Potencia	45
4.1.2. Análisis de Distribución de Velocidades	46
4.1.3. Producción Mensual (Potencia)	50
4.1.4. Producción Mensual (Fiabilidad y Energía Producida)	55
4.2. ANÁLISIS EXERGÉTICO DIARIO	57
4.2.1. Análisis Diario del Parque Eólico	57
4.3. ANÁLISIS POR TURBINA	66
4.3.1. Análisis Mensual Para Cada Uno de los Aerogeneradores	67
4.3.2. Promedios Anuales de las Turbinas	75
4.4. COMPARACIÓN DE LA EFICIENCIA EXERGÉTICA PARA ALTAS Y BAJAS VELOCIDADES (DATOS DIEZMINUTALES)	77
4.4.1. Velocidades Altas vs Velocidades Bajas	77
4.4.2. Comparación Entre Aerogeneradores	79
4.5. RELACIONES ENTRE VARIABLES DE EFICIENCIA	81
4.5.1. Eficiencia Exergética como Función del Coeficiente de Potencia	81
4.5.2. Eficiencia como Función del Coeficiente de Potencia y V_1 (3D)	85
5. CONCLUSIONES	87
APÉNDICE	94
A. Impacto de las Variables Meteorológicas en la Caracterización del Recurso Eólico	95
A.1. Análisis Clásico	95

A.2. Análisis Termodinámico	97
A.3. Desarrollo	98
B. El Coeficiente de Potencia	103
C. Fiabilidad y Energía Producida Mensual	105
D. Comparación Diaria Entre la Eficiencia Energética y Exergética	113
E. Comparación Diezminutal Entre la Eficiencia Energética y Exergética	119

Índice de figuras

1.1. El mayor parque eólico en el mundo, situado en el condado de Kern, en California, con una capacidad instalada de 1.55 GW	9
1.2. Generación total de energías renovables (Mil GWh) y peso de la eólica en la generación total de electricidad (%) (2011)	11
1.3. Crecimiento de la Capacidad Instalada en México 2007-2022 ¹	12
1.4. Energía entrando a un sistema termodinámico.	15
2.1. Representación esquemática de la turbina, mostrando el estado del flujo másico entrante y saliente (obtenida de [Baskut et al., 2010]).	32
2.2. Representación esquemática del tubo de corriente que muestra las 4 regiones en que se divide el estudio de aerodinámica de turbinas de viento).	33
3.1. Vista del parque eólico La Rumorosa I.	39
3.2. Así luce el parque en invierno.	39
3.3. Potencial Eólico de Baja California	40
3.4. Aerogenerador Gamesa G87-2MW.	41
3.5. El aerogenerador cuenta con un anemómetro en la parte posterior de la góndola.	41
3.6. Curva de Potencia (datos obtenidos en http://www.gamesacorp.com)	42
3.7. Torre anemométrica en Agua Hechicera.	43
4.1. Curva de potencia con V2 para Mayo 2013 (Turbina 1).	46
4.2. Curva de potencia con V2 para Agosto 2013 (Turbina 1).	46
4.3. Densidad de Probabilidad para Agosto 2013 (5 Turbinas).	49

4.4. Distribución de Probabilidad para Agosto 2013 (5 Turbinas).	49
4.5. Densidad de Probabilidad para Octubre 2013 (5 Turbinas).	49
4.6. Distribución de Probabilidad para Octubre 2013 (5 Turbinas).	49
4.7. Densidad de Probabilidad para Enero 2013 (5 Turbinas).	49
4.8. Distribución de Probabilidad para Enero 2013 (5 Turbinas).	49
4.9. Potencia diaria para el mes de Enero.	50
4.10. Potencia diaria para el mes de Febrero.	51
4.11. Potencia diaria para el mes de Marzo.	51
4.12. Potencia diaria para el mes de Abril.	51
4.13. Potencia diaria para el mes de Mayo.	52
4.14. Potencia diaria para el mes de Junio.	52
4.15. Potencia diaria para el mes de Julio.	52
4.16. Potencia diaria para el mes de Agosto.	53
4.17. Potencia diaria para el mes de Septiembre.	53
4.18. Potencia diaria para el mes de Octubre.	53
4.19. Potencia diaria para el mes de Noviembre.	54
4.20. Potencia diaria para el mes de Diciembre.	54
4.21. Fiabilidad Total Mensual en 2013.	56
4.22. Energía Total Producida Mensual en 2013.	56
4.23. Eficiencia Exergética en Enero 2013.	58
4.24. Pérdida Exergética en Enero 2013.	59
4.25. Eficiencia Exergética en Febrero 2013.	60
4.26. Eficiencia Exergética en Marzo 2013.	60
4.27. Eficiencia Exergética en Abril 2013.	61
4.28. Eficiencia Exergética en Mayo 2013.	61
4.29. Eficiencia Exergética en Junio 2013.	62
4.30. Eficiencia Exergética en Julio 2013.	62
4.31. Eficiencia Exergética en Agosto 2013.	63
4.32. Eficiencia Exergética en Septiembre 2013.	63

4.33. Eficiencia Exergética en Octubre 2013. 64

4.34. Eficiencia Exergética en Noviembre 2013. 64

4.35. Eficiencia Exergética en Diciembre 2013. 65

4.36. Eficiencia mensual como función de la velocidad de salida para la Turbina 1 (2013). 72

4.37. Eficiencia mensual como función de la velocidad de salida para la Turbina 2 (2013). 73

4.38. Eficiencia mensual como función de la velocidad de salida para la Turbina 3 (2013). 73

4.39. Eficiencia mensual como función de la velocidad de salida para la Turbina 4 (2013). 73

4.40. Eficiencia mensual como función de la velocidad de salida para la Turbina 5 (2013). 73

4.41. Eficiencia mensual para los 5 aerogeneradores. 74

4.42. Eficiencia Anual como función de la velocidad para los 5 aerogeneradores. 76

4.43. Eficiencia exergética como función de la velocidad de salida para los días 27 de enero (puntos negros)
y 6 de agosto (puntos rojos) de 2013 (Turbina 1). 78

4.44. Eficiencia exergética como función de la velocidad de salida para los días 27 de enero (puntos negros)
y 6 de agosto (puntos rojos) de 2013 (Turbina 2). 78

4.45. Eficiencia exergética como función de la velocidad de salida para los días 27 de enero (puntos negros)
y 6 de agosto (puntos rojos) de 2013 (Turbina 3). 78

4.46. Eficiencia exergética como función de la velocidad de salida para los días 27 de enero (puntos negros)
y 6 de agosto (puntos rojos) de 2013 (Turbina 4). 78

4.47. Eficiencia exergética como función de la velocidad de salida para los días 27 de enero (puntos negros)
y 6 de agosto (puntos rojos) de 2013 (Turbina 5). 78

4.48. Eficiencia exergética para los días 27 de Enero y 6 de Agosto de 2013. 80

4.49. Potencia producida (kW) para los días 27 de Enero y 6 de Agosto de 2013. 80

4.50. Relación entre el coeficiente de potencia y la eficiencia exergética para los 12 meses de 2013 (Turbina
1). 82

4.51. Relación entre el coeficiente de potencia y la eficiencia exergética para Mayo y Agosto de 2013
(Turbina 1). 83

4.52. Relación entre el coeficiente de potencia y la eficiencia exergética para Mayo y Agosto de 2013
(Turbina 2). 83

4.53. Relación entre el coeficiente de potencia y la eficiencia exergética para Mayo y Agosto de 2013
 (Turbina 3). 83

4.54. Relación entre el coeficiente de potencia y la eficiencia exergética para Mayo y Agosto de 2013
 (Turbina 4). 83

4.55. Relación entre el coeficiente de potencia y la eficiencia exergética para Mayo y Agosto de 2013
 (Turbina 5). 84

4.56. Relación entre el coeficiente de potencia y la eficiencia exergética para las 5 turbinas en Mayo de 2013. 84

4.57. Relación entre el coeficiente de potencia y la pérdida de exergía (en kW), para las 5 turbinas en Mayo
 de 2013. 85

4.58. Relación entre la eficiencia exergética, el coeficiente de potencia y la velocidad de entrada V_1 , para
 la turbina 1 en Mayo de 2013. 86

A.1. Localización de las estaciones meteorológicas. 98

A.2. Promedio mensual de la potencia sobre el área de barrido para las 5 estaciones estudiadas. 100

A.3. Velocidad promedio mensual. 100

A.4. Promedio mensual de la potencia sobre el área de barrido para 4 estaciones. 101

A.5. Velocidad promedio mensual. 101

B.1. Coeficiente de potencia y límite de Betz. 103

C.1. Horas de Trabajo Enero 2013. 105

C.2. Producción de Energía Enero 2013. 105

C.3. Horas de Trabajo Febrero 2013. 106

C.4. Producción de Energía Febrero 2013. 106

C.5. Horas de Trabajo Marzo 2013. 106

C.6. Producción de Energía Marzo 2013. 106

C.7. Horas de Trabajo Abril 2013. 107

C.8. Producción de Energía Abril 2013. 107

C.9. Horas de Trabajo Mayo 2013. 107

C.10. Producción de Energía Mayo 2013. 107

C.11.Horas de Trabajo Junio 2013.	108
C.12.Producción de Energía Junio 2013.	108
C.13.Horas de Trabajo Julio 2013.	108
C.14.Producción de Energía Julio 2013.	108
C.15.Horas de Trabajo Agosto 2013.	109
C.16.Producción de Energía Agosto 2013.	109
C.17.Horas de Trabajo Septiembre 2013.	109
C.18.Producción de Energía Septiembre 2013.	109
C.19.Horas de Trabajo Octubre 2013.	110
C.20.Producción de Energía Octubre 2013.	110
C.21.Horas de Trabajo Noviembre 2013.	110
C.22.Producción de Energía Noviembre 2013.	110
C.23.Horas de Trabajo Diciembre 2013.	111
C.24.Producción de Energía Diciembre 2013.	111
D.1. Eficiencias diarias para Enero 2013.	114
D.2. Diferencia entre las eficiencias para Enero 2013.	114
D.3. Eficiencias diarias para Febrero 2013.	115
D.4. Diferencia entre las eficiencias para Febrero 2013.	115
D.5. Eficiencias diarias para Marzo 2013.	115
D.6. Diferencia entre las eficiencias para Marzo 2013.	115
D.7. Eficiencias diarias para Abril 2013.	115
D.8. Diferencia entre las eficiencias para Abril 2013.	115
D.9. Eficiencias diarias para Mayo 2013.	116
D.10.Diferencia entre las eficiencias para Mayo 2013.	116
D.11.Eficiencias diarias para Junio 2013.	116
D.12.Diferencia entre las eficiencias para Junio 2013.	116
D.13.Eficiencias diarias para Julio 2013.	116
D.14.Diferencia entre las eficiencias para Julio 2013.	116

D.15.Eficiencias diarias para Agosto 2013. 117

D.16.Diferencia entre las eficiencias para Agosto 2013. 117

D.17.Eficiencias diarias para Septiembre 2013. 117

D.18.Diferencia entre las eficiencias para Septiembre 2013. 117

D.19.Eficiencias diarias para Octubre 2013. 117

D.20.Diferencia entre las eficiencias para Octubre 2013. 117

D.21.Eficiencias diarias para Noviembre 2013. 118

D.22.Diferencia entre las eficiencias para Noviembre 2013. 118

D.23.Eficiencias diarias para Diciembre 2013. 118

D.24.Diferencia entre las eficiencias para Diciembre 2013. 118

E.1. Eficiencias diezminutales. Turbina 1 (velocidades altas). 119

E.2. Diferencia entre las eficiencias. Turbina 1 (datos diezminutales). 119

E.3. Eficiencias diezminutales. Turbina 2(velocidades altas). 120

E.4. Diferencia entre las eficiencias. Turbina 2 (datos diezminutales). 120

E.5. Eficiencias diezminutales. Turbina 3 (velocidades altas). 120

E.6. Diferencia entre las eficiencias. Turbina 3 (datos diezminutales). 120

E.7. Eficiencias diezminutales. Turbina 4 (velocidades altas). 120

E.8. Diferencia entre las eficiencias. Turbina 4 (datos diezminutales). 120

E.9. Eficiencias diezminutales. Turbina 5 (velocidades altas). 121

E.10.Diferencia entre las eficiencias. Turbina 5 (datos diezminutales). 121

E.11.Eficiencias diezminutales. Turbina 1 (velocidades bajas). 121

E.12.Diferencia entre las eficiencias. Turbina 1 (datos diezminutales). 121

E.13.Eficiencias diezminutales. Turbina 2(velocidades bajas). 121

E.14.Diferencia entre las eficiencias. Turbina 2 (datos diezminutales). 121

E.15.Eficiencias diezminutales. Turbina 3 (velocidades bajas). 122

E.16.Diferencia entre las eficiencias. Turbina 3 (datos diezminutales). 122

E.17.Eficiencias diezminutales. Turbina 4 (velocidades bajas). 122

E.18.Diferencia entre las eficiencias. Turbina 4 (datos diezminutales). 122

E.19.Eficiencias diezminutales. Turbina 5 (velocidades bajas).	122
E.20.Diferencia entre las eficiencias. Turbina 5 (datos diezminutales).	122

Índice de tablas

3.1. Valores calculados para la curva de potencia (P), la velocidad (V) está en m/s y la potencia en kW.	42
4.1. Parámetros de Weibull Enero 2013.	47
4.2. Parámetros de Weibull Febrero 2013.	47
4.3. Parámetros de Weibull Marzo 2013.	47
4.4. Parámetros de Weibull Abril 2013.	47
4.5. Parámetros de Weibull Mayo 2013.	47
4.6. Parámetros de Weibull Junio 2013.	47
4.7. Parámetros de Weibull Julio 2013.	48
4.8. Parámetros de Weibull Agosto 2013.	48
4.9. Parámetros de Weibull Septiembre 2013.	48
4.10. Parámetros de Weibull Octubre 2013.	48
4.11. Parámetros de Weibull Noviembre 2013.	48
4.12. Parámetros de Weibull Diciembre 2013.	48
4.13. Fiabilidad y Producción Total Mensual de Energía (MWh) para las 5 Turbinas en 2013.	55
4.14. Velocidades, horas de trabajo, eficiencias energética y exergética, energía eléctrica producida, potencia eléctrica producida, potencia útil y densidad del aire para la turbina 1.	68
4.15. Velocidades, horas de trabajo, eficiencias energética y exergética, energía eléctrica producida, potencia eléctrica producida, potencia útil y densidad del aire para la turbina 2.	69
4.16. Velocidades, horas de trabajo, eficiencias energética y exergética, energía eléctrica producida, potencia eléctrica producida, potencia útil y densidad del aire para la turbina 3.	70

4.17. Velocidades, horas de trabajo, eficiencias energética y exergética, energía eléctrica producida, potencia eléctrica producida, potencia útil y densidad del aire para la turbina 4.	71
4.18. Velocidades, horas de trabajo, eficiencias energética y exergética, energía eléctrica producida, potencia eléctrica producida, potencia útil y densidad del aire para la turbina 5.	72
4.19. Promedios Anuales.	75
4.20. Velocidades Altas 27-01-2013.	79
4.21. Velocidades Bajas 6-08-2013.	79
A.1. Ubicación geográfica de las estaciones meteorológicas.	99
A.2. Potencia por área de barrido promedio mensual (W/m^2).	99
A.3. Velocidad promedio mensual (m/s).	100
C.1. Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Enero de 2013.	105
C.2. Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Febrero de 2013.	106
C.3. Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Marzo de 2013.	106
C.4. Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Abril de 2013.	107
C.5. Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Mayo de 2013.	107
C.6. Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Junio de 2013.	108
C.7. Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Julio de 2013.	108
C.8. Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Agosto de 2013.	109
C.9. Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Septiembre de 2013.	109
C.10. Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Octubre de 2013.	110
C.11. Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Noviembre de 2013.	110
C.12. Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Diciembre de 2013.	111

RESUMEN

En el transcurso del presente siglo se ha dado un crecimiento extraordinario de la capacidad instalada de energía eólica a nivel mundial para contribuir a elevar el porcentaje de participación de las energías renovables en la generación de energía eléctrica. Siguiendo esta tendencia, se prevé un aumento aún más importante de la industria eoloeléctrica en los próximos años para tratar de cumplir con las metas establecidas en la XXI Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP21), realizada en París, Francia en diciembre de 2015. Por esta razón, la evaluación del rendimiento de los parques eólicos en funcionamiento será de gran relevancia para asegurar un crecimiento enfocado en una mayor eficiencia energética. En nuestro país se tienen esquemas de crecimiento muy importantes para las distintas zonas con potencial eólico aprovechable, entre las que se encuentra la región de La Rumorosa en Baja California. Sin embargo, ninguno de los parques eólicos instalados en México ha sido estudiado para evaluar su desempeño por lo que se hace necesario realizar ese tipo de análisis que sirvan para identificar áreas

de oportunidad hacia el incremento de la eficiencia energética. En concordancia con lo anterior, en el presente trabajo se realiza el análisis exergético del parque eólico La Rumorosa I para evaluar su rendimiento. Para tal fin, se propone una metodología basada en los datos de salida (velocidad V_2 y potencia eléctrica producida \dot{W}_{out}) y en la fiabilidad de cada una de las 5 turbinas que integran el parque. La información se procesa considerando promedios diarios, mensuales y anuales con el objetivo de analizar y comparar el efecto de la variabilidad a corto, mediano y largo plazo en el análisis exergético. Además, se realiza el análisis considerando un día caracterizado por la velocidad promedio máxima en comparación con otro día con la velocidad promedio mínima. Cabe mencionar que, a pesar de que el coeficiente de potencia C_p varía con la velocidad de entrada V_1 , este se considera constante debido a que no se pudieron obtener datos de la estación anemométrica del parque. Este valor constante permitió encontrar una expresión de V_1 como función de V_2 .

Finalmente, se obtuvo una relación para la eficiencia exergética ϵ (que indica la máxima energía que puede ser transformada en trabajo) en función del coeficiente de potencia C_p (que indica el porcentaje de energía del viento que es transferida al rotor del aerogenerador) y la velocidad de entrada, que permite observar la disminución de la eficiencia exergética conforme V_1 o C_p aumentan.

SUMMARY

Over the course of the present century, there has been an extraordinary growth of the installed capacity of wind energy worldwide to contribute to increase the percentage of participation of renewable energy in the generation of electricity. Following this trend, an even greater increase in the wind power industry is expected in the coming years to try to meet the goals set at the 21st United Nations Conference on Climate Change (COP21), held in Paris, France in December 2015. For this reason, the evaluation of the performance of the wind farms in operation will be of great relevance to ensure growth focused on greater energy efficiency. In our country exist very important growth schemes for the different areas with potential wind resource, among which is the region of La Rumorosa in Baja California. However, none of the wind farms installed in Mexico has been studied to evaluate their performance, so it is necessary to carry out this type of analysis to identify areas of opportunity to increase energy efficiency. In agreement with the above, in the present work the exergetic analysis of the La Rumorosa I wind farm is realized to evaluate its performance. For this purpose, a methodology based on the output data (speed V_2 and electric power produced W_{out}) and on the reliability of each of the 5 turbines that make up the park is proposed. The information is processed considering daily, monthly and annual averages with the objective of analyzing

and comparing the effect of variability in the short, medium and long term in the exergético analysis. In addition, the analysis is performed considering a day characterized by the maximum average speed compared to another day with the minimum average speed. It should be mentioned that, although the power coefficient C_p varies with the input velocity V_1 , it is considered constant because this data of velocity could not be obtained from the park's anemometric station. This constant value allowed to find an expression of V_1 as a function of V_2 . Finally, a relation was obtained for the exergetic efficiency ϵ (which indicates the maximum energy that can be transformed into work) as a function of the power coefficient C_p (which indicates the percentage of wind energy that is transferred to the rotor of the wind turbine) speed of entry, which allows to observe the decrease of the exergético efficiency as V_1 or C_p increase.

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la energía juega un papel protagónico en el desarrollo de cualquier nación. No se concibe el crecimiento económico de una país sin el desarrollo de su sector energético, de tal forma que se presenta una relación estrecha e inevitable. Debido a esto, el diseño y la operación de los sistemas ingenieriles para producción de energía debe fundamentarse en conocimientos técnico-científicos tales como: la disponibilidad, la fiabilidad, los efectos al ambiente así como aspectos técnicos, económicos, de sustentabilidad y de mantenimiento, que permitan evolucionar hacia una mejor eficiencia energética. En general, la mejora del desempeño del sistema está directamente relacionada con la mejora de estas características. En este sentido, la optimización de la eficiencia energética del sistema se ha convertido en un tema importante para el desarrollo sustentable [Hammond, 2007]. En los últimos años, distintos autores han investigado sobre la importancia

de incrementar la eficiencia energética [Panjeshani et al., 2010; Schakhramanyan et al., 2007; Belnov et al., 2007; Saidur et al., 2010] y sus resultados han mostrado que la eficiencia energética no es suficiente como indicador del rendimiento real del sistema. A diferencia de la energía, la exergía es una medida de la calidad de la energía que se puede considerar para evaluar, analizar y optimizar el sistema. De tal forma que el análisis exergético se puede utilizar para definir el máximo rendimiento de un sistema y para especificar sus irreversibilidades [Saidur et al., 2007-1; Yilanci et al., 2011]. La función de exergía es una propiedad extensiva que puede usarse para medir la efectividad o valor real de una forma de energía [Rosen and Dincer, 1997]. Técnicamente, la exergía se define como la cantidad máxima de trabajo que puede ser producida por un sistema cuando éste alcanza el equilibrio con un entorno de referencia [Rosen et al., 2008; Dincer and Rosen, 2007]. El análisis exergético se conoce como una herramienta útil que puede utilizarse para evaluar el rendimiento de cualquier sistema de ingeniería. Los resultados pueden ayudar a optimizar la eficiencia del sistema mediante la reducción de las ineficiencias [Cox and Miro, 1990; Maccracken, 1989; McCabe, 1989]. En los últimos años, el análisis de exergía se ha utilizado para reducir las irreversibilidades de sistemas del sector industrial [Saidur et al., 2010; Saidur et al., 2006; Taufiq et al., 2007], del sector residencial [Saidur et al., 2007-1], del sector comercial [Saidur et al., 2007-2], y

del sector del transporte [Saidur et al., 2007-3]. Los elevados costos energéticos de los recursos energéticos convencionales y su impacto al medio ambiente han aumentado el interés de utilizar fuentes de energía alternativas. La futura demanda potencial de estas fuentes de energía trae consigo la necesidad de evaluar a detalle las características técnicas de cada una. En este sentido, BoroumandJazi et al. [2012] señalan la falta de trabajos en los que se analicen las relaciones entre disponibilidad, fiabilidad, sustentabilidad, mantenimiento y efectos ambientales con el desempeño de los sistemas de energías renovables. El presente trabajo pretende ser una contribución en algunos aspectos de este contexto. Para lograr lo anterior este documento está estructurado como se describe a continuación.

En este capítulo se presenta el panorama global y local de la industria eólica, posteriormente se da una breve reseña del concepto de exergía y su aplicación al proceso de transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica como un método para eficientizar dicho proceso. Se cierra el capítulo presentando la justificación y los objetivos de este trabajo.

En el Capítulo 2, se detalla matemáticamente el análisis exergético utilizado anteriormente por [Sahin et al., 2006-1, Sahin et al., 2006-2] y por [Baskut et al., 2010, Baskut et al., 2011], a partir de ahí se genera el marco teórico necesario para la realización de este estudio tomando en cuenta los datos con los que se trabaja

(velocidad de salida V_2 y potencia eléctrica producida \dot{W}_{out}).

En el Capítulo 3, se muestran las características geográficas del parque eólico La Rumorosa I, así como los aspectos técnicos de los aerogeneradores que ahí se encuentran. También se muestran las características de la estación meteorológica de donde se obtiene la base de datos meteorológicos utilizada.

En el Capítulo 4, inicialmente se detalla la situación del recurso eólico en el parque al hacer una caracterización mensual por medio de funciones de probabilidad y de distribución de Weibull. Se obtiene el tiempo total que cada aerogenerador se encuentra en funcionamiento y produciendo energía (fiabilidad), la potencia de cada aerogenerador (diaria y mensual), así como la energía total producida (mensual). Posteriormente se realiza el estudio exergético de cada uno de los 5 aerogeneradores de forma diaria, mensual y anual. Esto con el propósito de estudiar y comparar la información que cada intervalo de tiempo (día, mes, año) proporciona. Además, se compara el análisis exergético para altas y bajas velocidades, usando los datos de dos días, representativos uno de altas velocidades y el otro de bajas velocidades. Para todos los casos anteriores, se toma el coeficiente de potencia C_p como constante. Esto debido a que no se conoce la velocidad de entrada V_1 , pero se sabe que C_p es función de V_1 , haciendo esto, se puede llegar a una expresión de V_1 como función de V_2 (una explicación más amplia se da en el

Apéndice C). Finalmente, se obtiene una ecuación que relaciona las dos variables de eficiencia características en energía eólica: La eficiencia exergética ϵ (que nos indica la máxima energía que puede ser transformada en trabajo) y el coeficiente de potencia C_p (que nos indica que tan bien se transfiere la energía del viento al rotor del aerogenerador). Haciendo una sustitución en la fórmula que relaciona las variables de eficiencia, se obtiene una relación de la eficiencia exergética como función del coeficiente de potencia y la velocidad de entrada.

Finalmente, en el Capítulo 5 se presentan las conclusiones de este trabajo.

1.1. Energía Eólica en el Mundo



Figura 1.1: Alta Wind Energy Center (AWEC)¹.

¹El mayor parque eólico en el mundo, situado en el condado de Kern, en California, con una capacidad instalada de 1.55 GW.

Fotografía tomada de <http://www.energiasustentables.com.ar>.

La energía eólica es la conversión de la energía mecánica proveniente del viento en una forma útil de energía, como la eléctrica, mediante el uso de *turbinas eólicas* (aerogeneradores). A finales de 2008, la capacidad mundial instalada de turbinas eólicas era de 121.2 GW. Pero durante el periodo comprendido entre 2005 y 2008, la capacidad instalada se duplicó [Baskut et al., 2010]. El 2015 fue un año sin precedente para la industria eólica, registrando una capacidad instalada anual de 63 GW, la mayor en la historia. El récord anterior fue en 2014 con 51.7 GW de capacidad instalada globalmente. El total global instalado al final del 2015 fue de 432.9 GW, lo que representa un crecimiento en ese año del 17%. Este crecimiento fue impulsado por la asombrosa nueva capacidad instalada anual de 30,753 MW en China, el cual sigue siendo el mayor mercado global para la energía eólica desde 2009. Debido a esto, Asia de nuevo este año lidera el mercado global instalado, con Europa en segundo lugar y Norteamérica en tercero (aunque cada vez este último más cerca del segundo).

A finales del 2015, el número de países con más de 1 GW de capacidad instalada eran 26: incluyendo 17 en Europa; 4 en Asia-Pacífico (China, India, Japón y Australia); 3 en Norteamérica (Canadá, México y Estados Unidos), 1 en Latinoamérica (Brasil) y uno en África (Sudáfrica). Al día de hoy, la energía eólica representa el 3% del total de energía generada en el mundo. Algunas proyecciones

apuntan que para 2019 la capacidad instalada supere los 660 GW globalmente [GWEC, 2014]. La Figura 1.2 muestra la producción anual de energía eléctrica por fuentes renovables que se tuvo para el año 2011 en los principales países productores de energía eólica, y muestra el porcentaje que representa la energía eólica en dicha producción².

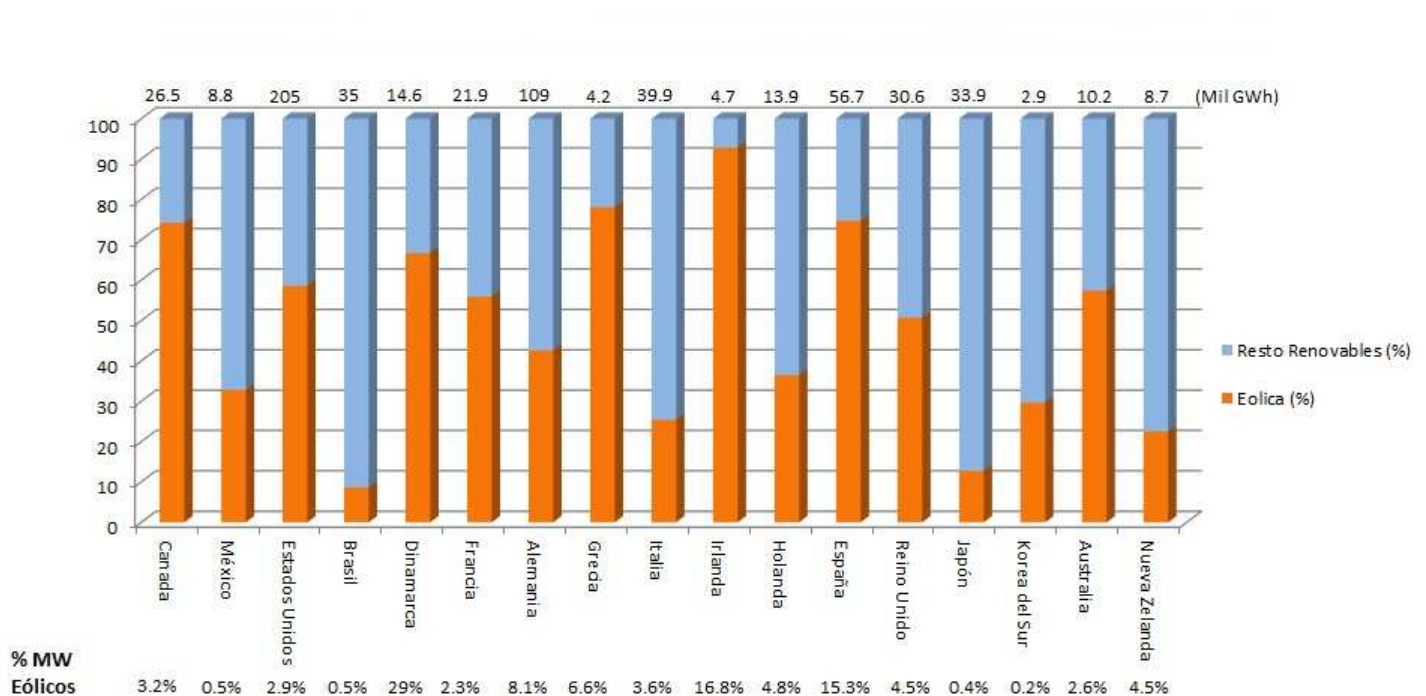


Figura 1.2: Generación total de energías renovables (Mil GWh) y peso de la eólica en la generación total de electricidad (%) (2011)

1.2. Energía Eólica en México

México cuenta con un gran potencial eólico. Si bien sólo se ha comenzado a explotar en años recientes, el sector muestra ya un alto dinamismo y competitividad.

²Gráfica obtenida de www.amdee.org

Prueba de ello son los más de 1,900 MW en operación, en producción independiente y autoabastecimiento, como los más de 5,000 MW en distintos niveles de desarrollo [AMDEE, 2014].

México tiene el compromiso de limitar la generación eléctrica por fuentes fósiles al 65 % (de un 80 % actual) para el año 2024 ³. Lo anterior implica instalar más de 25,000 MW de tecnología limpia en los próximos 10 años. Para alcanzar esta meta la tecnología eólica juega un rol fundamental, ya que en la mayor parte de los países con metas similares la energía eólica ha sido responsable de alrededor de dos tercios del objetivo total.

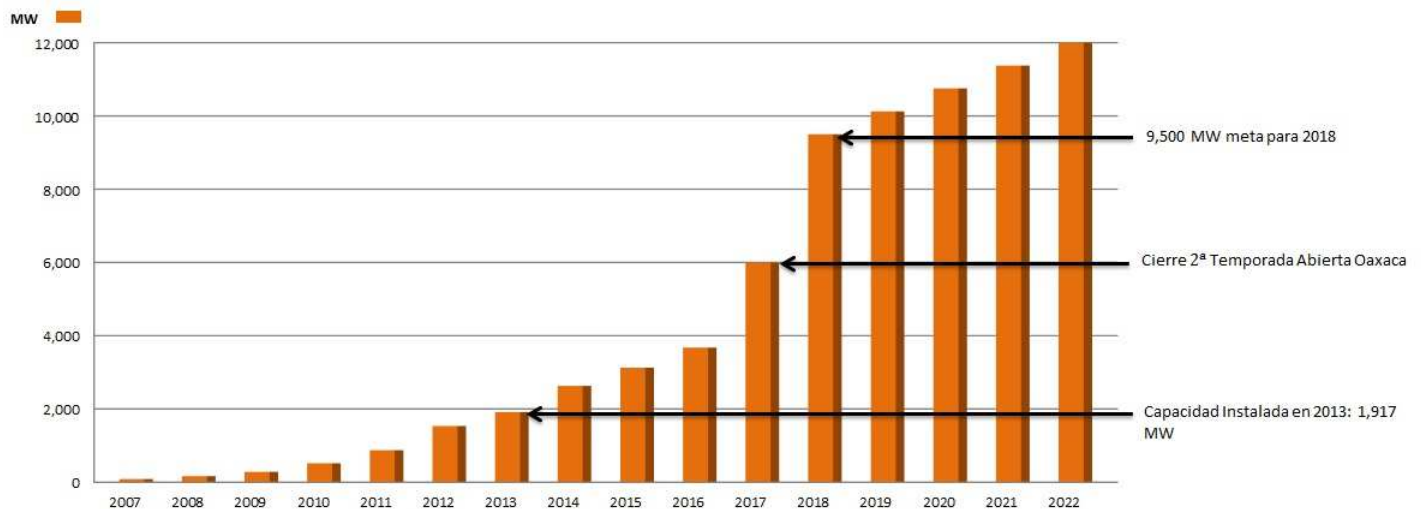


Figura 1.3: Crecimiento de la Capacidad Instalada en México 2007-2022⁴.

La meta al año 2020-2022 es que se logre una capacidad instalada en el país

³Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (DOF 12 de Enero de 2012).

⁴Fuente Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE).

de al menos 12,000 MW, lo cual representaría del orden del 40 % del estimado nacional de renovables en ese período, lo que tendría un impacto acumulado en el PIB de cerca de 170,000 millones de pesos y la creación de más de 45,000 empleos [AMDEE, 2014].

La Figura 1.3 representa el crecimiento de la capacidad instalada en México, de 2007 a 2013 son datos reales y a partir de 2014 comienza la proyección anual tomando en cuenta la capacidad a instalar.

1.3. Exergía

Técnicamente, la exergía se define como la máxima cantidad de trabajo que puede ser producido por un sistema o un flujo de materia o energía hasta llegar al equilibrio con su entorno [Szarqut, 1980, Moran, 1989, Kotas, 1995]. La exergía es una medida del potencial del sistema o flujo de causar un cambio, como consecuencia de no estar completamente en equilibrio relativo con algún entorno que se toma como referencia. A diferencia de la energía, la exergía no está sujeta a una ley de conservación. La exergía consumida durante un proceso es proporcional a la entropía creada debido a la irreversibilidad asociada a dicho proceso [Rosen et al., 2008].

El análisis exergético es una metodología que se basa en el principio de conservación de la energía (Primera Ley de la Termodinámica) junto con el principio

de la no conservación de la entropía (Segunda Ley de la Termodinámica) para el análisis, diseño y mejora en el proceso de conversión de energía y otros sistemas. Dicho análisis es útil para identificar las causas, locaciones y magnitudes de ineficiencias en los procesos. Reconoce que, aunque la energía no puede ser creada o destruída, puede ser degradada en calidad, y eventualmente alcanzar un estado en el cual se encuentra en completo equilibrio con su entorno y por lo tanto sin la capacidad de realizar tareas [Rosen et al., 2008]. Dicho procedimiento es utilizado actualmente en innumerables campos que impliquen transformación y optimización de energía, tales como las mencionadas fuentes de energías renovables (geotérmica [Koroneos and Rovas, 2013], solar [Karakilcik et al., 2013], eólica [Baskut et al., 2010, Baskut et al., 2011], biomas [Pellegrini et al., 2007]), energía nuclear [Durmaz and Yavuz, 2001], fuentes convencionales (combustóleo [Taniguchi et al., 2005], gas [Gungor et al., 2013]), o en otras áreas como en el tratamiento de aguas residuales [Khosravi et al., 2013], y en el campo de la biología [Borget and Moura, 2013].

Como se ha mencionado, la exergía es la máxima cantidad de energía que puede ser transformada en trabajo. Cuando una cantidad de energía entra a un sistema termodinámico, parte de ésta no podrá ser convertida en trabajo, y se transformará en entropía (o anergía). La entropía es una propiedad termodinámica que describe

la irreversibilidad de los procesos y siempre tiende a aumentar conforme se acerca al equilibrio con el entorno de referencia y es máxima en éste contrario a la exergía que es cero (Segunda Ley de la Termodinámica). En pocas palabras, la exergía y la entropía son dos formas equivalentes de medir la misma propiedad termodinámica [Brophy et al., 1968].

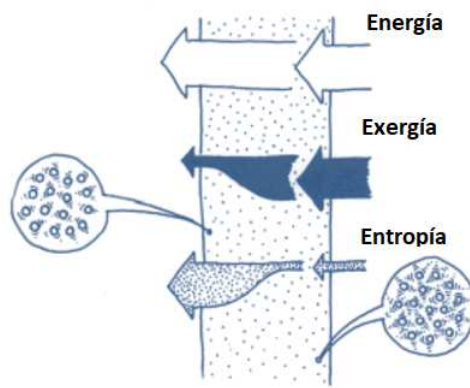


Figura 1.4: Energía entrando a un sistema termodinámico.

La Figura 1.4 muestra un flujo de energía, uno de exergía y uno de entropía entrando y saliendo de un sistema físico. El flujo de energía que fluye hacia adentro y hacia afuera es el mismo en condiciones de estado térmico estable según la Primera Ley de la Termodinámica. Por otro lado, la cantidad de entropía que fluye hacia afuera es mayor que la que fluye hacia adentro de acuerdo con la Segunda Ley de la Termodinámica. La cantidad de exergía que fluye hacia afuera es más pequeña que la que fluye hacia adentro, ya que la exergía se consume dentro del sistema para producir entropía⁵.

⁵Figura obtenida de www.lowex.net

1.4. Análisis Exergético del Viento

La eficiencia de una turbina eólica puede ser considerada como la razón de la energía eléctrica generada sobre la potencia del viento dentro del área de barrido de la turbina [Sahin et al., 2006-1, Sahin et al., 2006-2]. La capacidad para extraer energía del viento es una función de 3 factores principales: La velocidad del viento, la curva de potencia de la turbina eólica, y la capacidad de la turbina para manejar fluctuaciones de viento.

Muchos ingenieros y científicos sugieren que el impacto del uso de energía en un sistema y el logro de incrementar la eficiencia de utilización de recursos, así como la economía de los sistemas energéticos, son temas mejor abordados considerando el concepto de *exergía* [Rosen et al., 2008]. La exergía de alguna forma de energía o alguna sustancia es una medida de su utilidad o calidad, por lo que representa una medida de su potencial para causar cambio [Rosen et al., 2008, Dincer, 2002].

Mediante un análisis exergético se pueden minimizar las pérdidas sufridas por la turbina para así poder extraer el máximo de energía posible [Redha et al., 2011]. El estudio exergético surgió como una herramienta de política energética para poder abordar problemas ambientales [Reistad, 1970, Bejan and Bejan, 1982, Crane et al., 1992]. Sin embargo, los primeros debates acerca de las ventajas de utilizar el análisis exergético (para reforzar el análisis energético) en un gran núme-

ro de procesos y sistemas energéticos se dieron recientemente [Ahrendts, 1980, Moran, 1989, Rosen, 1992, Taylor et al., 1991].

Como se ha mencionado en la sección anterior, existen innumerables trabajos que tratan del estudio exergético como una herramienta para analizar la eficiencia de procesos y sistemas termodinámicos.

En el campo de la energía eólica destacan cuatro investigaciones que han servido como punto de partida para el desarrollo de este trabajo de tesis, dos realizados por Ahmet Duran Sahin, Ibrahim Dincer y Marc A. Rosen [Sahin et al., 2006-1, Sahin et al., 2006-2]; y dos por Omer Baskut, Onder Ozgener y Leyla Ozgener [Baskut et al., 2010, Baskut et al., 2011].

En el primer estudio [Sahin et al., 2006-1], desarrollan mapas geo-estadísticos espacio-temporales para los meses de enero, abril, julio y octubre (representando cada mes una estación del año). Los mapas muestran la velocidad del viento a 30 m de altura, las eficiencias energética y exergética y la diferencia relativa entre ambas eficiencias para la región de Ontario en Canadá. Para esto se toman los datos referentes a 30 años de velocidad de viento, temperatura y presión atmosférica de 21 estaciones del Ontario Weather Data, de los cuales se obtiene un promedio mensual. Estos datos se encuentran a una altura de 10 m sobre el suelo, y son extrapolados a una altura de 30 m. Además, se usan los datos de potencia

eléctrica producida de un aerogenerador de 100 kW (con 18 m de diámetro del rotor y 30 m de altura del eje). Los resultados obtenidos muestran que a bajas velocidades de viento tanto la eficiencia energética, como la exergética son altas, y la diferencia entre ellas es alta. A altas velocidades, la diferencia relativa entre las eficiencias energética y exergética es pequeña al igual que sus respectivos valores. Se observó que las diferencias relativas entre eficiencias energética y exergética es mayor en invierno y menor en verano tomando en cuenta los 4 meses. Además, la eficiencia exergética es menor que la energética en cada una de las estaciones para cada mes considerado. Los mapas generados permiten extrapolación entre las estaciones, lo que permite conocer parámetros en regiones donde no existen estaciones anemométricas.

En su segundo estudio [Sahin et al., 2006-2], desarrollan una nueva formulación exergética para la energía del viento. Encuentran diferencias significativas entre las eficiencias energética y exergética como funciones de la velocidad del viento. Dichas diferencias tienen su mínimo para velocidades alrededor de 7 m/s e incrementan para velocidades de viento menores y mayores. Emplean la base de datos de una estación en la parte norte de Estambul, Turquía. Los datos utilizados son los promedios horarios de la velocidad del viento (no se indica de donde se obtienen los valores climatológicos, pero se intuye que son de la misma estación) de mayo de

2001 a mayo de 2002. Además, usan los datos de potencia eléctrica producida de un aerogenerador de 100 kW (con 18 m de diámetro del rotor y 30 m de altura del eje) –el mismo que en el estudio inicial-. Ajustan un polinomio de tercer grado a la curva de potencia del aerogenerador, tomando en cuenta los valores de arranque y de corte del mismo (condiciones iniciales y de frontera). Con esto, se obtiene una función que relaciona la velocidad del viento con la potencia generada.

Por otro lado, en el primer trabajo de Baskut et. al. [Baskut et al., 2010] estudian la eficiencia exergética de 3 turbinas de 500 kW cada una en el parque eólico de la villa Germiyan-Cesme, a 86 km de la ciudad de Izmir, Turquía. Los datos (temperatura, presión atmosférica, humedad y velocidad del viento) corresponden al periodo entre noviembre de 2007 y septiembre de 2008.

Los resultados obtenidos indican que la eficiencia exergética disminuye conforme la densidad del aire aumenta (y conforme disminuye la temperatura). Decae asintóticamente hacia cero conforme el diferencial de presión Δp (equivalente a la diferencia de presión del aire entrante y saliente de la turbina) aumenta. Velocidades de viento bajas tienen altas eficiencias exergéticas para un Δp fijo (comparadas con altas velocidades). Y finalmente, decae conforme la humedad específica aumenta. La eficiencia exergética es mayor para bajas velocidades a una humedad relativa fija.

En su segundo estudio [Baskut et al., 2011], realizan un análisis energético, exergético y de disponibilidad técnica para el mismo parque eólico, y adicionalmente calculan la eficiencia exergética mensual durante ese periodo de tiempo para todo el parque eólico. Además, obtienen las relaciones de coeficiente de potencia (C_p) como función de la eficiencia exergética para cada turbina; en todos los casos el coeficiente de potencia es proporcional a la eficiencia exergética.

1.5. Justificación

Los elevados costos y el agotamiento de los recursos energéticos convencionales así como su impacto al ambiente son los principales argumentos que han aumentado el interés de utilizar fuentes renovables de energía. En el caso de la energía eólica, el crecimiento de la capacidad instalada a nivel mundial, es una demostración del interés de la comunidad técnico-científica y de los gobiernos para contribuir a elevar el porcentaje de participación de las energías renovables en la generación de energía eléctrica, con el fin de mitigar las emisiones de CO_2 asociadas al consumo de energía proveniente de fuentes convencionales. De hecho, a finales de 2015 en la Cumbre Mundial sobre el Clima que se celebró en París, Francia, los distintos países participantes anunciaron compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) entre 40 % y 70 % para el 2050. Por su parte, México

se comprometió a reducir 22 % sus emisiones de GEI para 2030 y el 50 % para 2050⁶.

El recurso eólico en México es una de las fuentes con mayor potencial, según datos oficiales se estima cercano a 71,000 MW, lo que representa más de tres veces la demanda de energía eléctrica del sector residencial en la actualidad. Se calcula que con una planeación adecuada e incentivos económicos atractivos, en el 2024 es posible lograr una generación de alrededor de 11,000 MW exclusivamente con energía eólica, lo que significaría una contribución de entre el 26 y el 28 % a la generación nacional, abonando de manera significativa al cumplimiento del 35 % de la meta establecida de participación de las energías renovables para ese mismo año ⁷.

Sin embargo, esta acción debe incluir no sólo cantidad (capacidad instalada) sino también calidad (eficiencia energética). El ahorro y uso eficiente de la energía son desafíos importantes para el desarrollo sustentable de la humanidad, con una población en crecimiento constante y, por lo tanto, una mayor demanda de energía. Estos desafíos se vuelven críticos en comunidades aisladas donde la energía convencional es escasa como consecuencia de la falta de infraestructura de redes de transmisión de energía eléctrica.

⁶Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, 2016. Obtenido de <https://www.gob.mx/inecc>.

⁷ProMéxico, 2014, Obtenido de <http://www.promexico.gob.mx/es/mx/>.

La futura demanda potencial de estas fuentes de energía requiere de evaluar a detalle distintos aspectos técnicos que caracterizan a los correspondientes sistemas de conversión. Tal caracterización está especificada por aspectos como fiabilidad, disponibilidad, requerimientos de mantenimiento, sustentabilidad e impactos ambientales [BoroumandJazi, 2012]. Estos aspectos y las relaciones que existen entre ellos son factores muy importantes para el funcionamiento exitoso y eficiente de los sistemas renovables. En este sentido, la evaluación del desempeño de los parques eólicos deberá ser una tarea a realizarse en cada una de estas instalaciones con el objetivo de analizar su funcionamiento e identificar los aspectos más relevantes y las relaciones entre ellos para tratar de mejorar la eficiencia del proceso físico de conversión.

En nuestro país se tienen esquemas de crecimiento muy importantes para las distintas zonas con potencial eólico aprovechable, entre las que se encuentra la región de La Rumorosa en Baja California. Sin embargo, ninguno de los parques eólicos instalados en México ha sido estudiado para evaluar su desempeño por lo que se hace necesario realizar ese tipo de análisis que sirvan para identificar áreas de oportunidad hacia el incremento de la eficiencia energética. En concordancia con lo anterior, en el presente trabajo se realiza el análisis energético y exergético del parque eólico La Rumorosa I para evaluar su rendimiento. Para tal fin, se

propone una metodología basada en los datos de salida (velocidad V_2 y potencia eléctrica producida \dot{W}_{out}) y en la fiabilidad de cada una de las 5 turbinas que integran el parque, lo que puede resultar muy conveniente ante la falta de datos anemométricos por diversas razones (pérdida de las bases de datos, negación de acceso a la información, etc).

1.6. Limitaciones del Estudio

La limitante principal del presente estudio se originó por la negativa de los operadores del parque eólico La Rumorosa I para facilitarnos la serie de tiempo de la velocidad de entrada (V_1), que representa la velocidad del viento al aproximarse al aerogenerador (disco actuador, que es el disco imaginario que forman los álabes al estar girando). Por tal motivo, el análisis tuvo que desarrollarse a partir de las series de tiempo disponibles, la de velocidad de salida (V_2), que representa la velocidad del viento inmediatamente después del disco actuador, y la de potencia eléctrica de salida (W_{out}) que entrega el aerogenerador. Con estos datos, la serie de tiempo de V_1 fue generada como función de V_2 y del coeficiente de potencia (C_p) del aerogenerador.

1.7. Objetivos

1.7.1. Objetivo General

Evaluar el rendimiento general del parque eólico La Rumorosa I a partir del análisis de las eficiencias energética y exergética de cada uno de los aerogeneradores así como de su fiabilidad.

1.7.2. Objetivos Particulares

- Desarrollar una metodología para analizar y evaluar el desempeño del parque eólico a partir de los datos disponibles (V_2 y W_{out})
- Analizar el efecto de la variabilidad a corto plazo de la velocidad del viento en el análisis exergético utilizando datos obtenidos en promedios de tiempos anuales, mensuales, diarios y diezminutales.
- Caracterizar el funcionamiento del parque eólico a partir de las relaciones entre eficiencias energética y exergética, coeficiente de potencia, potencia de salida y fiabilidad.

Capítulo 2

MARCO TEÓRICO

Como ya se mencionó anteriormente, este trabajo se basa primordialmente en 4 estudios previos. De igual forma, el marco teórico para el trabajo de tesis se desarrolla a partir de los trabajos anteriores.

En este capítulo primeramente se muestra el análisis de las investigaciones realizadas por Ahmet Duran Sahin et. al. [Sahin et al., 2006-1, Sahin et al., 2006-2], y por Omer Baskut et. al. [Baskut et al., 2010, Baskut et al., 2011]. Posteriormente se comparan ambos métodos, y se desarrolla el nuevo marco teórico utilizado en este trabajo.

2.1. Análisis Termodinámico de la Energía Eólica

2.1.1. Análisis Energético

La energía cinética del viento K_{wind} , puede representarse como [Manwell et al, 2009]

$$K_{wind} = \frac{1}{2}\rho AtV_1^3 \quad (2.1)$$

donde ρ es la densidad del viento (kg/m^3), A es el área de barrido del aerogenerador (rotor)(m^2), V_1 es la velocidad del viento a la entrada del rotor (m/s), y t es el tiempo (s).

Por lo tanto, la potencia del viento es

$$P_{wind} = \frac{1}{2}\rho AV_1^3 \quad (2.2)$$

La potencia cinética extraída por el disco (la rapidez con que se transfiere energía desde el viento al rotor)

$$P_{disc} = m(V_1 - V_2)\bar{V} \quad (2.3)$$

donde m es la masa de aire pasando por el rotor (kg), V_2 es la velocidad del viento saliendo de la turbina (m/s), y $\bar{V} = \frac{V_1+V_2}{2}$ es la velocidad media, ó

$$P_{disc} = \rho A(V_1 - V_2)\bar{V}^2 \quad (2.4)$$

teniendo que $\bar{V} = \frac{V_1+V_2}{2}$ y haciendo $\alpha = \frac{V_2}{V_1}$ se tiene

$$P_{disc} = \frac{1}{4}\rho A(1 - \alpha^2)(1 + \alpha)V_1^3 \quad (2.5)$$

La potencia máxima será para $\alpha = \frac{1}{3}$ (Límite de Betz¹).

La forma de obtener la velocidad de salida del aerogenerador (V_2), es mediante conservación de la energía

$$E_{tot} - E_{gen} = \frac{1}{2}\rho AtV_2^3 \quad (2.6)$$

y de aquí

$$V_2 = \sqrt[3]{\frac{2(E_{tot} - E_{gen})}{\rho At}} \quad (2.7)$$

donde E_{tot} y E_{gen} son las energías del viento y eléctrica producida, respectivamente.

La presión es proporcional a la velocidad

$$p_{1,2} = p_{at} + \frac{\rho}{2}V_{1,2}^2 \quad (2.8)$$

2.1.2. Análisis Exergético

Partiendo del Teorema de Transporte de Reynolds para explicar la evolución temporal de un sistema denotado por un volumen de control [Cengen and Cimbala, 2006]

¹Ver Apéndice B

$$\frac{dB_{sist}}{dt} = \frac{d}{dt} \int_{VC} \rho b dV + \int_{SC} \rho b \vec{V} \cdot \hat{n} dA \quad (2.9)$$

Aquí B representa cualquier propiedad extensiva (como masa o energía), y $b = B/m$ es la propiedad intensiva correspondiente; \vec{V} es el vector velocidad y ρ es la densidad.

La integral de volumen

$$\int_{VC} \rho b dV \quad (2.10)$$

está relacionada con la cantidad B almacenada dentro de un volumen de control (VC).

La integral de superficie

$$\int_{SC} \rho b \vec{V} \cdot \hat{n} dA \quad (2.11)$$

se relaciona con la propiedad B que entra y sale del volumen de control (a través de la superficie de control). Entonces, cuando se tiene un número finito de entradas y salidas,

$$\int_{SC} \rho b \vec{V} \cdot \hat{n} dA = \sum \dot{B}_{out} - \sum \dot{B}_{in} \quad (2.12)$$

Cuando B se refiere a la masa del sistema, la ecuación (2.12) se reescribe como

$$\int_{SC} \rho \vec{V} \cdot \hat{n} dA = \sum \dot{m}_{out} - \sum \dot{m}_{in} \quad (2.13)$$

La integral sobre el volumen de control representa entonces la cantidad de masa almacenada en éste, y su derivada es la evolución temporal de la cantidad de materia dentro del mismo. La presencia de dicha materia dentro del volumen del control implica energía almacenada en el mismo, la cual puede ser utilizada para generar trabajo.

$$\int_{VC} \rho dV = \sum_r Q_r - W \quad (2.14)$$

donde Q_r representa la energía de cada una de las partículas de materia contenidas en el volumen de control, y W es el trabajo realizado por el sistema.

Combinando las ecuaciones (2.13) y (2.14) y reescribiendo, se puede expresar el balance energético para un flujo de masa a través de un sistema

$$\sum_{in} (h + ke + pe)_{in} m_{in} - \sum_{out} (h + ke + pe)_{out} m_{out} + \sum_r Q_r - W = 0 \quad (2.15)$$

donde m_{in} y m_{out} refiere a un flujo de masa entrando y saliendo del sistema respectivamente; h , ke y pe , son los valores específicos de entalpía, energía cinética y potencial respectivamente.

El balance exergético es a su vez

$$\sum_{in} Ex_{in}m_{in} - \sum_{out} Ex_{out}m_{out} + \sum_r Ex^Q - Ex^W - I = 0 \quad (2.16)$$

donde Ex_{in} y Ex_{out} son las exergías específicas del flujo de masa al entrar y salir del sistema (respectivamente). Ex^Q y Ex^W son las exergías asociadas a Q^r y W respectivamente; finalmente I es la destrucción de exergía por ser un proceso irreversible.

Se define entonces el flujo exergético del viento \dot{E}_{flow} como el máximo trabajo alcanzable al fluir el aire a través de la turbina:

$$\dot{E}_{flow} = \dot{E}_{ph} + \dot{E}_{ke} \quad (2.17)$$

donde \dot{E}_{ph} , \dot{E}_{ke} representan los flujos de exergía física y cinética del viento respectivamente. Debido a que se toma el flujo de aire como unidireccional (paralelo al suelo), y conformado por gases inertes (no reaccionan químicamente), entonces los flujos de exergía potencial y química (\dot{E}_{pe} y \dot{E}_q respectivamente), son cero.

Aquí

$$\dot{E}_{ph} = \dot{m} \left[C_e(T_2 - T_1) + T_0 \left(C_e \ln \left(\frac{T_2}{T_1} \right) - R \ln \left(\frac{p_2}{p_1} \right) - \frac{C_e(T_0 - T_{avg})}{T_0} \right) \right] \quad (2.18)$$

donde \dot{m} es el flujo másico; $T_{1,2}$ y $p_{1,2}$ son las temperaturas y presiones del flujo de viento antes y después de traspasar el rotor del aerogenerador respectivamente, T_0

es la temperatura de referencia, $T_{avg} = \frac{T_1+T_2}{2}$, y C_e es el calor específico del aire.

La variación en la energía cinética del viento es igual a la variación en la energía cinética absorbida por el rotor.

$$\dot{E}_{ke} = \dot{W}_{act} \quad (2.19)$$

Y las eficiencias energética y exergética se definen en la forma acostumbrada:

$$\eta = \frac{\dot{W}_{out}}{P_{wind}} \quad (2.20)$$

$$\epsilon = \frac{\dot{W}_{out}}{\dot{E}_{flow}} \quad (2.21)$$

2.2. Análisis Exergético Aplicado a Aerogeneradores

La Figura 2.1 representa el modelo planteado por [Baskut et al., 2010] donde se observan las dos secciones esquemáticas del aerogenerador en que se basa el estudio. No se toma en cuenta un cambio en la temperatura del flujo de viento al traspasar el rotor del aerogenerador.

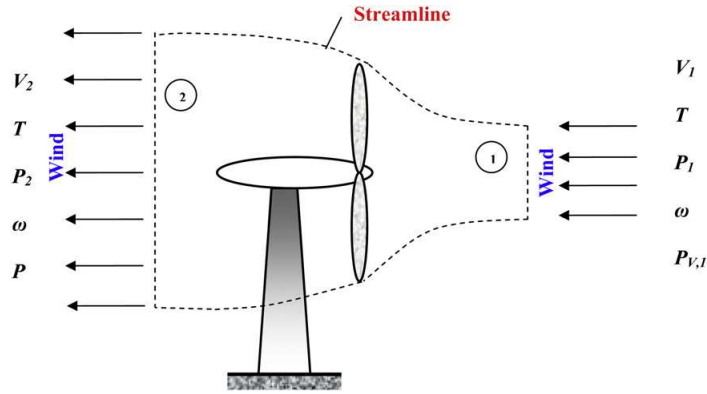


Figura 2.1: Representación esquemática de la turbina, mostrando el estado del flujo másico entrante y saliente (obtenida de [Baskut et al., 2010]).

2.2.1. Análisis Energético

La eficiencia exergética de una turbina de viento es usualmente caracterizado por su coeficiente de potencia²

$$C_p = \frac{\dot{W}_{out}}{\frac{1}{2} \cdot \eta_{el} \cdot \eta_{mec} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_r^3} \quad (2.22)$$

donde \dot{W}_{out} es la potencia eléctrica obtenida, η_{el} y η_{mec} son las eficiencias eléctricas y mecánicas de la turbina respectivamente; ρ es la densidad del aire, R es el radio del aerogenerador y V_r es la velocidad en la frontera del disco (ver Figura 2.2)³.

Aquí se tiene que

$$V_r = \frac{V_1 + V_2}{2} = \bar{V} \quad (2.23)$$

²Para mayor información acerca del coeficiente de potencia, revisar el apéndice B.

³Para una mayor explicación de dicho proceso, consultar [Manwell et al, 2009].

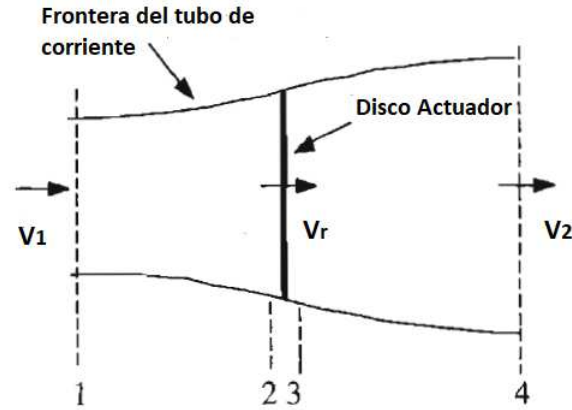


Figura 2.2: Representación esquemática del tubo de corriente que muestra las 4 regiones en que se divide el estudio de aerodinámica de turbinas de viento).

donde V_1 y V_2 son las velocidades de viento antes (aguas arriba) y después (aguas abajo) de pasar por el rotor del aerogenerador.

El flujo másico, es la cantidad de materia por segundo que pasa a través de la turbina (en unidades de kg/s):

$$\dot{m} = \rho \cdot A \cdot V_r = \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_r \quad (2.24)$$

Se puede obtener la velocidad de salida del viento (V_2) mediante la ley de conservación de la energía

$$\frac{1}{2}mV_1^2 = C_p \frac{1}{2}mV_1^2 + \frac{1}{2}mV_2^2 \quad (2.25)$$

En la Ecuación (2.25), el primer término representa la energía cinética del viento antes de pasar por el rotor, el segundo término representa la energía que absorbe

el rotor conforme el flujo de masa de viento lo traspasa, y finalmente el tercer término representa la energía cinética del viento después de pasar por el rotor. Desarrollando y eliminando términos, se puede llegar a

$$V_2 = V_1 \sqrt{1 - C_p} \quad (2.26)$$

La Ecuación (2.26) indica la relación entre las velocidades de entrada y salida.

2.2.2. Análisis Exergético

La eficiencia exergética está definida como

$$\epsilon = \frac{\dot{W}_{out}}{\dot{W}_u} \quad (2.27)$$

donde \dot{W}_u es la potencia útil, y se puede ver que, de (2.21), $\dot{W}_u \simeq \dot{E}_{flow}$.

Los autores desprecian el cambio en la temperatura del flujo másico al traspasar el rotor, con esto, la potencia útil sólo depende del cambio de presión:

$$\dot{W}_u = (p_1 - p_2) \frac{\dot{m}}{\rho} \quad (2.28)$$

sustituyendo las ecuaciones (2.8) y (2.24) en (2.28), se llega a

$$\dot{W}_u = \frac{\rho}{2} (V_1^2 - V_2^2) A V_r \quad (2.29)$$

La pérdida de exergía (I) está definida como

$$I = \dot{W}_u - \dot{W}_{out} \quad (2.30)$$

2.3. Metodología Propuesta (Marco Teórico)

En este estudio se trata de encontrar la eficiencia mensual de cada una de las 5 turbinas eólicas, así como distintas relaciones entre las velocidades (V_1, V_2), las eficiencias energética y exergética (η, ϵ), el coeficiente de potencia (C_p) y la destrucción de exergía (I). Contrario a los estudios anteriores, para este caso no se cuenta con la velocidad de entrada (V_1) dada por la colocación de una torre anemométrica cerca de la turbina; sin embargo, se tiene la velocidad de salida (V_2) y la potencia de salida (W_{out}) ambas dadas por los 5 aerogeneradores del parque eólico.

2.3.1. Análisis Energético

Como se mencionó anteriormente, no se tuvo acceso a los datos de velocidad (V_1) registrados por la torre anemométrica del parque eólico, por lo que el planteamiento que se hace para este trabajo de tesis inició obteniendo una relación a partir de la cual se pudiera calcular. Utilizando la ecuación (2.26) se obtiene una expresión para la velocidad de entrada V_1

$$V_1 = \frac{V_2}{\sqrt{1 - C_p}} \quad (2.31)$$

Además, combinando las ecuaciones (2.20) y (2.22) y tomando en cuenta que

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_r^3$$

$$\eta = \frac{\dot{W}_{out}}{P_{wind}}$$

$$C_p = \frac{\dot{W}_{out}}{\frac{1}{2} \cdot \eta_{el} \cdot \eta_{mec} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_r^3} = \frac{\dot{W}_{out}}{\eta_{el} \cdot \eta_{mec} \cdot P_{wind}}$$

se llega a que

$$\eta = \eta_{el} \cdot \eta_{mec} \cdot C_p \quad (2.32)$$

La eficiencia total de la turbina es función tanto del coeficiente de potencia del rotor como de las eficiencias mecánicas y eléctricas [Manwell et al, 2009].

2.3.2. Análisis Exergético

Combinando las expresiones para el trabajo útil (2.28) y la eficiencia exergética (2.21), se tiene

$$\epsilon = \frac{\dot{W}_{out}}{\dot{W}_u} = \frac{\dot{W}_{out}}{\frac{\rho}{2}(V_1^2 - V_2^2)AV_r} \quad (2.33)$$

sustituyendo ahora las expresiones para V_1 y V_r :

$$\epsilon = \frac{\dot{W}_{out}}{\frac{\rho}{2} \left(\frac{V_2^2}{(1-C_p)} - V_2^2 \right) A \frac{V_2}{2} \left(\frac{1}{\sqrt{1-C_p}} + 1 \right)} = \frac{4\dot{W}_{out}}{\rho A \left(\frac{1}{\sqrt{1-C_p}} - 1 \right) \left(\frac{1}{\sqrt{1-C_p}} + 1 \right)^2 V_2^3} \quad (2.34)$$

De forma similar se puede encontrar una expresión para la pérdida de exergía:

$$I = \dot{W}_u - \dot{W}_{out} = \frac{\rho A}{4} \left(\frac{1}{\sqrt{1-C_p}} - 1 \right) \left(\frac{1}{\sqrt{1-C_p}} + 1 \right)^2 V_2^3 - \dot{W}_{out} \quad (2.35)$$



Capítulo 3

PANORAMA DEL OBJETO DE ESTUDIO

En este capítulo se muestran las características del parque eólico la Rumorosa-I y de los aerogeneradores que posee, de donde se obtienen los datos de velocidad de viento de salida y potencia eléctrica generada. Además, se ven las características de la torre anemométrica de donde se obtienen los datos meteorológicos.

3.1. Parque Eólico La Rumorosa I



Figura 3.1: Vista del parque eólico La Rumorosa I.



Figura 3.2: Así luce el parque en invierno.

Se encuentra dentro del poblado del mismo nombre, es el sitio, dentro del estado de Baja California, donde mayormente se está explotando el recurso eólico, debido en parte por su excelente potencial eólico, de contar con una aceptable red de transmisión de Comisión Federal de Electricidad (CFE) y de ser frontera con el estado de California, en Estados Unidos, el cual funge como el principal cliente. La Figura 3.3 muestra el potencial eólico en todo el estado de Baja California a una altura de 50 msns, así como las líneas de transmisión eléctrica¹.

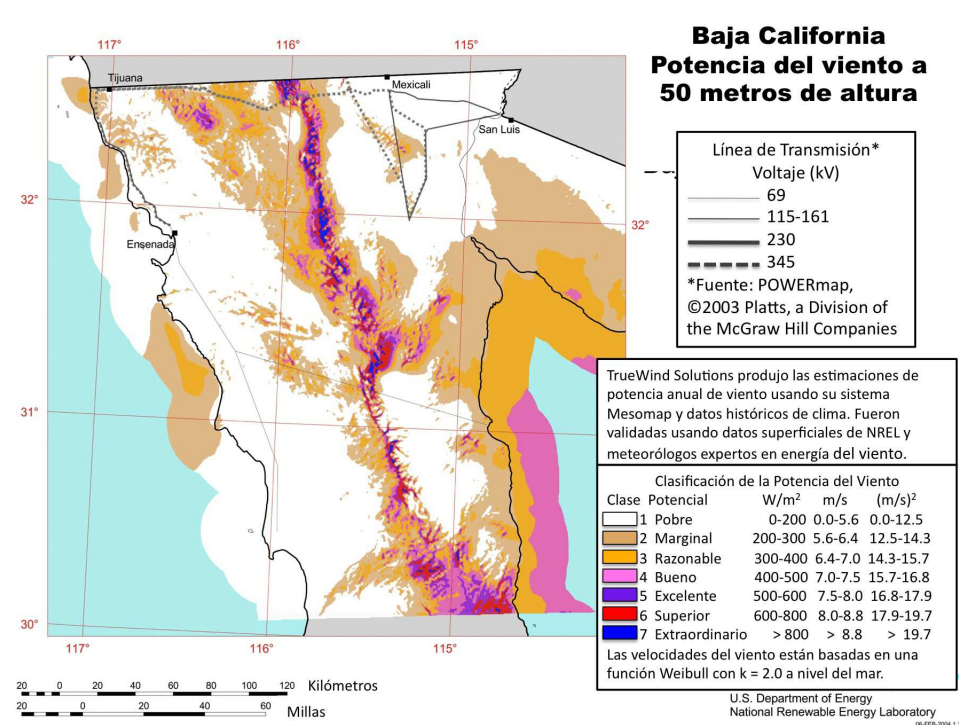


Figura 3.3: Potencial Eólico de Baja California

El parque consta de 5 aerogeneradores Gamesa G87-2.0MW (Figuras 3.4, 3.5) con las siguientes características:

¹Foto obtenida de National Renewable Energy Laboratory, 2004. <http://www.nrel.gov>

- Turbina eólica : G87/2000.
- Diámetro: 87m.
- Área de barrido: 5945m².
- Número de palas: 3 (fibra de vidrio preimpregnada con resina epoxi).
- Velocidad de arranque: 4 m/s, velocidad de paro: 25 m/s, velocidad nominal: 16 m/s.
- Velocidad de rotación: 9.0 - 19.0 rpm.
- $\eta_{mec}=0.98$, $\eta_{el}=0.95$.



Figura 3.4: Aerogenerador Gamesa G87-2MW.



Figura 3.5: El aerogenerador cuenta con un anemómetro en la parte posterior de la góndola.

Las Figuras 3.4 y 3.5 representan el modelo del aerogenerador presente en el parque eólico La Rumorosa I, el cual cuenta con un anemómetro en la parte posterior de la góndola² La Tabla 3.1 muestra los valores dados por la curva de

²Figuras 3.4 y 3.5 obtenidas de <http://www.gamesacorp.com>

potencia del fabricante (Figura 3.6).

Tabla 3.1: Valores calculados para la curva de potencia (P), la velocidad (V) está en m/s y la potencia en kW.

V	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17-25
P	78.6	181.2	335.4	549.8	831.5	1174.8	1528.3	1794.7	1931.1	1981.0	1995.3	1998.9	1999.8	2000.0

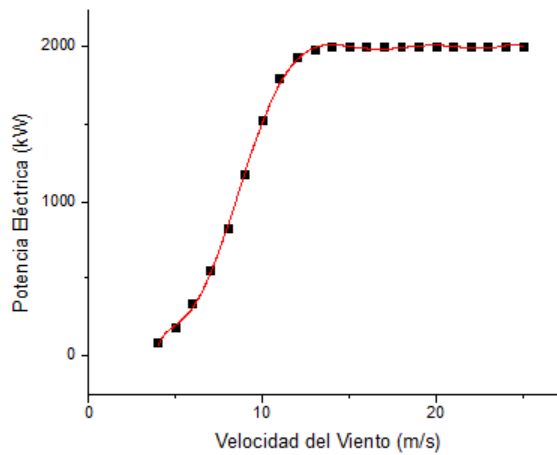


Figura 3.6: Curva de Potencia (datos obtenidos en <http://www.gamesacorp.com>)

Los valores mostrados en la Tabla (3.1) se obtuvieron tomando en cuenta los siguientes parámetros:

- Densidad del aire: 1.225 kg/m^3 (a nivel del mar).
- Frecuencia de la red eléctrica: 50 Hz.
- Intensidad de turbulencia: 10
- Velocidad de rotor variable entre 9.0 y 19.0 rpm.

3.2. Estación Anemométrica La Rumorosa (CONAGUA)

Los datos meteorológicos utilizados para el análisis exergético, fueron proporcionados por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) de su estación anemométrica localizada en la región de Agua Hechicera (Figura 3.7), cerca del poblado de La Rumorosa, la cual se encuentra a una distancia aproximada de 27 km del parque eólico. El anemómetro se encuentra a una altura de 10 metros, y la altitud del sitio es de 1260 msnm.



Figura 3.7: Torre anemométrica en Agua Hechicera.

Capítulo 4

RESULTADOS Y DISCUSIONES

4.1. DATOS DE OPERACIÓN DEL PARQUE

En esta sección se analiza el recurso eólico del parque mediante los datos obtenidos de los 5 aerogeneradores (velocidad de salida y potencia producida). Se generan curvas de potencia y se obtienen las funciones de densidad de probabilidad y de distribución de Weibull. Además se reportan las horas de trabajo (fiabilidad) y la producción mensual de cada una de las 5 turbinas en el año 2013.

4.1.1. Curvas de Potencia

Las Figuras 4.1 y 4.2 presentan las curvas de potencia realizadas con la información de la Turbina 1 de los dos meses más característicos del año, Mayo y Agosto de 2013, que presentaron la máxima y mínima velocidades, así como la producción de energía correspondiente.

La función de color rojo, es la curva de potencia del fabricante. Debido a que la curva del fabricante toma como dato la velocidad de entrada del flujo de aire, se esperaría que al utilizar los datos de velocidad de viento de salida fueran menores

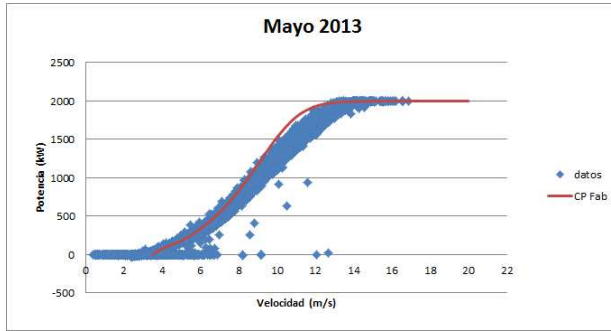


Figura 4.1: Curva de potencia con V2 para Mayo 2013 (Turbina 1).

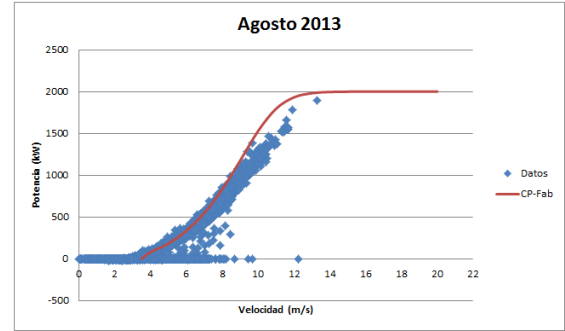


Figura 4.2: Curva de potencia con V2 para Agosto 2013 (Turbina 1).

a los anteriormente mencionados; se puede notar en las gráficas que hay valores de velocidad mayores a los de la curva del fabricante para un igual valor de potencia. Esto puede ser debido a que la densidad del aire promedio en La Rumorosa (elevación promedio de 1232 msnm) es inferior a la densidad del aire utilizada por el fabricante de 1.225 kg/m^3 (a nivel del mar) y/ó a que la frecuencia de la red utilizada en el continente Americano es de 60 Hz, a diferencia de la utilizada para generar la curva del fabricante (cuyos cálculos se realizaron en Europa a una frecuencia de red de 50 Hz).

4.1.2. Análisis de Distribución de Velocidades

En las Tablas (4.1 - 4.12) se muestran los parámetros de Weibull para cada uno de los meses para las 5 turbinas del parque eólico, Aquí T1 - T5 son cada una de las 5 turbinas, V_m es la velocidad media del flujo de viento de salida (en m/s), σ es la desviación estándar (adimensional), k es el parámetro de forma (adimensional), y c el parámetro de escala (adimensional).

Tabla 4.1: Parámetros de Weibull Enero 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
V_m	7.6069	7.5064	7.8368	7.8561	7.8678
σ	7.6225	8.1252	7.8595	8.1700	7.6691
k	0.9978	0.9176	0.9969	0.9584	1.0282
c	7.5988	7.1994	7.8253	7.7045	7.9579

Tabla 4.2: Parámetros de Weibull Febrero 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
V_m	7.6175	7.4789	7.7363	7.7125	7.8008
σ	8.7632	8.7501	8.4390	9.2606	8.1454
k	0.8589	0.8433	0.9099	0.8198	0.9541
c	7.0251	6.8141	7.3859	6.8889	7.6339

Tabla 4.3: Parámetros de Weibull Marzo 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
V_m	7.4982	7.1768	7.3859	7.3685	7.5388
σ	5.9264	4.9264	4.8079	5.1634	4.9179
k	1.2911	1.5047	1.5940	1.4714	1.5903
c	8.1073	7.9516	8.2334	8.1412	8.4020

Tabla 4.4: Parámetros de Weibull Abril 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
V_m	8.1640	7.9724	8.2727	8.1992	8.3542
σ	11.9565	11.4348	11.1231	11.2968	10.4565
k	0.6608	0.6759	0.7250	0.7061	0.7837
c	5.9046	5.9296	6.6471	6.4086	7.2053

Tabla 4.5: Parámetros de Weibull Mayo 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
V_m	8.1408	7.8785	8.1840	8.1544	8.4006
σ	6.2011	5.4262	5.7806	5.8456	6.4162
k	1.3439	1.4992	1.4587	1.4355	1.3400
c	8.8700	8.7251	9.0319	8.9793	9.1482

Tabla 4.6: Parámetros de Weibull Junio 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
V_m	7.3042	7.0465	7.4366	7.3549	7.5078
σ	3.1068	2.6315	2.9799	2.9898	3.0864
k	2.5304	2.9145	2.6997	2.6580	2.6258
c	8.2311	7.9025	8.3641	8.2765	8.4518

Tabla 4.7: Parámetros de Weibull Julio 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
V_m	5.5818	5.5116	5.6901	5.6728	5.7425
σ	3.0951	2.8114	3.3166	3.2446	3.2984
k	1.8973	2.0773	1.7971	1.8344	1.8261
c	6.2895	6.2224	6.3971	6.3838	6.4609

Tabla 4.8: Parámetros de Weibull Agosto 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
V_m	5.5407	5.5583	5.6028	5.5585	5.6955
σ	1.6847	1.3910	1.7653	1.5975	1.7740
k	3.6434	4.5014	3.5054	3.8733	3.5494
c	6.1459	6.0910	6.2278	6.1446	6.3266

Tabla 4.9: Parámetros de Weibull Septiembre 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
V_m	5.5332	5.5033	5.5834	5.5984	5.7019
σ	6.0775	5.9140	6.4722	6.0487	6.2998
k	0.9031	0.9248	0.8518	0.9194	0.8974
c	5.2606	5.3006	5.1214	5.3754	5.4011

Tabla 4.10: Parámetros de Weibull Octubre 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
V_m	7.0161	6.8681	7.0349	7.3371	7.1659
σ	11.9471	11.1381	11.4103	11.9110	12.1090
k	0.5610	0.5915	0.5914	0.5909	0.5657
c	3.9358	4.2280	4.3296	4.5084	4.0819

Tabla 4.11: Parámetros de Weibull Noviembre 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
V_m	6.3697	6.1546	6.4478	6.7608	6.5491
σ	6.0949	5.4055	6.0697	6.6084	6.3458
k	1.0491	1.1514	1.0678	1.0251	1.0348
c	6.4931	6.4704	6.6157	6.8300	6.6411

Tabla 4.12: Parámetros de Weibull Diciembre 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
V_m	8.2551	8.1939	8.2713	8.5256	8.3765
σ	7.8347	7.0923	7.4262	7.5033	7.4757
k	1.0584	1.1698	1.1242	1.1488	1.1315
c	8.4428	8.6530	8.6337	8.9573	8.7609

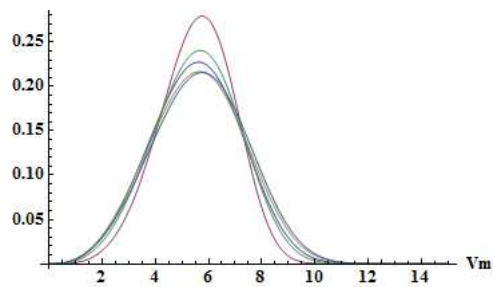


Figura 4.3: Densidad de Probabilidad para Agosto 2013 (5 Turbinas).

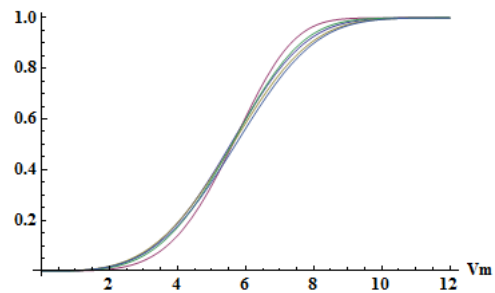


Figura 4.4: Distribución de Probabilidad para Agosto 2013 (5 Turbinas).

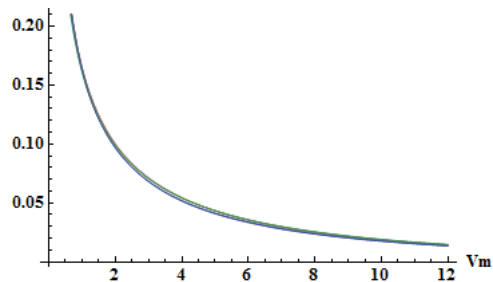


Figura 4.5: Densidad de Probabilidad para Octubre 2013 (5 Turbinas).

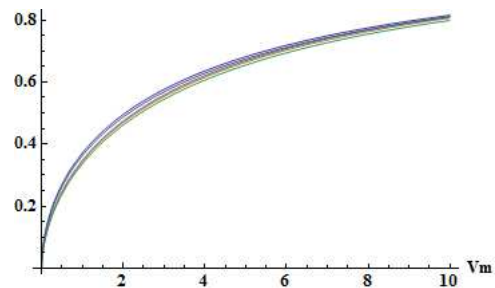


Figura 4.6: Distribución de Probabilidad para Octubre 2013 (5 Turbinas).

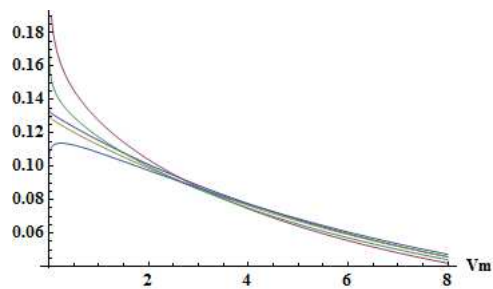


Figura 4.7: Densidad de Probabilidad para Enero 2013 (5 Turbinas).

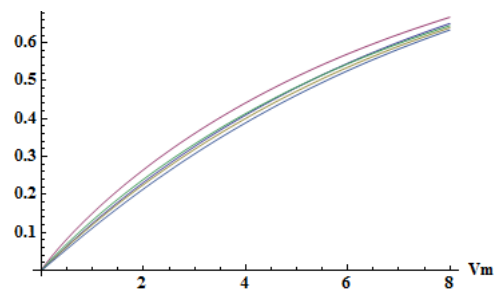


Figura 4.8: Distribución de Probabilidad para Enero 2013 (5 Turbinas).

Tres casos resaltan aquí, el mes de Agosto (Tabla 4.8), que presenta velocidades muy bajas, lo cual hace que la desviación estándar sea baja y con esto $k > 1$ y tenemos distribución gaussiana (Figura 4.3); el mes de Octubre (Tabla 4.10), presenta la desviación estándar más grande, y por eso $k < 1$ y con esto, tene-

mos la gráfica de exponenciales decayentes (Figura 4.5). Finalmente, el mes de Enero (Tabla 4.1), presenta valores de desviación estándar similares al valor de la velocidad promedio, por lo que $k \approx 1$ (Figura 4.7).

La desviación estándar para este estudio representa la forma en la distribución de los valores de los datos diezminutales de velocidad medidos durante cada mes; ésto implica que, por ejemplo, para Agosto (Figura4.3) el grueso de las velocidades se encuentran entre 4 y 7 m/s. La gráfica de distribución de probabilidad acumulada (Figura 4.4) nos indica de nuevo que el máximo crecimiento de la función es entre 4 y 7 m/s, ya que puede notarse que la pendiente de la función en ese intervalo es mayor. Análisis análogos se pueden llevar a cabo para los demás casos.

4.1.3. Producción Mensual (Potencia)

Las Figuras (4.9 - 4.20) muestran la potencia diaria (promedio) para los 5 aerogeneradores en los 12 meses del año.

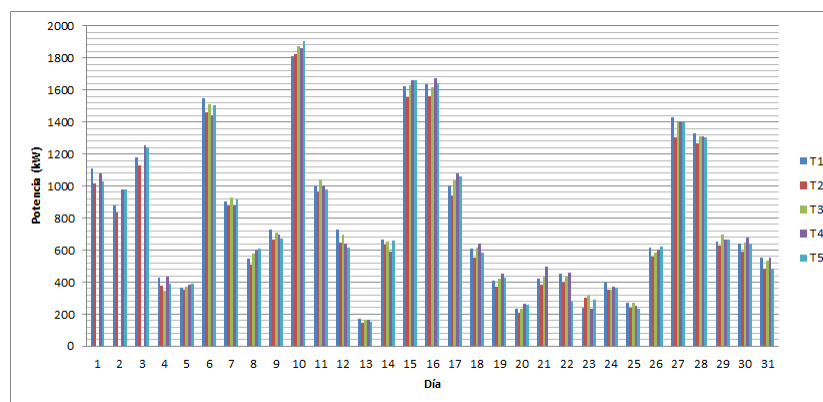


Figura 4.9: Potencia diaria para el mes de Enero.

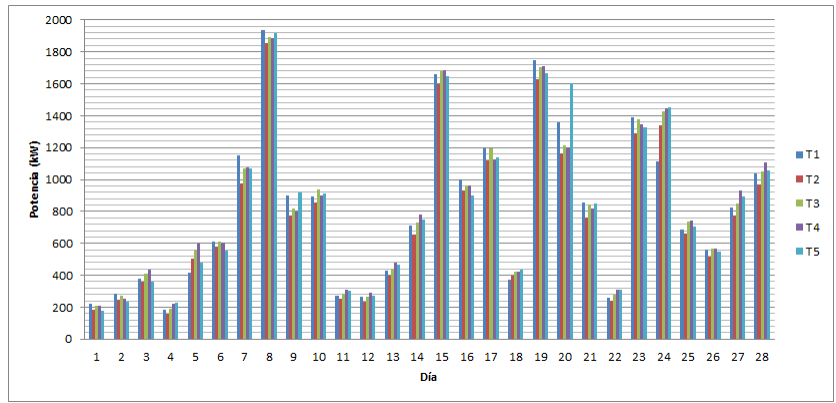


Figura 4.10: Potencia diaria para el mes de Febrero.

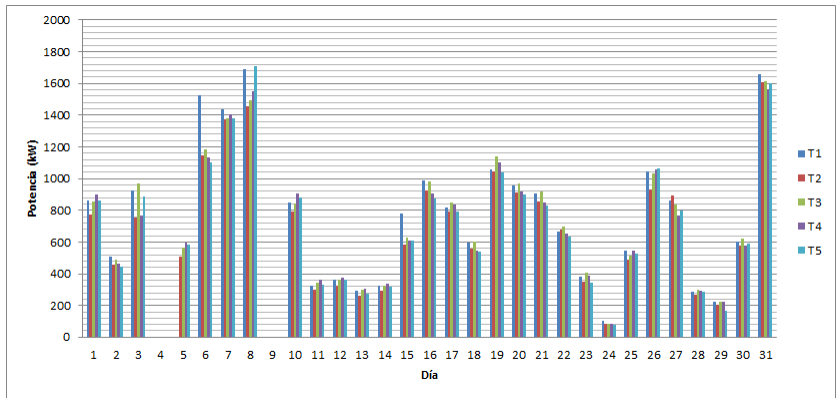


Figura 4.11: Potencia diaria para el mes de Marzo.

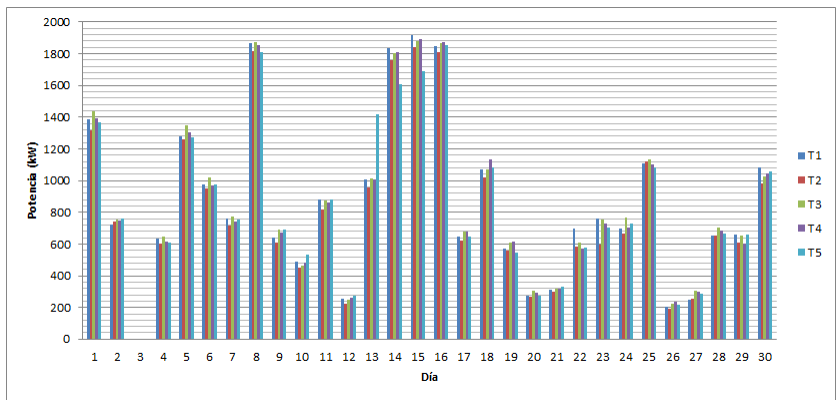


Figura 4.12: Potencia diaria para el mes de Abril.

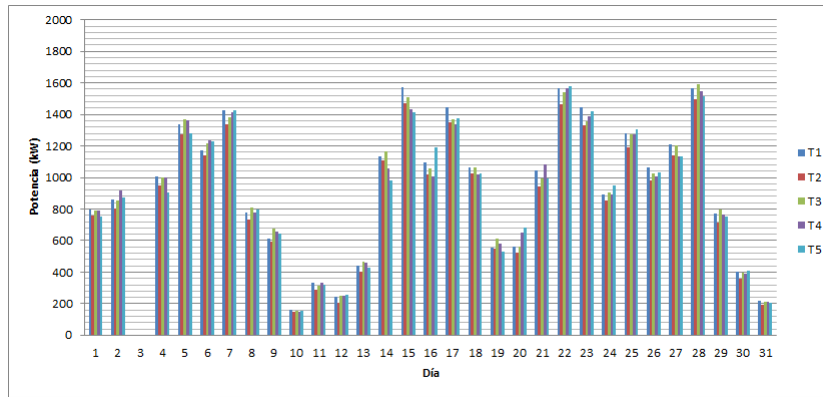


Figura 4.13: Potencia diaria para el mes de Mayo.

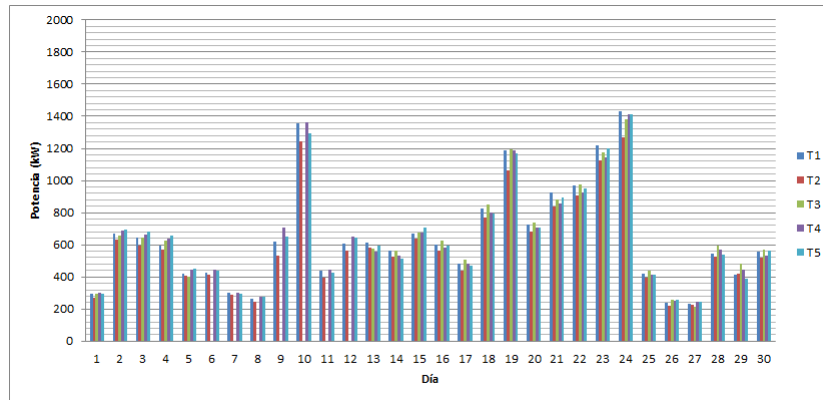


Figura 4.14: Potencia diaria para el mes de Junio.

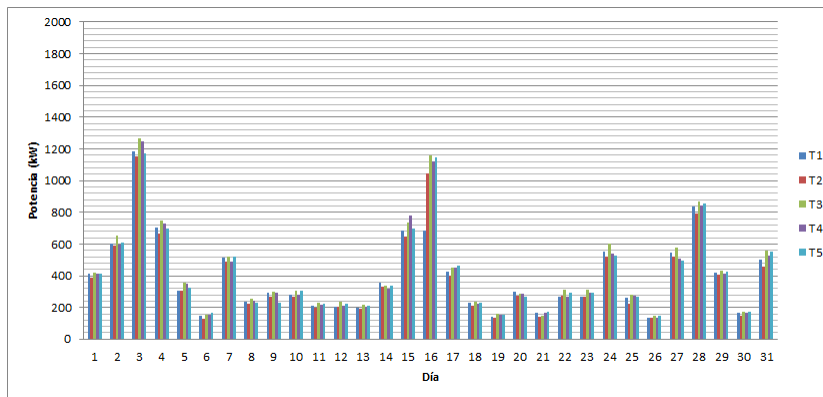


Figura 4.15: Potencia diaria para el mes de Julio.

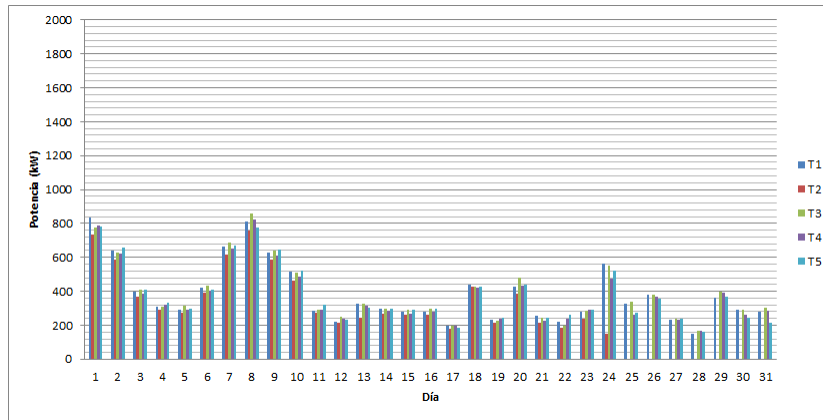


Figura 4.16: Potencia diaria para el mes de Agosto.

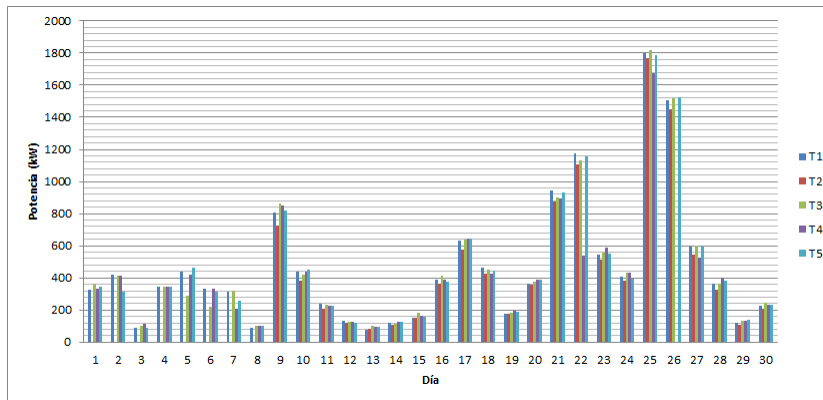


Figura 4.17: Potencia diaria para el mes de Septiembre.

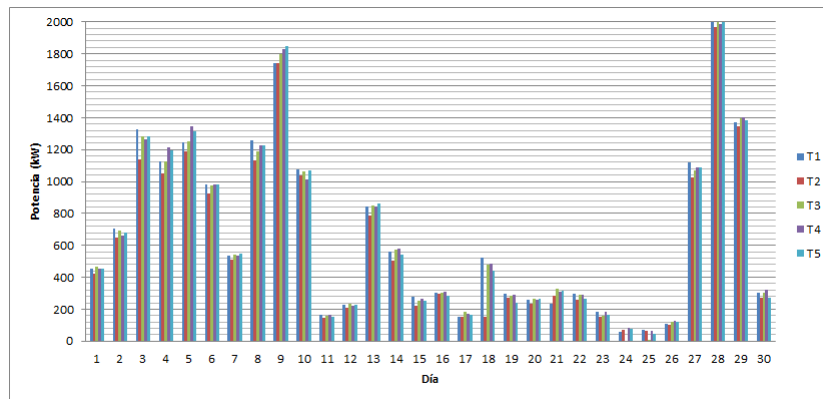


Figura 4.18: Potencia diaria para el mes de Octubre.

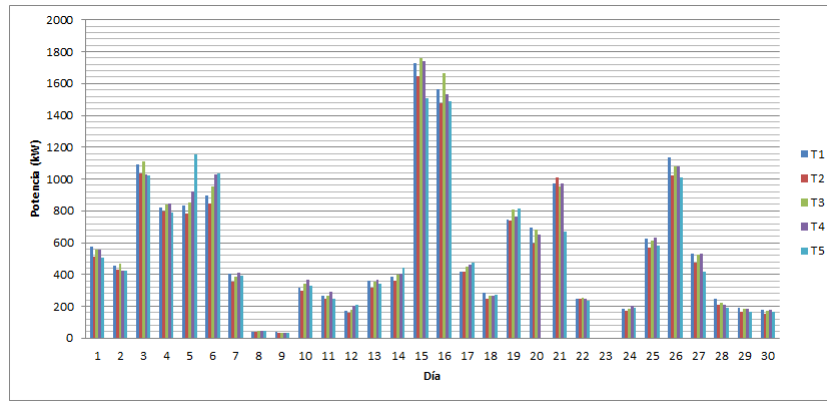


Figura 4.19: Potencia diaria para el mes de Noviembre.

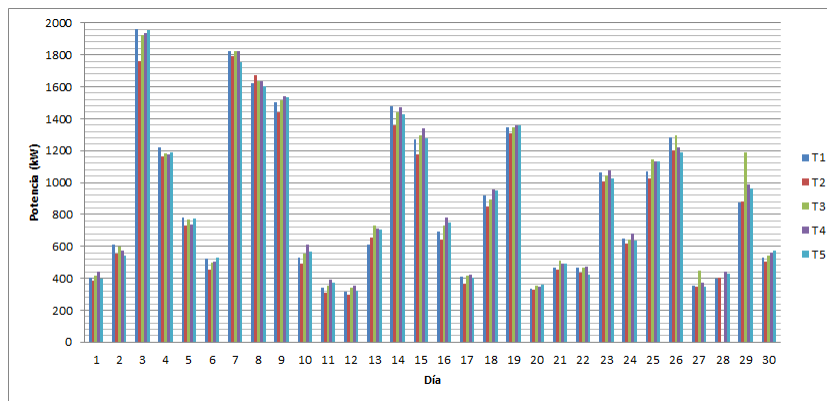


Figura 4.20: Potencia diaria para el mes de Diciembre.

Aún cuando los aerogeneradores son exactamente del mismo modelo, se puede ver que su funcionamiento y eficiencia difieren. Las pequeñas variaciones entre la potencia producida promedio son debido a la orientación en que se encuentran, la pequeña diferencia en la altitud en la posición de cada uno de ellos, y al posible efecto de sombreado. Las grandes variaciones entre la potencia producida promedio es debido casi en su totalidad a las horas de trabajo y de paro (por mantenimiento o fallas) de cada turbina.

4.1.4. Producción Mensual (Fiabilidad y Energía Producida)

La fiabilidad se considera como el tiempo en el que el aerogenerador está en funcionamiento y produciendo (no cuando está en funcionamiento y la velocidad estaba por debajo de los 3 m/s ó por encima de los 26 m/s) se mide en horas (H). Los valores de Fiabilidad (H) y de energía total producida (E) para cada mes en 2013, se presentan en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13: Fiabilidad y Producción Total Mensual de Energía (MWh) para las 5 Turbinas en 2013.

	T1		T2		T3		T4		T5	
	H	E	H	E	H	E	H	E	H	E
Enero	633.83	520.46	634.16	494.21	549.33	448.17	635.83	534.90	597.50	514.67
Febrero	529.00	436.53	538.16	426.92	543.16	462.96	535.66	460.79	559.66	486.75
Marzo	536.00	389.37	557.83	375.30	570.16	413.58	568.83	406.47	564.00	396.71
Abril	587.00	549.73	581.00	516.63	586.66	556.51	586.33	551.32	530.50	459.22
Mayo	627.66	612.77	627.83	576.55	628.33	610.40	611.83	591.38	571.16	543.64
Junio	637.33	426.89	636.50	392.78	467.00	328.58	624.66	419.13	638.00	427.02
Julio	515.00	220.06	501.83	213.17	505.66	243.17	503.16	229.02	506.00	230.68
Agosto	526.83	220.04	396.16	160.81	518.66	220.36	520.50	212.84	512.83	213.28
Septiembre	430.33	248.26	338.83	206.01	428.16	247.77	381.66	174.79	431.33	246.82
Octubre	533.50	421.80	532.66	392.77	540.66	425.57	538.66	427.04	549.83	428.81
Noviembre	523.00	336.71	522.16	314.73	508.00	317.35	516.16	338.70	448.00	272.50
Diciembre	641.33	571.93	627.83	513.04	593.66	545.29	647.50	590.82	632.66	552.59

Las Figuras 4.21 y 4.22 muestran la fiabilidad y la energía producida mes a

mes por cada una de las 5 turbinas (datos mostrados en la Tabla 4.13) ¹. Los porcentajes del tiempo anual (2013) que los aerogeneradores produjeron energía (fiabilidad) fueron de 76.72 %, 74.14 %, 73.51 %, 76.15 % y 74.67 %, para las turbinas 1-5 respectivamente.

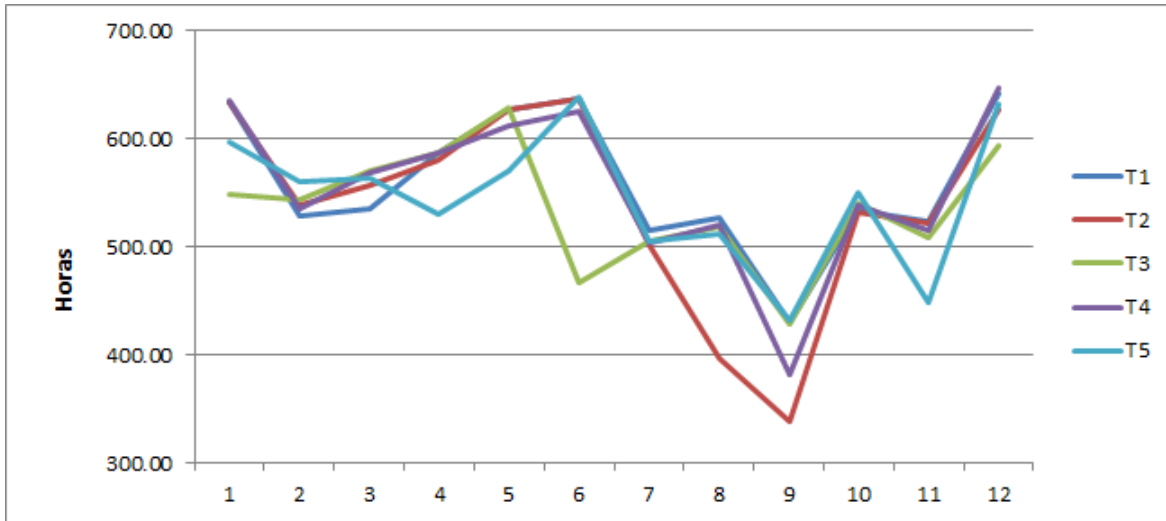


Figura 4.21: Fiabilidad Total Mensual en 2013.

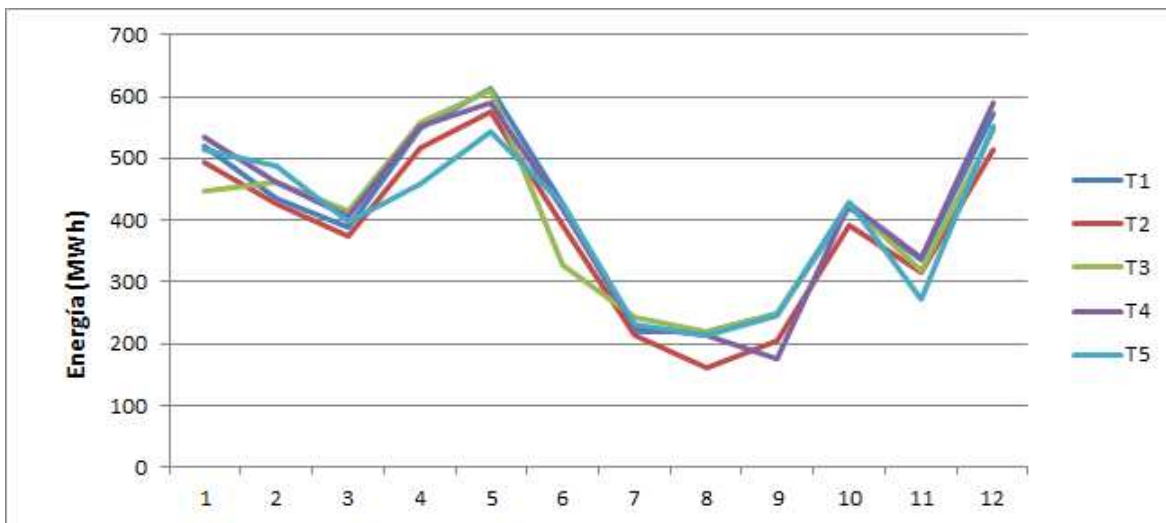


Figura 4.22: Energía Total Producida Mensual en 2013.

¹Un estudio más detallado mes a mes se presenta en el Apéndice C

El valor de potencia producida no es suficiente para evaluar el desempeño y producción de una turbina eólica. Es importante conocer la producción energética ya que ese dato es el que directamente se transforma en valor monetario. Por otro lado, las horas de trabajo junto con el valor de potencia producida pueden ayudar a saber en que momento es más conveniente hacer los servicios de mantenimiento de los aerogeneradores.

4.2. ANÁLISIS EXERGÉTICO DIARIO

En esta sección se muestran las eficiencias exergéticas diarias de los 5 aerogeneradores durante los doce meses del 2013. Se toma un valor fijo del coeficiente de potencia. Se muestra la pérdida de exergía como una forma alternativa de realizar el análisis exergético.

4.2.1. Análisis Diario del Parque Eólico

Como se mencionó anteriormente, al no contar con la velocidad de entrada del flujo de viento V_1 , se procedió al cálculo de ésta a partir de la velocidad de salida V_2 usando la Ecuación (2.31)

$$V_1 = \frac{V_2}{\sqrt{1 - C_p}}$$

Sin embargo, tal ecuación requiere de conocer el valor del coeficiente de potencia C_p para cada valor de la velocidad, lo cual no es así. Por lo que se fijó C_p en un valor que permitiera realizar el estudio sin tener problemas de que la eficiencia exergética superara el rango de validez ($0 \leq \epsilon \leq 1$).

El valor elegido para esto es de $C_p = 0.39$, con esto, utilizando la ecuación (2.34) se obtienen los valores para la eficiencia exergética (se presentan en forma de eficiencias diarias)(Figura 4.23).

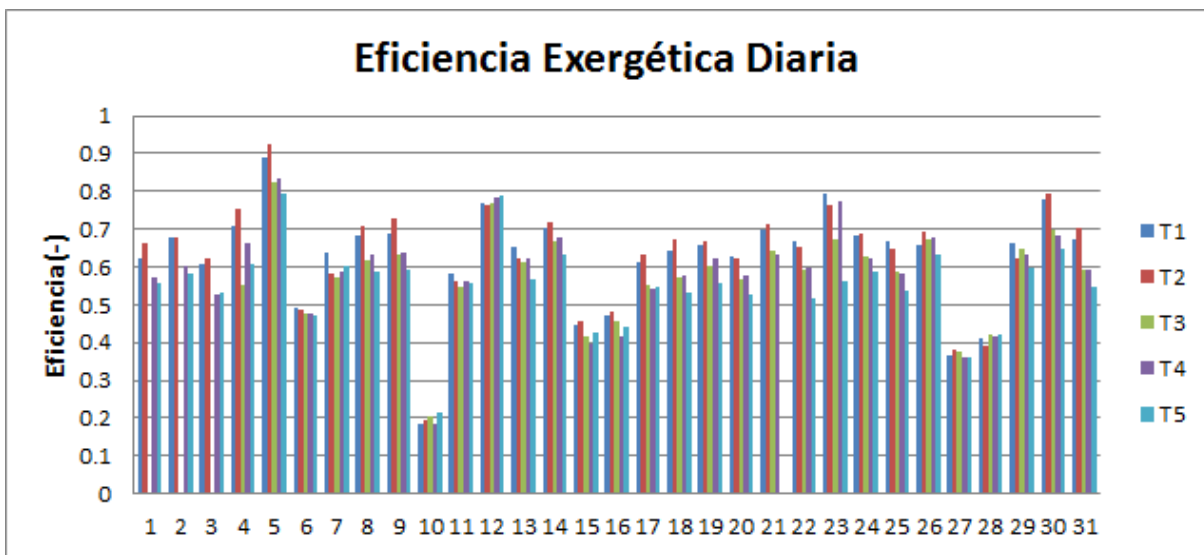


Figura 4.23: Eficiencia Exergética en Enero 2013.

De forma análoga, se puede calcular la pérdida exergética (Figura 4.24) a partir de la Ecuación (2.35).

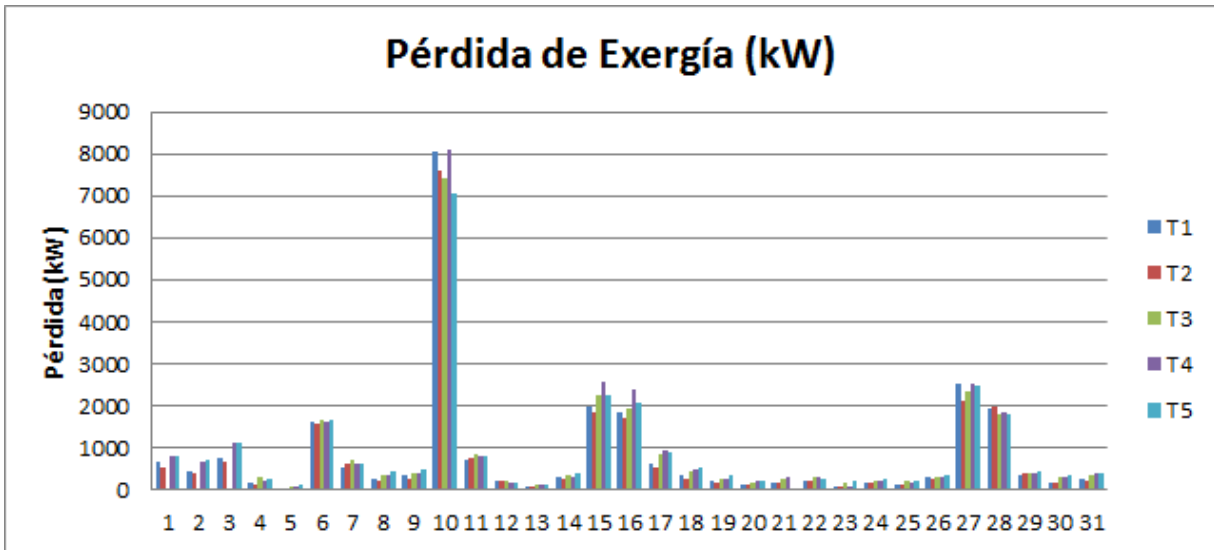


Figura 4.24: Pérdida Exergética en Enero 2013.

Comparando las Figuras 4.23 y 4.24, se observa que conforme la eficiencia exergética aumenta, la pérdida exergética disminuye (y viceversa). Ésto debido a que la pérdida de exergía se puede definir de igual forma como [a partir de la Ecuación (2.35)]:

$$I = \dot{W}_u - \dot{W}_{out} = \dot{W}_u \left(\frac{\dot{W}_u - \dot{W}_{out}}{\dot{W}_u} \right) = \dot{W}_u \left(1 - \frac{\dot{W}_{out}}{\dot{W}_u} \right) = \dot{W}_u (1 - \epsilon)$$

Se puede ver que el día 10 de enero se tuvo una alta pérdida de exergía (Figura 4.24) que corresponde a una baja eficiencia exergética (Figura 4.23) y a una alta potencia promedio diaria (Figura 4.9), por lo que se puede concluir que la energía del viento era tan grande que excedía la tasa de extracción del rotor del aerogenerador, y, así como se producía una gran cantidad de potencia eléctrica de salida \dot{W}_{out} , la potencia útil \dot{W}_u era muy superior a la primera.

Las Figuras 4.25 - 4.35 muestran la eficiencia exergética diaria para los meses de Febrero a Diciembre.

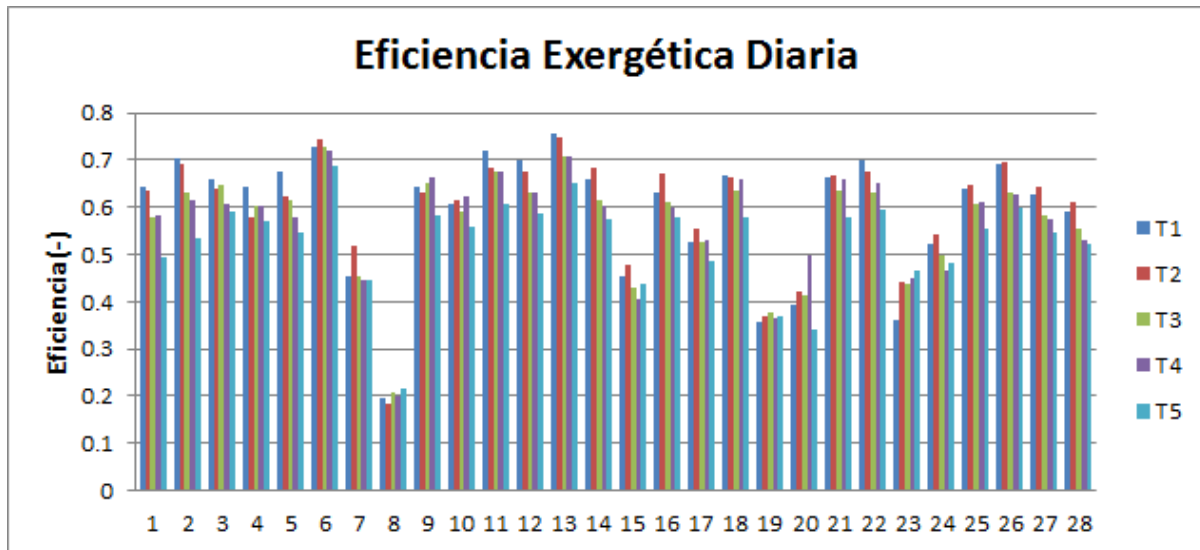


Figura 4.25: Eficiencia Exergética en Febrero 2013.

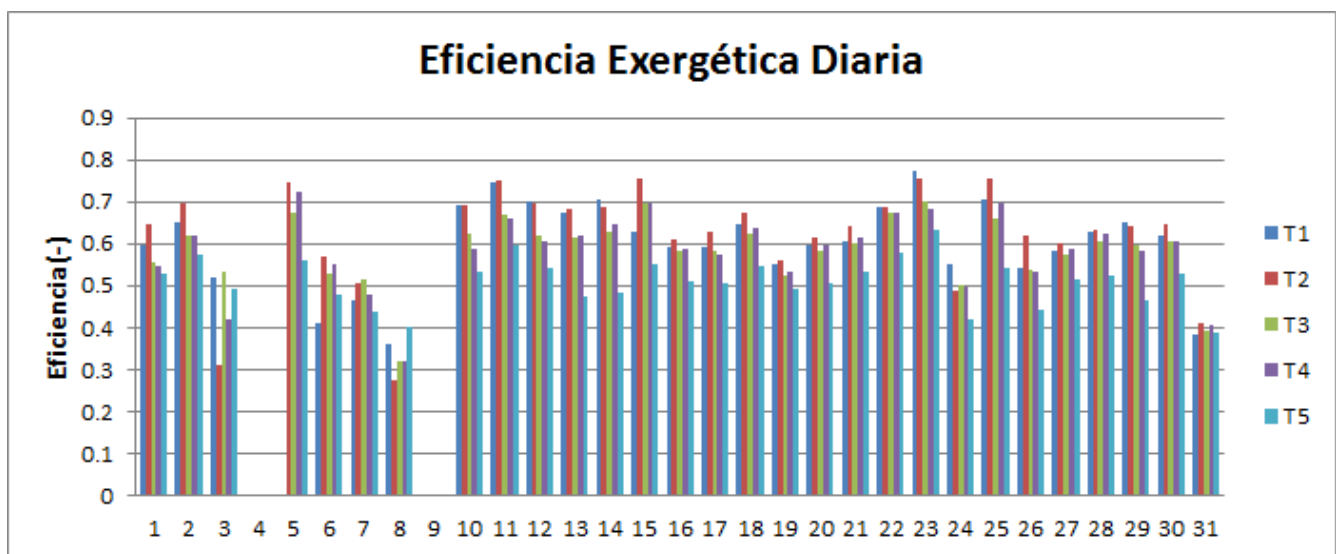


Figura 4.26: Eficiencia Exergética en Marzo 2013.

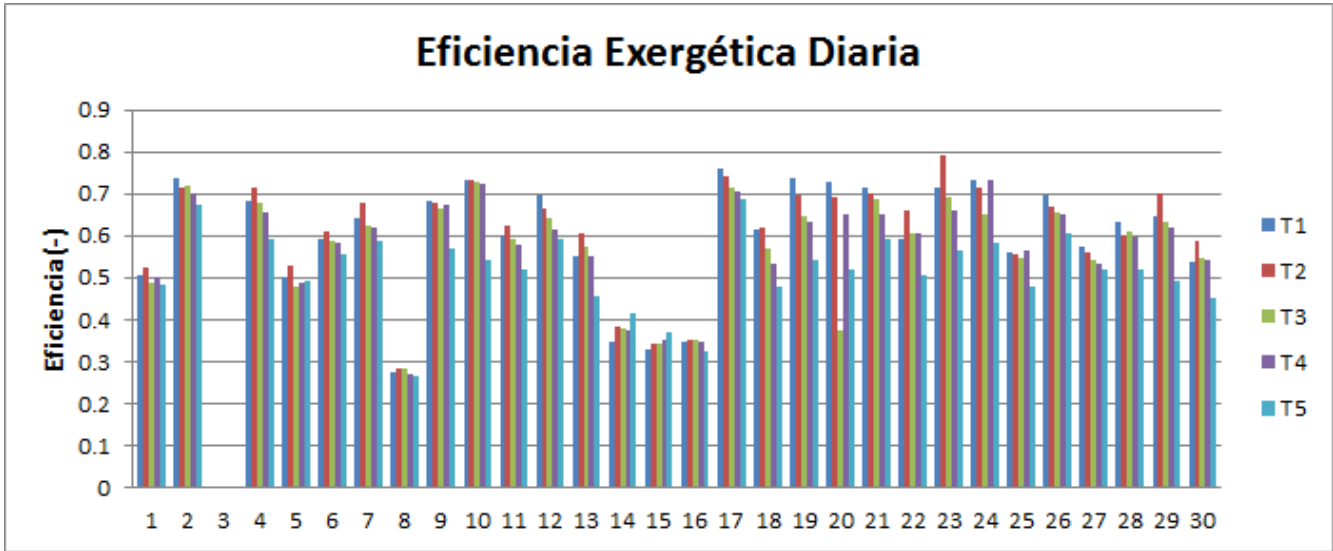


Figura 4.27: Eficiencia Exergética en Abril 2013.

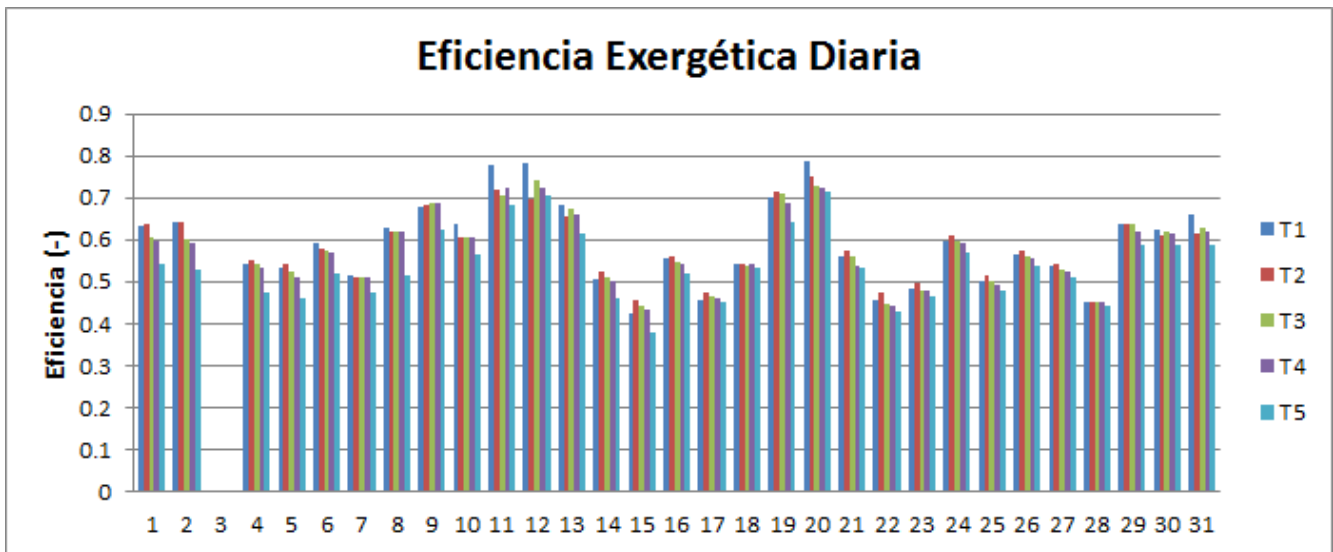


Figura 4.28: Eficiencia Exergética en Mayo 2013.

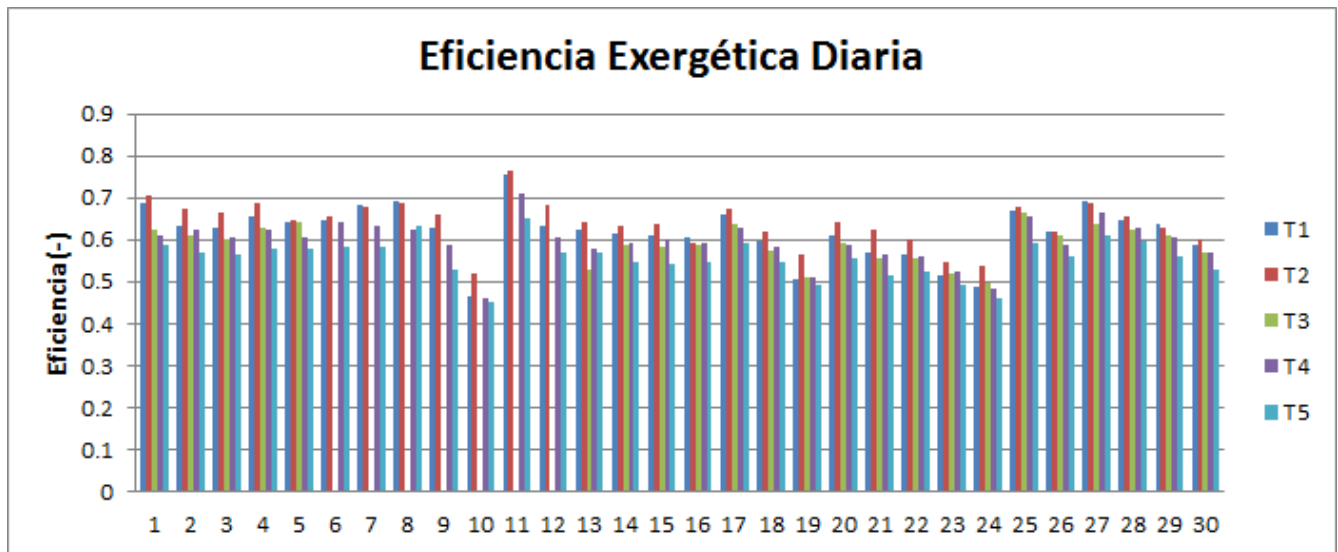


Figura 4.29: Eficiencia Exergética en Junio 2013.

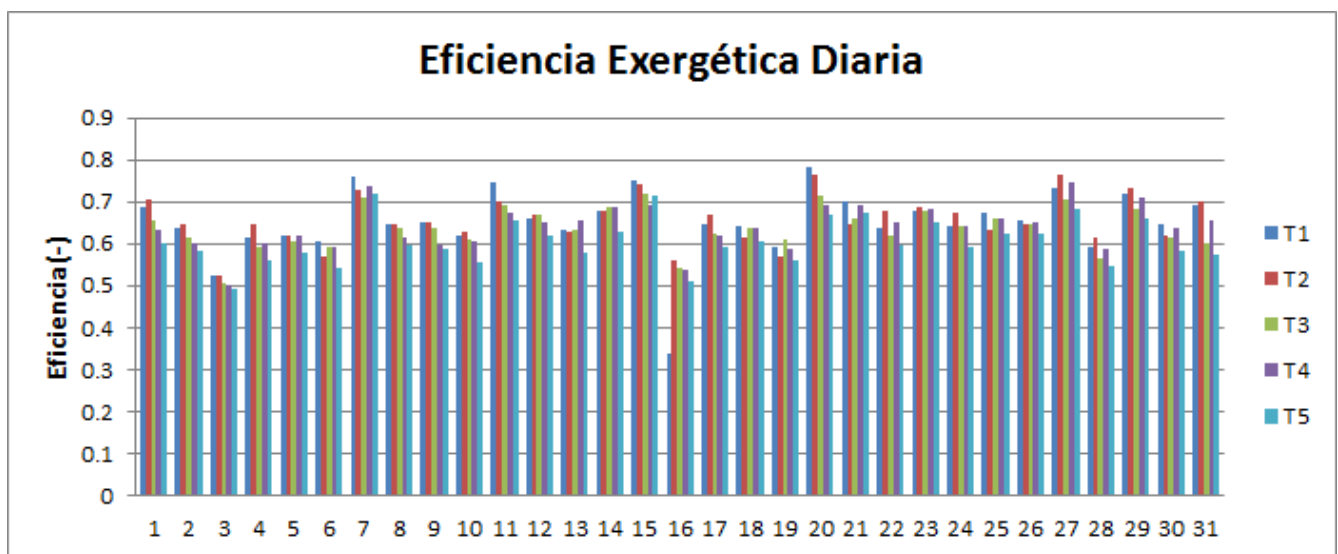


Figura 4.30: Eficiencia Exergética en Julio 2013.

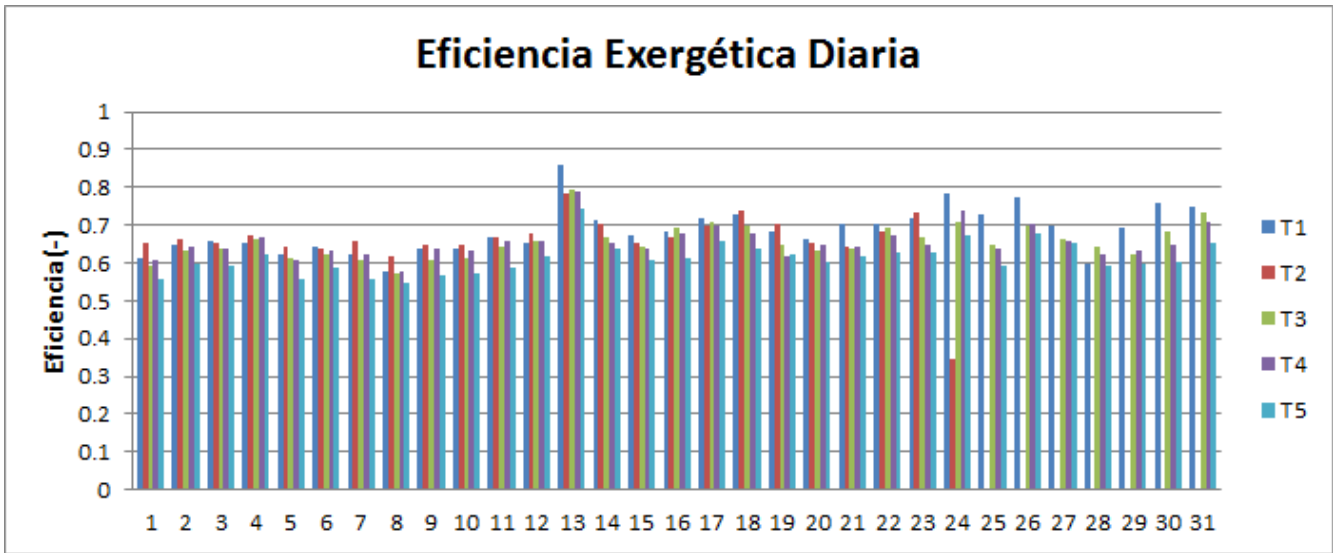


Figura 4.31: Eficiencia Exergética en Agosto 2013.

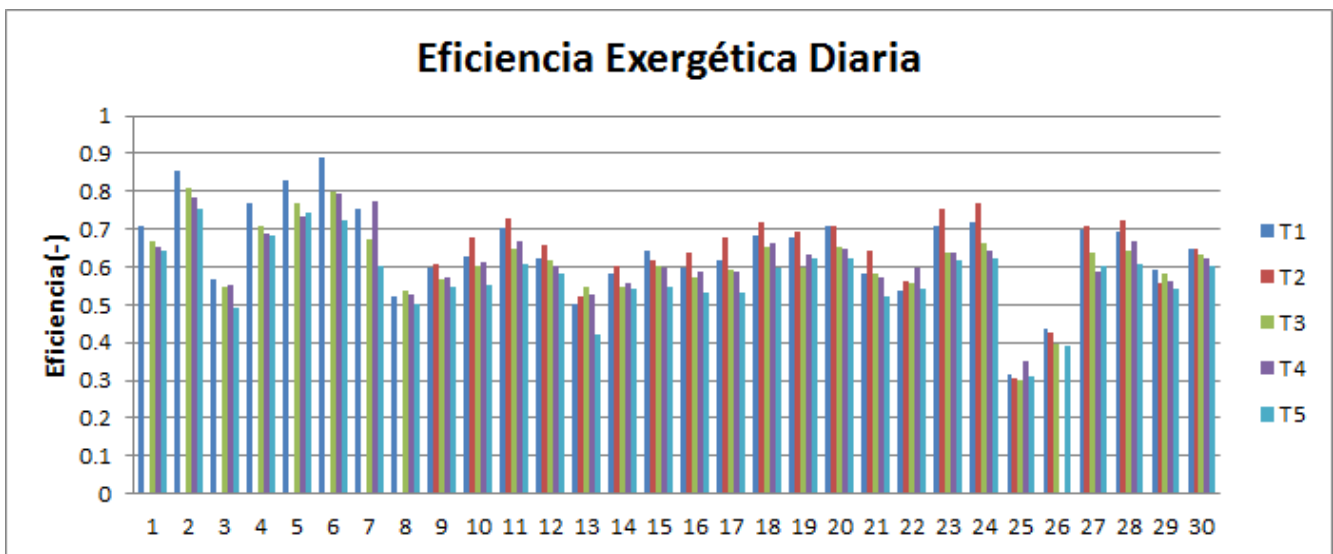


Figura 4.32: Eficiencia Exergética en Septiembre 2013.

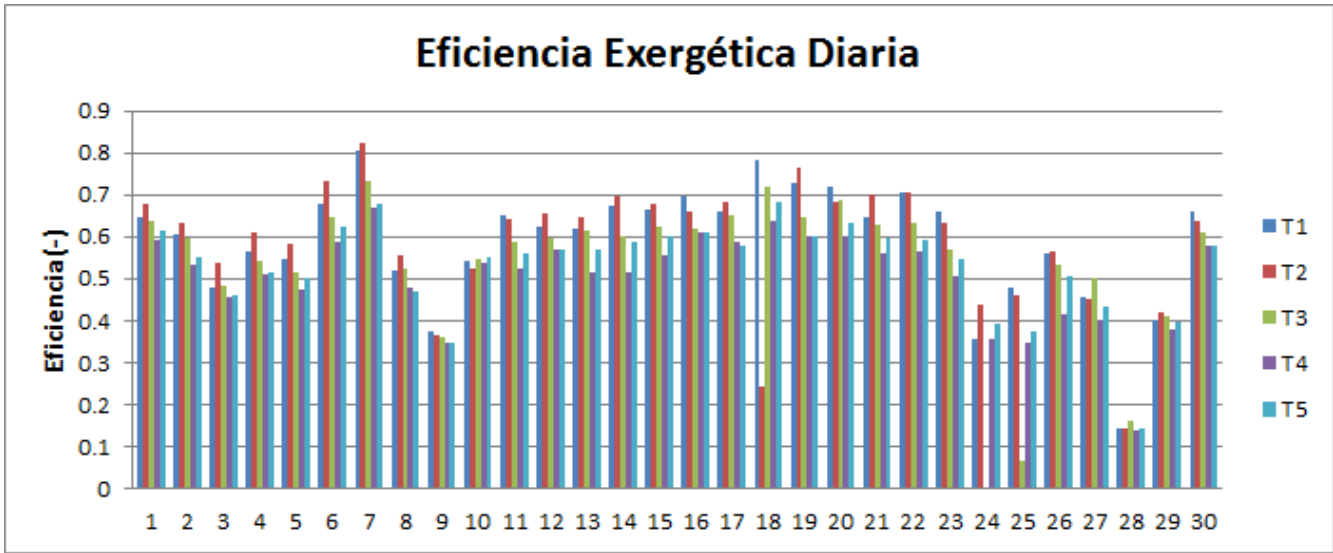


Figura 4.33: Eficiencia Exergética en Octubre 2013.

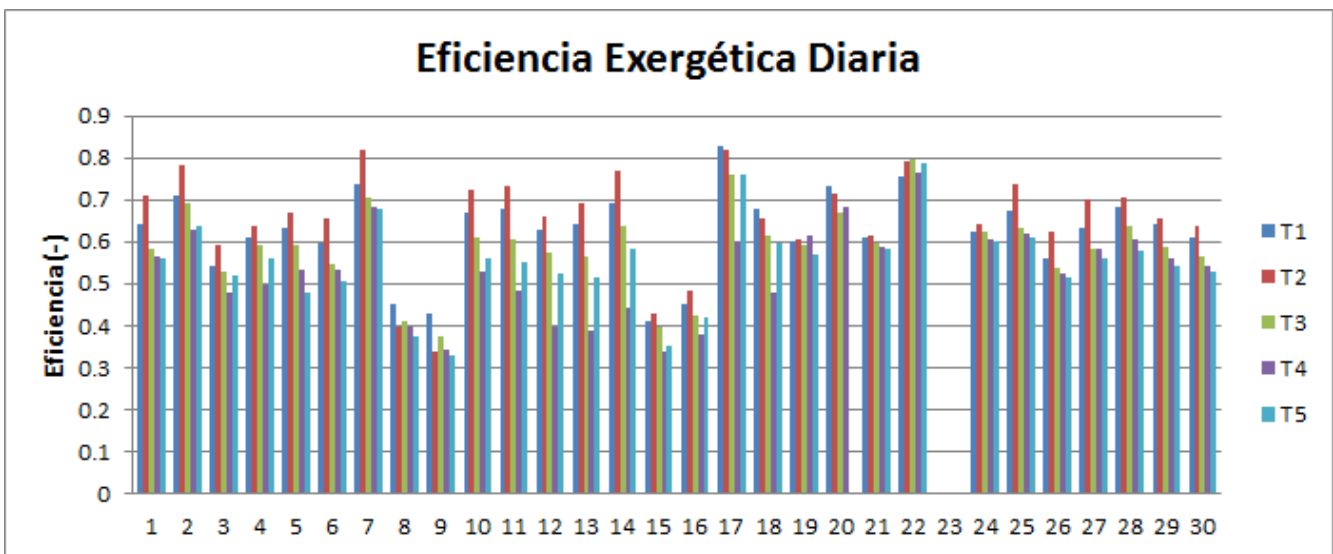


Figura 4.34: Eficiencia Exergética en Noviembre 2013.

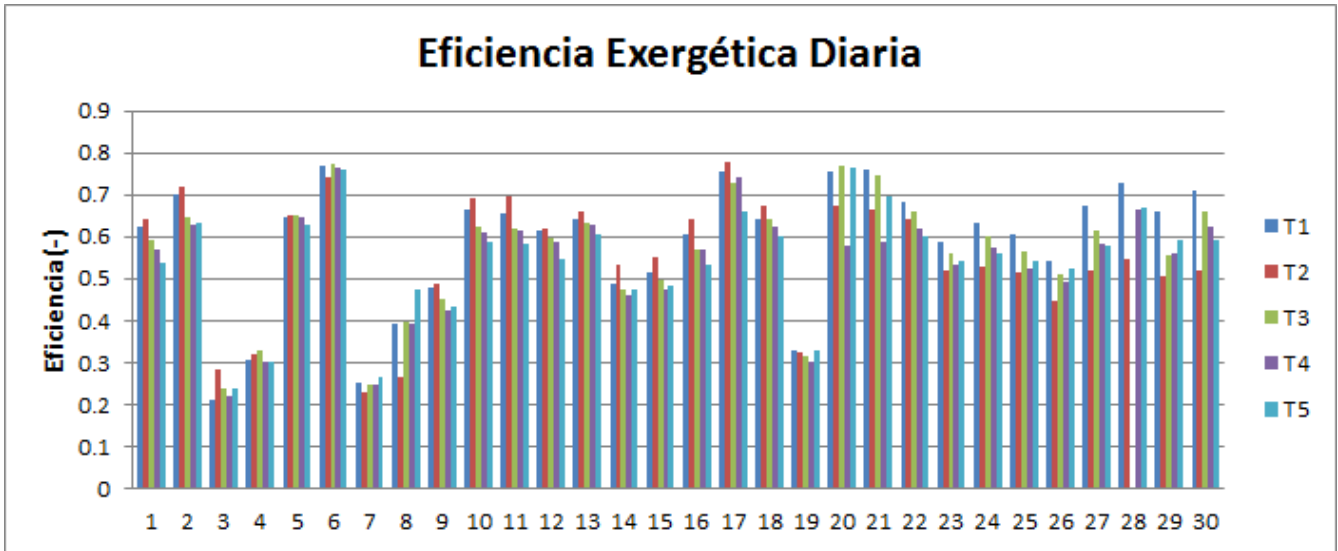


Figura 4.35: Eficiencia Exergética en Diciembre 2013.

El coeficiente de potencia se fijó a prueba y error en el valor de $C_p = 0.39$ debido a que, si se usa el valor máximo del mismo (0.59), se tendrían las eficiencias exergéticas muy pequeñas para poder realizar comparaciones diarias entre las distintas turbinas y entre sí mismas. Por otro lado, si se escoge el coeficiente de potencia muy pequeño, la potencia de salida \dot{W}_{out} no corresponde con la energía calculada a partir de (V_1) ; esto es, en algunos casos, la potencia de salida posee un valor mayor a la calculada a partir del viento que entra, lo cual es físicamente imposible. Este valor del coeficiente de potencia ($C_p = 0.39$) es meramente demostrativo y no representa un comportamiento real del proceso de conversión de energía mecánica a eléctrica, en realidad, el coeficiente de potencia no presenta un comportamiento lineal, por lo que tomar un promedio del mismo para usarlo

como muestra es complicado.

Aún así, se pueden realizar comparaciones aceptables entre el comportamiento de las eficiencias exergéticas día a día. Por ejemplo, para el mes de Enero, la Figura 4.23 presenta un patrón aleatorio día a día, lo que implica velocidades promedio de viento muy variables, lo que a su vez, está relacionado con la alta desviación estandar de la velocidad media presentada en la Tabla 4.1. Por otro lado, el mes de Agosto presenta un patrón que hasta cierto punto podría considerarse poco aleatorio, lo que implica velocidades promedio de viento que no cambian mucho entre sí, lo cual de nuevo, se puede ver representada en una desviación estandar pequeña (Tabla 4.8).

4.3. ANÁLISIS POR TURBINA

En esta sección se realiza un estudio por cada turbina de forma mensual para el año 2013. Se obtienen datos de velocidad de entrada, eficiencia energética y exergética, energía producida, horas de trabajo, potencia de salida, potencia útil y densidad del aire. Posteriormente se encuentra la relación entre la eficiencia exergética y la velocidad de salida para cada aerogenerador durante todo el 2013. Además se comparan las eficiencias exergéticas mensuales para cada aerogenerador y se compara la eficiencia de los 5 aerogeneradores mes por mes. Finalmente se encuentra la eficiencia exergética anual para cada aerogenerador. Se sigue manteniendo fijo el coeficiente de potencia en $C_p=0.39$.

4.3.1. Análisis Mensual Para Cada Uno de los Aerogeneradores

Los datos obtenidos son presentados en las Tablas 4.14 - 4.18, para cada turbina eólica. Las eficiencias energética y exergética se calcularon utilizando las ecuaciones (2.20) y (2.27) respectivamente.

$$\eta = \frac{\dot{W}_{out}}{P_{wind}}$$

$$\epsilon = \frac{\dot{W}_{out}}{\dot{W}_u}$$

La potencia útil se calculó utilizando la ecuación (2.29).

$$\dot{W}_u = \frac{\rho}{2}(V_1^2 - V_2^2)AV_r$$

La relación entre la eficiencia exergética y la velocidad V_2 se muestra en las Figuras 4.36 - 4.40 (se sigue teniendo un coeficiente de potencia fijo de $C_p=0.39$). Al analizar las gráficas, se observa una relación inversamente proporcional entre el incremento de la velocidad y el decremento de la eficiencia exergética. Además, analizando las gráficas, se puede observar que existe un posible máximo valor de eficiencia exergética entre los valores de $6.5 < V_2 < 7.5$.

Tabla 4.14: Velocidades, horas de trabajo, eficiencias energética y exergética, energía eléctrica producida, potencia eléctrica producida, potencia útil y densidad del aire para la turbina 1.

Mes	V1 (m/s)	V2 (m/s)	Horas	ϵ (-)	η (-)	Energía (kWh)	\dot{W}_{out} (kW)	\dot{W}_u (kW)	ρ (kg/m ³)
Enero	10.4597	8.1693	633.8333	0.6353	0.2206	520462.7279	821.1350	1292.5572	1.0941
Febrero	10.6187	8.2935	529.0000	0.6102	0.2119	436533.4295	825.2050	1352.2866	1.0940
Marzo	10.4575	8.1676	536.0000	0.6330	0.2198	389378.5657	801.7918	1266.6382	1.0729
Abril	11.2434	8.7814	587.0000	0.5788	0.201	549736.6407	936.5190	1618.1681	1.1028
Mayo	11.5213	8.9984	627.6667	0.5985	0.2079	612770.5144	995.6135	1663.4114	1.0536
Junio	9.8923	7.7261	637.3333	0.6485	0.2252	426895.9462	669.8158	1032.8624	1.0335
Julio	8.4661	6.6122	515.0000	0.6973	0.2422	220069.9236	447.7330	642.1057	1.0250
Agosto	8.1836	6.3916	526.8333	0.7176	0.2492	220045.2318	417.6752	582.0144	1.0287
Septiembre	9.0925	7.1015	430.3333	0.7200	0.2501	248261.5835	576.9053	801.2449	1.0325
Octubre	10.6146	8.2902	533.5000	0.6066	0.2107	421801.6528	790.6310	1303.4413	1.0557
Noviembre	9.3666	7.3155	523.0000	0.7067	0.2454	336712.4044	643.8096	911.0071	1.0739
Diciembre	11.2001	8.7475	641.3333	0.5666	0.1968	571930.1517	891.7830	1573.9730	1.0852

Tabla 4.15: Velocidades, horas de trabajo, eficiencias energética y exergética, energía eléctrica producida, potencia eléctrica producida, potencia útil y densidad del aire para la turbina 2.

Mes	V1 (m/s)	V2 (m/s)	Horas	ϵ (-)	η (-)	Energía (kWh)	\dot{W}_{out} (kW)	\dot{W}_u (kW)	ρ (kg/m ³)
Enero	10.2563	8.0104	634.1667	0.6395	0.2221	494217.2056	779.3175	1218.6047	1.0941
Febrero	10.4099	8.1304	538.1667	0.6226	0.2162	426927.6225	793.3000	1274.0805	1.0940
Marzo	10.1322	7.9135	557.8333	0.6447	0.2239	414355.7131	742.7948	1152.0735	1.0729
Abril	10.9256	8.5332	581.0000	0.5989	0.2080	516634.1575	889.2154	1484.8065	1.1028
Mayo	11.1170	8.6826	627.8333	0.6264	0.2176	576558.7682	936.0992	1494.3534	1.0536
Junio	9.4958	7.4164	636.5000	0.6755	0.2346	392788.7946	617.1073	913.5800	1.0335
Julio	8.2904	6.4750	501.8333	0.7341	0.2550	213179.7509	442.6595	602.9652	1.0250
Agosto	8.1226	6.3439	396.1667	0.7133	0.2477	160818.0288	405.9353	569.0850	1.0287
Septiembre	9.2941	7.2589	338.8333	0.7105	0.2468	206019.3554	608.0256	855.7348	1.0325
Octubre	10.2474	8.0035	532.6667	0.6287	0.2184	392779.8243	737.3839	1172.8055	1.0557
Noviembre	8.9487	6.9892	522.1667	0.7587	0.2635	314737.1162	602.7522	794.4400	1.0739
Diciembre	10.9617	8.5614	627.8333	0.5538	0.1923	513045.6009	817.1685	1475.6090	1.0852

Tabla 4.16: Velocidades, horas de trabajo, eficiencias energética y exergética, energía eléctrica producida, potencia eléctrica producida, potencia útil y densidad del aire para la turbina 3.

Mes	V1 (m/s)	V2 (m/s)	Horas	ϵ (-)	η (-)	Energía (kWh)	\dot{W}_{out} (kW)	\dot{W}_u (kW)	ρ (kg/m ³)
Enero	10.724	8.3757	549.3333	0.5856	0.2034	448171.0692	815.8453	1393.0462	1.0941
Febrero	10.8534	8.4768	543.1667	0.5903	0.2050	462966.9613	852.3478	1443.9443	1.0940
Marzo	10.536	8.2289	570.1667	0.6130	0.2128	413581.1098	794.1055	1295.3875	1.0729
Abril	11.4275	8.9252	586.6667	0.5583	0.1939	556513.8897	948.6032	1698.9888	1.1028
Mayo	11.5854	9.0485	628.3333	0.5859	0.2034	610407.4144	990.9622	1691.3087	1.0536
Junio	10.2133	7.9769	467	0.6190	0.2149	328587.6965	703.6139	1136.7342	1.0335
Julio	8.7366	6.8235	505.6667	0.7026	0.2440	243179.2169	495.8416	705.6558	1.0250
Agosto	8.3535	6.5243	518.6667	0.6863	0.2383	220369.0745	424.8761	619.0229	1.0287
Septiembre	9.2837	7.2508	428.1667	0.6785	0.2356	247773.9129	578.6856	852.8601	1.0325
Octubre	10.6799	8.3413	540.6667	0.5928	0.2059	425573.9569	787.1281	1327.6777	1.0557
Noviembre	9.4341	7.3682	508	0.6711	0.2330	317353.9712	624.7125	930.8487	1.0739
Diciembre	11.4846	8.9697	593.6667	0.5412	0.1879	545291.7812	918.515	1696.9926	1.0852

Tabla 4.17: Velocidades, horas de trabajo, eficiencias energética y exergética, energía eléctrica producida, potencia eléctrica producida, potencia útil y densidad del aire para la turbina 4.

Mes	V1 (m/s)	V2 (m/s)	Horas	ϵ (-)	η (-)	Energía (kWh)	\dot{W}_{out} (kW)	\dot{W}_u (kW)	ρ (kg/m ³)
Enero	10.8609	8.4827	635.8333	0.5813	0.2019	534906.5318	841.2684	1447.1028	1.0941
Febrero	10.9352	8.5406	535.6667	0.5821	0.2021	460794.9897	860.2271	1476.836	1.0940
Marzo	10.5204	8.2167	568.8333	0.606	0.2104	406471.6726	781.5735	1289.6152	1.0729
Abril	11.3831	8.8905	586.3333	0.5599	0.1944	551321.6822	940.2871	1679.2595	1.1028
Mayo	11.617	9.0732	611.8333	0.5779	0.2007	591381.9354	985.5789	1705.1997	1.0536
Junio	10.0259	7.8305	624.6667	0.624	0.2167	419139.3715	670.9808	1075.2917	1.0335
Julio	8.5974	6.7148	503.1667	0.7095	0.2464	229024.6164	477.1413	672.4637	1.0250
Agosto	8.236	6.4325	520.5	0.6892	0.2393	212849.4236	408.9326	593.2534	1.0287
Septiembre	8.5047	6.6424	381.6667	0.6985	0.2425	174799.676	457.9904	655.6758	1.0325
Octubre	11.0495	8.6299	538.6667	0.5392	0.1872	427049.1304	792.7892	1470.3248	1.0557
Noviembre	10.0115	7.8193	516.1667	0.5898	0.2048	338701.208	656.1857	1112.4591	1.0739
Diciembre	11.5825	9.0462	647.5	0.5241	0.182	590827.4878	912.4748	1740.748	1.0852

Tabla 4.18: Velocidades, horas de trabajo, eficiencias energética y exergética, energía eléctrica producida, potencia eléctrica producida, potencia útil y densidad del aire para la turbina 5.

Mes	V1 (m/s)	V2 (m/s)	Horas	ϵ (-)	η (-)	Energía (kWh)	\dot{W}_{out} (kW)	\dot{W}_u (kW)	ρ (kg/m^3)
Enero	11.0471	8.6281	597.5	0.5658	0.1965	514676.7548	861.6506	1522.7965	1.0941
Febrero	11.1675	8.7221	559.6667	0.5529	0.192	486756.805	869.7262	1572.9853	1.0940
Marzo	10.8155	8.4471	564	0.5508	0.1913	396711.924	772.3726	1401.2119	1.0729
Abril	11.3421	8.8584	530.5	0.5211	0.1809	459221.5498	865.6391	1661.1532	1.1028
Mayo	11.8806	9.279	571.1667	0.533	0.1851	543640.6284	972.3029	1823.9125	1.0536
Junio	10.2285	7.9887	638	0.5862	0.2035	427028.7804	669.3241	1141.8193	1.0335
Julio	8.7781	6.8559	506	0.666	0.2313	230689.5003	476.7409	715.7426	1.0250
Agosto	8.4815	6.6243	512.8333	0.6418	0.2229	213288.2201	415.9016	647.917	1.0287
Septiembre	9.3935	7.3365	431.3333	0.6476	0.2249	246821.0022	572.2279	883.478	1.0325
Octubre	10.7841	8.4226	549.8333	0.5705	0.1981	428812.531	779.8954	1366.889	1.0557
Noviembre	9.5683	7.4731	448	0.6263	0.2175	272502.5144	608.2645	971.1557	1.0739
Diciembre	11.2923	8.8195	632.6667	0.5414	0.188	552596.5117	873.4402	1613.1578	1.0852

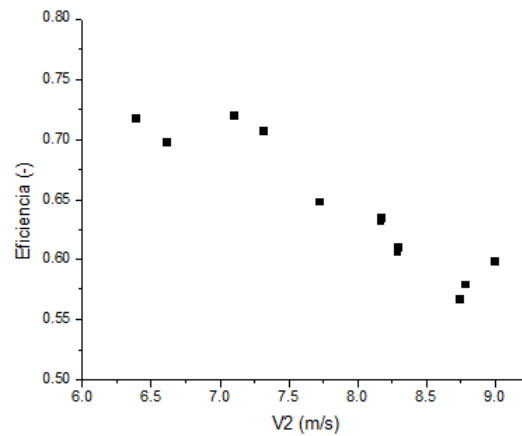


Figura 4.36: Eficiencia mensual como función de la velocidad de salida para la Turbina 1 (2013).

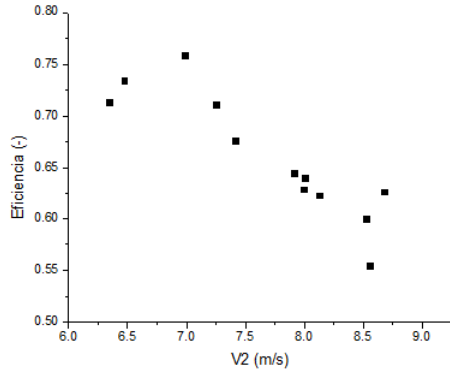


Figura 4.37: Eficiencia mensual como función de la velocidad de salida para la Turbina 2 (2013).

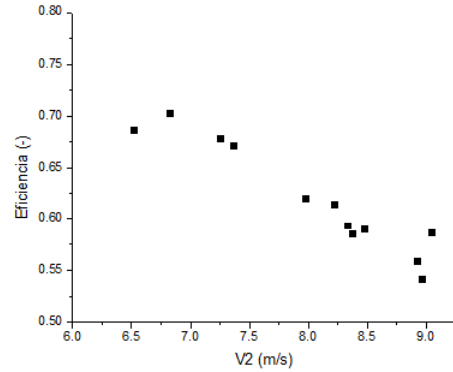


Figura 4.38: Eficiencia mensual como función de la velocidad de salida para la Turbina 3 (2013).

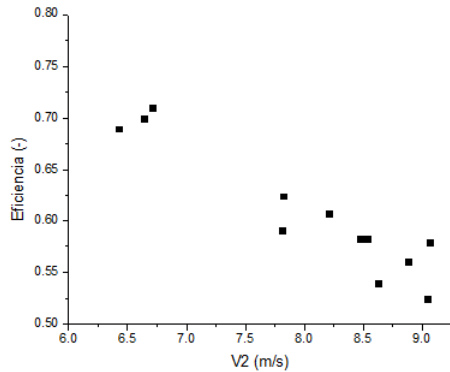


Figura 4.39: Eficiencia mensual como función de la velocidad de salida para la Turbina 4 (2013).

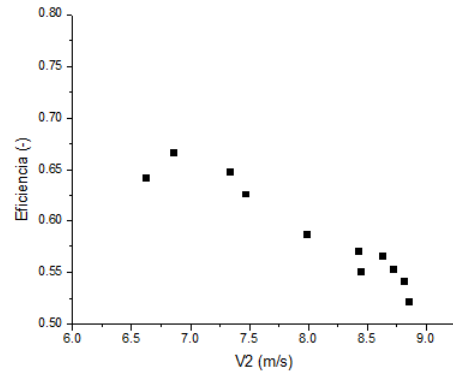


Figura 4.40: Eficiencia mensual como función de la velocidad de salida para la Turbina 5 (2013).

Se sabe que la energía disponible incrementa conforme la velocidad de entrada V_1 incrementa, de la misma forma que también incrementa la potencia de salida \dot{W}_{out} . Al analizar la forma característica de la curva de potencia de un aerogenerador, se puede notar que la parte central de dicha curva, es decir, la que denota velocidades intermedias, se tiene un incremento mayor de la potencia de salida con respecto a la velocidad de entrada, en otras palabras, es energéticamente (y exergéticamente)

más eficiente en ese intervalo. Se podría llegar a pensar que ésto implicaría una magnitud de la velocidad de salida V_2 menor durante el intervalo mencionado, pero, al ver la curva de potencia del aerogenerador con los factores V_2 y \dot{W}_{out} (Figuras 4.1 y 4.2) y tomar en cuenta la ecuación obtenida por conservación de energía (2.26), notamos que la velocidad V_2 es siempre proporcional a V_1 y por ende las relaciones de V_1 vs ϵ , y V_2 vs ϵ , deberían de presentar un comportamiento similar.

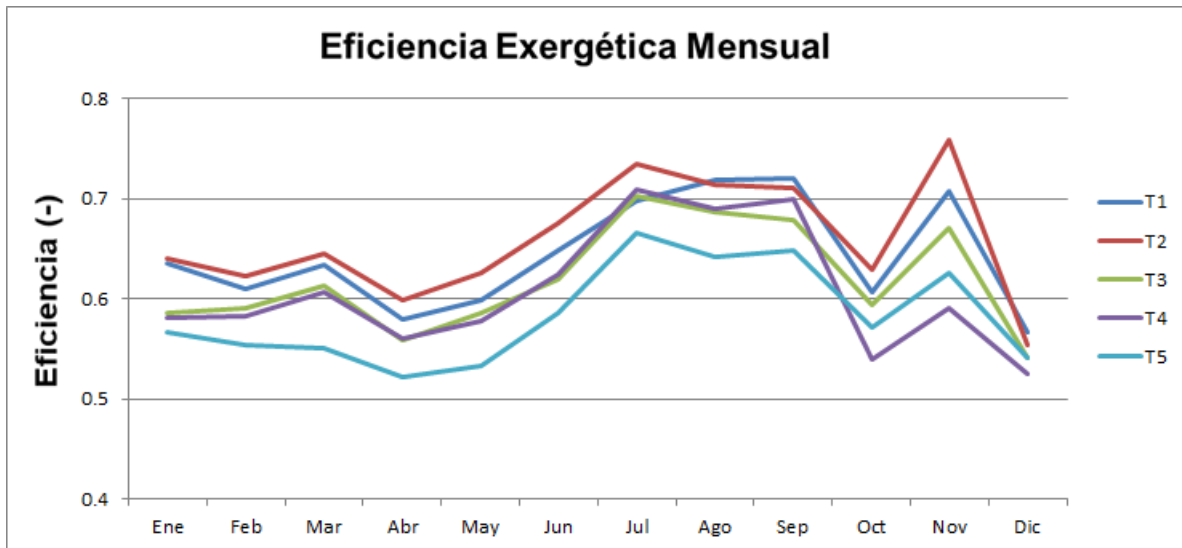


Figura 4.41: Eficiencia mensual para los 5 aerogeneradores.

La eficiencia exergética en promedios mensuales ($C_p=0.39$) sobre todo el año 2013 se puede apreciar en la Figura 4.41. Aquí destaca que, al parecer, no existe una gran diferencia en la eficiencia exergética con respecto a la época del año que se analizó. La diferencia en la eficiencia entre aerogeneradores (y posiblemente entre meses) parecería más bien estar relacionada con las horas de trabajo de cada turbina (y el porqué dejaron de trabajar en ciertos periodos de tiempo).

4.3.2. Promedios Anuales de las Turbinas

Se realizó el estudio del comportamiento exergético de forma anual para cada una de las 5 turbinas, los resultados se muestran en la Tabla 4.30. El porcentaje de horas se refiere al porcentaje de tiempo del total del año que la turbina estuvo produciendo energía. La Figura 4.42 muestra la relación entre la eficiencia anual y la velocidad V_2 .

Tabla 4.19: Promedios Anuales.

Turbina	V_2	Horas	%Horas	ϵ	η	Energía	\dot{W}_{out}	\dot{W}_u	ρ
T1	7.94	6720.83	76.72	0.6472	0.2247	5017656.80	746.58	1153.46	1.0638
T2	7.78	6495.00	74.14	0.6585	0.2287	4642178.99	714.73	1085.35	1.0650
T3	8.08	6439.50	73.51	0.6217	0.2159	4878760.03	757.63	1218.56	1.0642
T4	8.11	6670.83	76.15	0.6089	0.2115	4998066.26	749.24	1230.30	1.0643
T5	8.18	6541.50	74.67	0.5865	0.2037	4834060.28	738.98	1259.80	1.0635

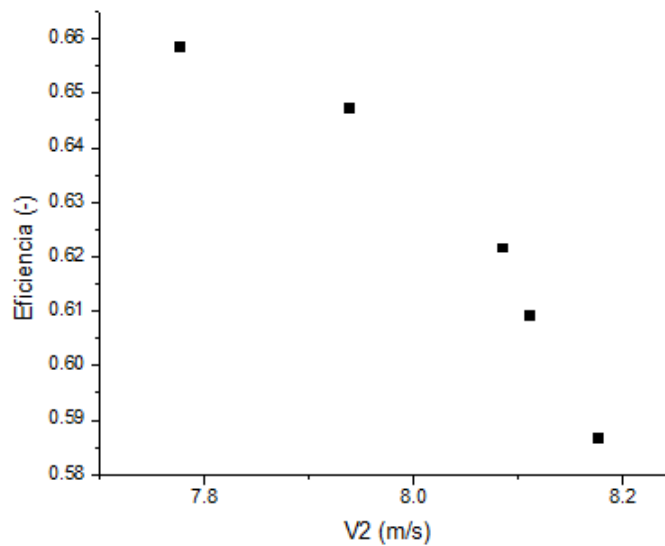


Figura 4.42: Eficiencia Anual como función de la velocidad para los 5 aerogeneradores.

De la Tabla 4.19 se puede observar que la mayor eficiencia exergética la tiene la turbina 2, aunque fué la que menos energía produjo, con el promedio de velocidad de viento de salida anual más bajo. La turbina 1, presenta la mayor energía anual producida, la segunda mejor eficiencia exergética, pero también fué la que más horas trabajó en el año. La turbina 3 con el número menor de horas trabajadas, presenta una eficiencia exergética intermedia entre las 5 turbinas, pero muestra la potencia de salida promedio anual mayor entre ellas. La turbina 4 fue la segunda que más energía produjo, la segunda que más horas de trabajo tuvo, pero tuvo la segunda peor eficiencia exergética. Finalmente, la turbina 5 tuvo la peor eficiencia exergética entre las 5 turbinas, presentó la mayor velocidad de salida promedio

anual entre las 5 turbinas; tuvo además energía producida, potencia de salida y horas de trabajo intermedias entre las 5 turbinas. Se puede observar que la potencia útil \dot{W}_u es proporcional a la velocidad de salida V_2 .

De la Figura 4.42 nuevamente se observa el decaimiento de la eficiencia exergética conforme la velocidad incrementa.

4.4. COMPARACIÓN DE LA EFICIENCIA EXERGÉTICA PARA ALTAS Y BAJAS VELOCIDADES (DATOS DIEZMINUTALES)

En esta sección se comparan dos días del año con condiciones de velocidad de viento opuestas, uno con la velocidad diaria promedio más alta (27 de enero), y el otro con la más baja (6 de agosto) del año 2013. Ésto con el fin de visualizar lo que se muestra en capítulos pasados con promedios mensuales y diarios. Se utilizan y grafican los datos diezminutales de velocidad de salida contra eficiencia exergética, además, se utiliza la base de datos de la estación meteorológica de CONAGUA para generar el dato diezminutal de densidad. El coeficiente de potencia sigue estando fijo en el valor de $C_p = 0.39$.

4.4.1. Velocidades Altas vs Velocidades Bajas

Las Figuras 4.43 - 4.47 muestran la comparación del día representativo de velocidades altas (puntos negros) y el de velocidades bajas (puntos rojos) para cada una de las 5 turbinas.

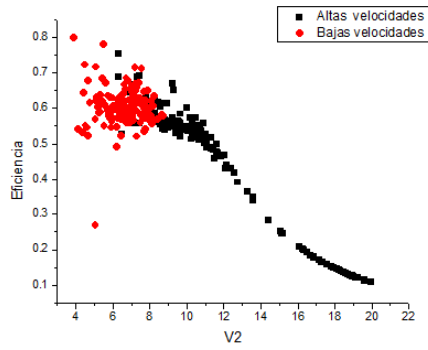


Figura 4.43: Eficiencia exergética como función de la velocidad de salida para los días 27 de enero (puntos negros) y 6 de agosto (puntos rojos) de 2013 (Turbina 1).

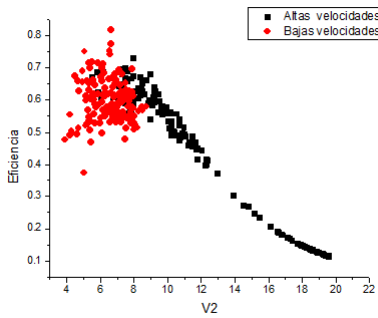


Figura 4.44: Eficiencia exergética como función de la velocidad de salida para los días 27 de enero (puntos negros) y 6 de agosto (puntos rojos) de 2013 (Turbina 2).

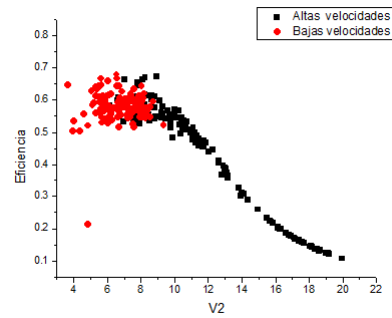


Figura 4.45: Eficiencia exergética como función de la velocidad de salida para los días 27 de enero (puntos negros) y 6 de agosto (puntos rojos) de 2013 (Turbina 3).

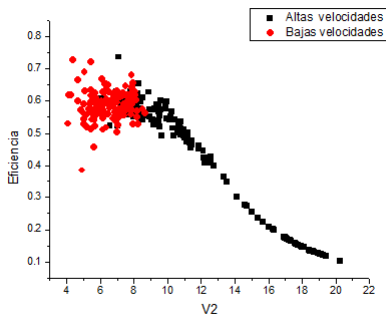


Figura 4.46: Eficiencia exergética como función de la velocidad de salida para los días 27 de enero (puntos negros) y 6 de agosto (puntos rojos) de 2013 (Turbina 4).

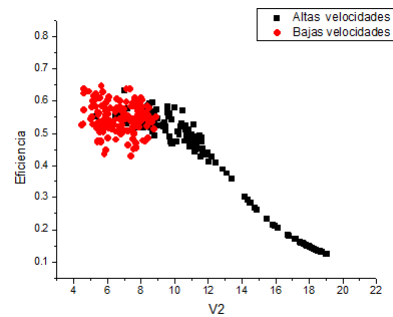


Figura 4.47: Eficiencia exergética como función de la velocidad de salida para los días 27 de enero (puntos negros) y 6 de agosto (puntos rojos) de 2013 (Turbina 5).

A igual que en las Figuras 4.36 - 4.40, en las Figuras 4.43 - 4.47, se observa nuevamente una relación decayente de la exergía conforme incrementa la velocidad V_2 . De la misma forma, se observan valores que podrían indicar un máximo de eficiencia exergética ente el rango de $5 < V_2 < 8$

En el ejemplo de las velocidades altas (puntos negros), éstas varían entre los 6-20 m/s. Las velocidades bajas (puntos rojos), varían entre 4-9 m/s, entonces, no sólo existe una diferencia notable entre los valores de las velocidades, sino también entre la desviación estándar de las mismas.

4.4.2. Comparación Entre Aerogeneradores

Las Tablas 4.20 y 4.21 muestran los valores promedio de velocidad de salida V_2 , eficiencia exergética ϵ , y potencia producida \dot{W}_{out} de los 5 aerogeneradores para los días 27 de Enero y 6 de Agosto respectivamente.

Tabla 4.20: Velocidades Altas 27-01-2013.

Turbina	V_2	ϵ	\dot{W}_{out}
T1	11.90	0.4419	1429.83
T2	11.37	0.4664	1304.83
T3	11.69	0.4378	1398.21
T4	11.88	0.4320	1405.17
T5	11.84	0.4186	1396.85

Tabla 4.21: Velocidades Bajas 6-08-2013.

Turbina	V_2	ϵ	\dot{W}_{out}
T1	6.62	0.6037	420.21
T2	6.49	0.5966	391.41
T3	6.78	0.5821	435.93
T4	6.56	0.5908	402.36
T5	6.76	0.5488	409.34

En las Figuras 4.48 y 4.49 se observa el comportamiento de la eficiencia exergética y la potencia producida para los 5 aerogeneradores para los días 27 de Enero y 6 de Agosto respectivamente.

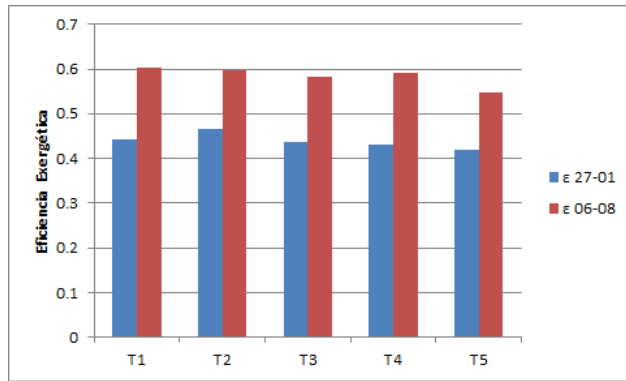


Figura 4.48: Eficiencia exergética para los días 27 de Enero y 6 de Agosto de 2013.

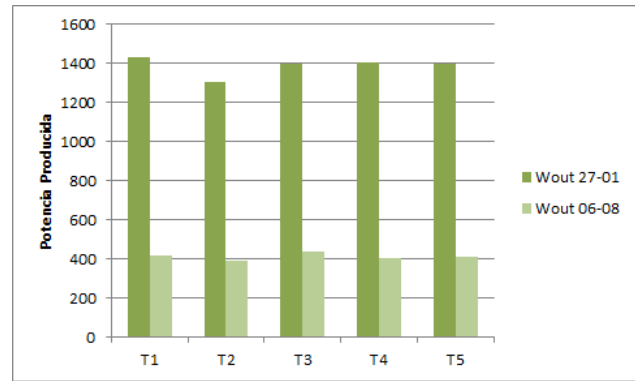


Figura 4.49: Potencia producida (kW) para los días 27 de Enero y 6 de Agosto de 2013.

Debido a que la fiabilidad de cada aerogenerador es diferente a lo largo de todo el año, es decir, cada aerogenerador deja de trabajar en periodos de tiempo distintos a los otros (sin tomar en cuenta cuando la velocidad de entrada es menor a la de arranque que es el momento cuando los 5 aerogeneradores no producen energía), no es posible hacer una comparación válida entre las 5 turbinas con respecto a su eficiencia exergética. Se necesita un determinado periodo de tiempo en el que las 5 turbinas esten produciendo energía; esto sucede en los días estudiados representativos para velocidades altas y bajas (27 de Enero y 6 de Agosto respectivamente).

De la Figura 4.48 se puede observar que el comportamiento de la eficiencia

exergética para altas velocidades (Tabla 4.20) sigue el mismo patrón que para el caso anual (Tabla 4.19), pero no es el caso así para bajas velocidades (Tabla 4.21), donde la mayor eficiencia exergética la presenta la Turbina 1.

Analizando la Figura 4.49 se encuentra que para altas velocidades la Turbina 1 (al igual que en el análisis anual) es la que mayor potencia produce. Tanto para altas y bajas velocidades, la turbina 2 es la de menor potencia producida entre las 5 turbinas, ejemplificando perfectamente el estudio anual realizado.

4.5. RELACIONES ENTRE VARIABLES DE EFICIENCIA

En esta sección se analiza la variación de la eficiencia exergética con respecto a la velocidad de salida de viento. Por otro lado, se relacionan las dos variables de eficiencia más importantes con respecto al desempeño general de una turbina eólica: la eficiencia exergética y el coeficiente de potencia. Finalmente, se encuentra una relación que muestra la variación de la eficiencia exergética como función de la velocidad de entrada y el coeficiente de potencia (El coeficiente de potencia ya no posee un valor fijo, sino que es una variable en el estudio realizado en esta sección).

4.5.1. Eficiencia Exergética como Función del Coeficiente de Potencia

Utilizando la ecuación (2.34)

$$\epsilon = \frac{4\dot{W}_{out}}{\rho A \left(\frac{1}{\sqrt{1-C_p}} - 1 \right) \left(\frac{1}{\sqrt{1-C_p}} + 1 \right)^2 V_2^3}$$

para valores promedio mensuales de V_2 y W_{out} (utilizando la Tabla (4.14)), se encuentra la relación entre las variables de eficiencia ϵ y C_p :

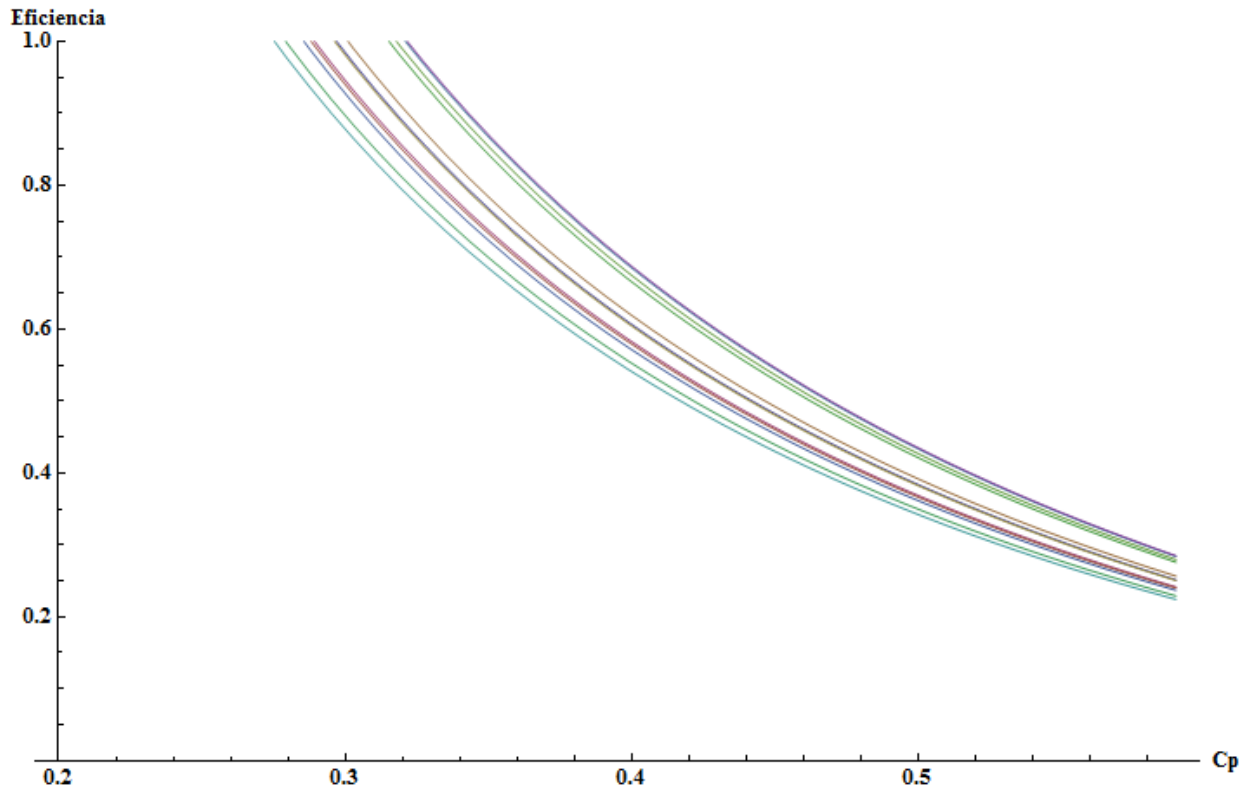


Figura 4.50: Relación entre el coeficiente de potencia y la eficiencia exergética para los 12 meses de 2013 (Turbina 1).

En la Figura 4.50, puede verse lo que la ecuación (2.34) indica, conforme el coeficiente de potencia aumenta, la eficiencia exergética disminuye. La curva que presenta los menores valores para el coeficiente de potencia en el rango permitido ($0 < \epsilon < 1$ y $0 < C_p < 0.59$) son presentados en el mes de Mayo, cuando las velocidades promedio son mayores (al igual que la potencia de salida W_{out}). En el caso extremo, la curva que presenta el valor mínimo de coeficiente de potencia mayor es la que representa el mes de Agosto, que de forma contraria, presenta

las menores velocidades y potencia de salida promedio. En las Figuras 4.51 - 4.55 se presentan las curvas de los meses de Mayo (azul) y Agosto (rojo) para las 5 turbinas.

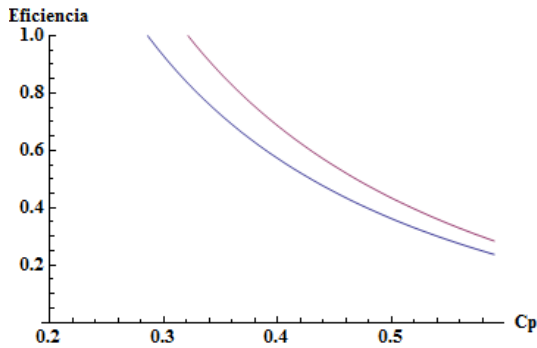


Figura 4.51: Relación entre el coeficiente de potencia y la eficiencia exergética para Mayo y Agosto de 2013 (Turbina 1).

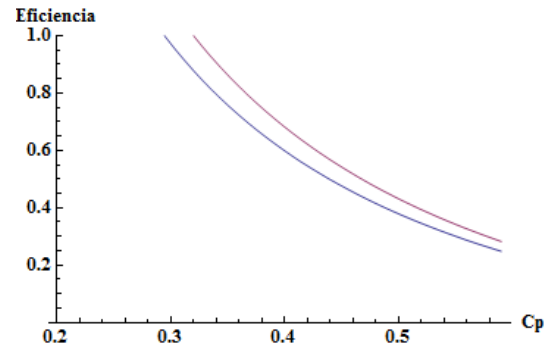


Figura 4.52: Relación entre el coeficiente de potencia y la eficiencia exergética para Mayo y Agosto de 2013 (Turbina 2).

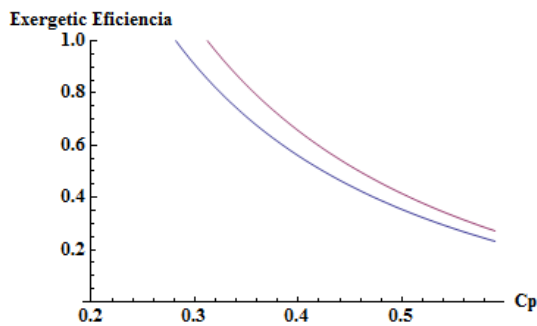


Figura 4.53: Relación entre el coeficiente de potencia y la eficiencia exergética para Mayo y Agosto de 2013 (Turbina 3).

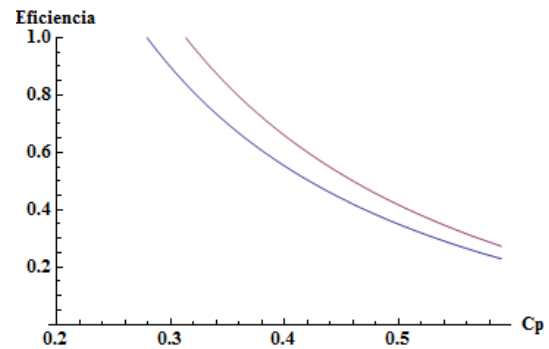


Figura 4.54: Relación entre el coeficiente de potencia y la eficiencia exergética para Mayo y Agosto de 2013 (Turbina 4).

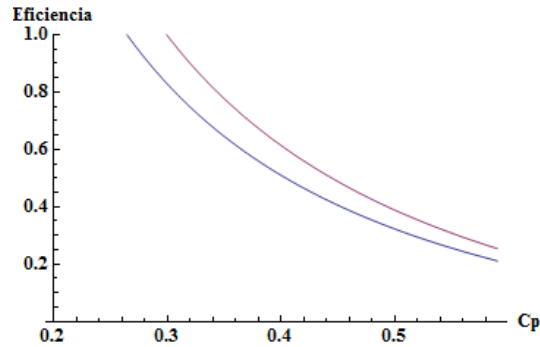


Figura 4.55: Relación entre el coeficiente de potencia y la eficiencia exergética para Mayo y Agosto de 2013 (Turbina 5).

En la Figura 4.56 se compara las funciones para el mes de mayo de los 5 aerogeneradores, las curvas de izquierda a derecha (menor a mayor desempeño) en la gráfica representan el comportamiento de las turbinas {T5, T2, T4, T3, T1}.

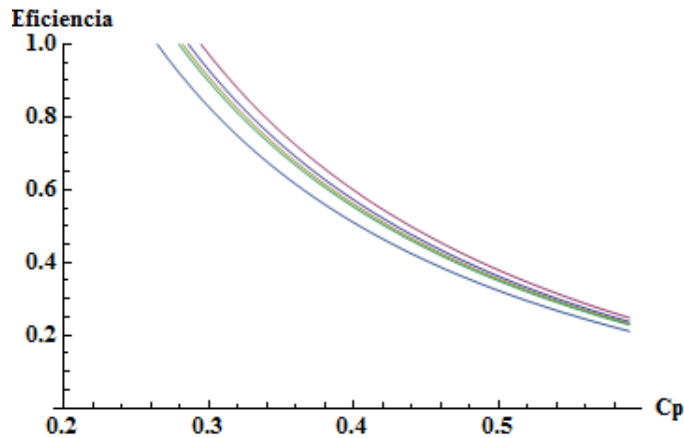


Figura 4.56: Relación entre el coeficiente de potencia y la eficiencia exergética para las 5 turbinas en Mayo de 2013.

De forma similar, utilizando la ecuación (2.35), se encuentra una relación entre la pérdida de exergía y el coeficiente de potencia, la cual se puede ver en la Figura 4.57. El desempeño concuerda con lo mostrado en la gráfica para eficiencia exergética vs coeficiente de potencia (Figura 4.56).

$$I = \frac{\rho A}{4} \left(\frac{1}{\sqrt{1-C_p}} - 1 \right) \left(\frac{1}{\sqrt{1-C_p}} + 1 \right)^2 V_2^3 - \dot{W}_{out}$$

Es lógico que, la turbina 5, al mostrar la menor eficiencia entre las 5, presente la mayor pérdida exergética.

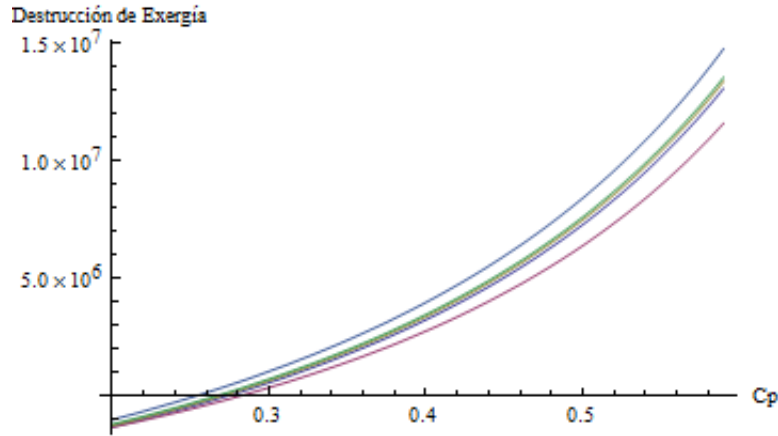


Figura 4.57: Relación entre el coeficiente de potencia y la pérdida de exergía (en kW), para las 5 turbinas en Mayo de 2013.

4.5.2. Eficiencia como Función del Coeficiente de Potencia y V_1 (3D)

Volviendo a la ecuación (2.33)

$$\epsilon = \frac{\dot{W}_{out}}{\dot{W}_u} = \frac{\dot{W}_{out}}{\frac{\rho}{2}(V_1^2 - V_2^2)AV_r}$$

se puede sustituir directamente $V_1 = \frac{V_2}{\sqrt{1-C_p}}$ y $V_r = \frac{V_1+V_2}{2}$, para llegar a

$$\epsilon = \frac{4 \cdot \dot{W}_{out}}{\rho \cdot A \cdot \left(\frac{1}{1-C_p} - 1 \right) \cdot (V_1 + V_2) \cdot V_2^2} \quad (4.1)$$

Se graficó ésta ecuación para la turbina 1 en el mes de Mayo de 2013 (Figura 4.58), los intervalos de validez de las variables son $\{0 < \epsilon < 1\}$, $\{0 < C_p < 0.59\}$ y $\{4 < V_1 < 25\}$.

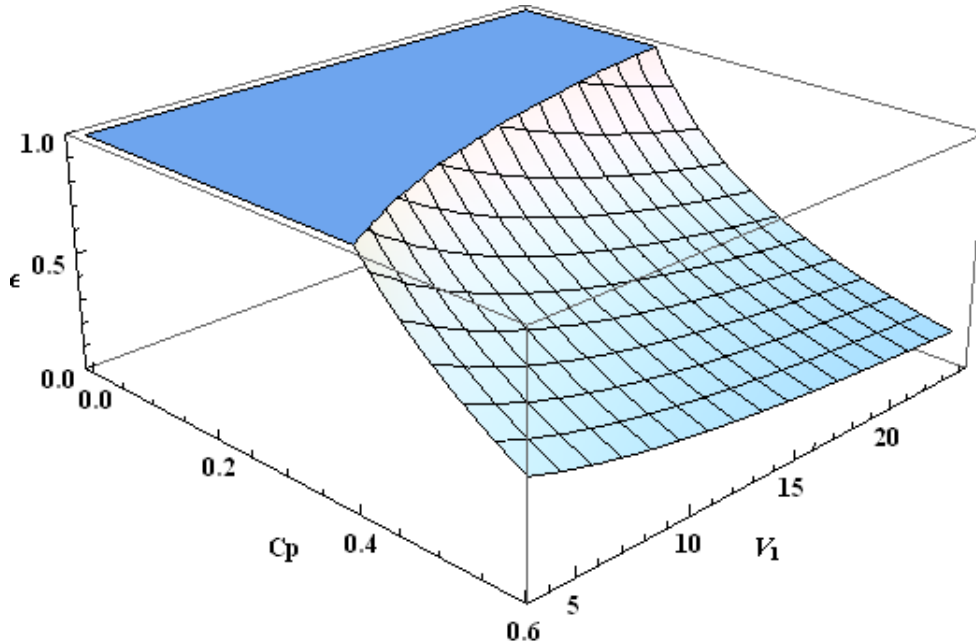


Figura 4.58: Relación entre la eficiencia exergética, el coeficiente de potencia y la velocidad de entrada V_1 , para la turbina 1 en Mayo de 2013.

La Figura 4.58 muestra que la eficiencia exergética decae conforme se incrementan el coeficiente de potencia C_p y la velocidad de entrada V_1 incrementan. Este tipo de gráficas representan trazas para valores de V_2 y \dot{W}_{out} fijos, en la práctica ambos valores variarán con la variación de V_1 ; y además $V_1 > V_2$ siempre.

La zona de $\epsilon \geq 1$ representa valores no permitidos para la velocidad de salida V_2 y la potencia producida \dot{W}_{out} que se fijaron. De igual forma para el $C_p \geq 0.59$.

Capítulo 5

CONCLUSIONES

Este trabajo tuvo como finalidad realizar la valoración de la eficiencia general del parque eólico La Rumorosa I, haciendo un análisis particular sobre cada una de las 5 turbinas. Se plantearon las ecuaciones más propicias a utilizar tomando en cuenta los datos con los que se contó (velocidad de salida V_2 y potencia de salida \dot{W}_{out}). Se planteó la idea de utilizar valores de la densidad que varíen con las variables meteorológicas, a diferencia de trabajos anteriores que utilizaban un valor constante de ρ . Si bien la base de datos utilizada no es la más apta para el estudio, fue la mejor disponible.

Al momento de comparar las potencias eléctricas promedio mensuales producidas por cada una de las 5 turbinas (Figuras 4.9 - 4.20), se encontraron pequeñas variaciones debidas posiblemente a la orientación que cada aerogenerador tuvo, a la pequeña diferencia en la altitud en la posición de cada una de ellas, y al posi-

ble efecto de sombreado. Las grandes variaciones entre las potencias producidas promedio es debido principalmente a la fiabilidad, ya que las horas de paro (por mantenimiento o fallas) de cada turbina fueron diferentes.

El simple análisis energético (para un valor fijo del coeficiente de potencia) muestra que la turbina 1 es la que más energía produjo a lo largo de todo 2013, pero también fue la que presentó mayor fiabilidad en el año. Al realizar el análisis exergético se observa que su eficiencia anual promedio (ver Tabla 4.19) es la segunda más grande. La turbina 4 tuvo la segunda mayor producción anual de energía, pero también la segunda peor eficiencia exergética.

Al realizar el análisis de la eficiencia exergética de forma diaria (con coeficiente de potencia fijo), se puede observar que los meses con promedio de velocidad bajo y desviación estandar baja, como el caso del mes de Agosto (la máxima fué de $\sigma = 1.774$ para la turbina 5) [Tabla 4.8], presentan eficiencias exergéticas diarias que no difieren en más de un 20 % entre valor y valor [Figura 4.31] independientemente de que su potencia de salida \dot{W}_{out} no tenga el mismo comportamiento [Figura 4.16]. Caso contrario se tiene en el mes de Abril, con altas velocidades, desviación estandar alta (hasta de $\sigma = 11.9565$) y con eficiencia exergética muy variable (desde 0.3 hasta 0.8)[Figura 4.27]. El análisis de eficiencia exergética mensual (promedios de eficiencia mensuales) [Figura 4.41] muestra de nuevo que no existe una diferencia

superior al 20% entre las 5 turbinas mes por mes. Dicha diferencia se relaciona mayormente a la fiabilidad mensual de cada turbina.

El análisis exerético por turbina (con coeficiente de potencia fijo) muestra el comportamiento de la relación entre la velocidad de salida y la eficiencia exerética de tal forma que cuando la velocidad incrementa, la eficiencia decae [Figuras 4.36 - 4.40] independientemente de la magnitud de la velocidad.

Al hacer el mismo análisis comparando dos días del año, uno con la velocidad promedio mayor en el año (27 de Enero) y el otro con la menor (6 de Agosto), se observa que la magnitud de la velocidad es un factor importante, al menos al hacer el análisis con promedios diezminutales; ya que para velocidades altas (puntos negros) [Figuras 4.43 - 4.47] se observa el comportamiento decreciente, similar al que se muestra en las gráficas de eficiencias mensuales [Figuras 4.36 - 4.40]. Sin embargo, para las velocidades bajas (puntos rojos) se encuentra que esa relación desaparece. Por lo que se puede decir que la magnitud de la velocidad importa cuando se quiere encontrar una relación entre la eficiencia exerética y la velocidad de salida. Cabe recalcar que el coeficiente de potencia está fijo para esta parte del estudio. El análisis entre aerogeneradores para los dos días indicados anteriormente, es decir, para velocidades altas y bajas (Tablas 4.20 y 4.21), permite realizar una comparación válida entre las 5 turbinas con respecto a su eficiencia

exergética. El comportamiento de la eficiencia exergética para altas velocidades sigue el mismo patrón que para el caso anual, pero no así para bajas velocidades en donde se tiene mayor eficiencia exergética por parte de la Turbina 1. En altas velocidades la turbina 1 presenta la mayor potencia. La turbina 2 es la de menor potencia producida entre las 5 turbinas, tanto para altas y bajas velocidades, ejemplificando perfectamente el estudio anual realizado.

Al hacer un análisis sobre la Ecuación 2.34, se encuentra una relación entre la eficiencia exergética y el coeficiente de potencia; al fijar los valores de V_2 y \dot{W}_{out} con datos medidos, la ecuación se vuelve característica para cada turbina (define la relación entre las dos variables de desempeño importantes en éste análisis). La relación dada en la Ecuación 4.1 muestra como varían entre sí la eficiencia exergética, el coeficiente de potencia y la velocidad de entrada V_1 . La Figura 4.58 permite verificar que la eficiencia exergética decae de manera más rápida con respecto al coeficiente de potencia que con respecto a la velocidad en los intervalos acotados de definición.

Con todo lo anterior, se puede concluir que la turbina 1, al producir la mayor cantidad de energía, y presentar la segunda mayor eficiencia exergética en cada uno de los procesos de cálculo aplicados, fué la turbina con el mejor desempeño en el parque eólico La Rumorosa I en 2013. Por otro lado, la turbina 5 fue la segunda

que menos energía produjo, y presenta la eficiencia exergética más baja entre las 5 turbinas en el periodo mencionado, por lo que se puede decir que resultó ser la turbina con el peor desempeño.

Al hablar de fiabilidad, los porcentajes de tiempo anual en que las turbinas estuvieron produciendo energía fueron 76.72 %, 74.14 %, 73.51 %, 76.15 % y 74.67 % para las turbinas 1 - 5 respectivamente. Como se mencionó anteriormente, las turbinas no trabajaron durante los mismos periodos de tiempo, y esto repercute en el cálculo de las velocidades promedio diario, mensual y anual obtenidos, lo cual a su vez repercute en el análisis exergético realizado. Esto es, el análisis exergético sólo toma en cuenta el desempeño del aerogenerador cuando esta funcionando, pero no dice nada acerca del porqué de los paros en el funcionamiento del aerogenerador. Para esto es necesario contar con información técnica adicional. Es importante mencionar que, en la información proporcionada por el parque eólico, no se cuenta con una bitácora donde se estipule los paros por mantenimiento o avería de las turbinas, la cual sería de mucha utilidad para saber el porqué de la fiabilidad de cada una de las turbinas.

Al tomar en cuenta los datos con los que se trabajó, gran parte del presente trabajo es sólo un esquema de como se debe realizar el análisis exergético al momento de contar con los datos totales (V_1 , y las variables meteorológicas del

propio parque eólico a una altura lo más cerca al buje del aerogenerador). Aún así, se encontraron relaciones importantes entre las variables de eficiencia las cuales definen el desempeño de cada turbina eólica. Sería interesante realizar el análisis exergético completo y compararlo con los resultados obtenidos en este trabajo y con los datos de otros parque.

El análisis exergético, junto con la fiabilidad y la producción energética de las turbinas eólicas, brindan el conjunto de información necesaria para visualizar el desempeño total real de cada uno de los aerogeneradores, lo que posibilita caracterizar el desempeño de cada turbina en términos de las relaciones entre estos actores. Además, permite poder tomar decisiones al momento de realizar mantenimientos preventivos al equipo, esto es, en que periodo de tiempo es más conveniente llevar a cabo dichos mantenimientos.

Apéndice A

Impacto de las Variables Meteorológicas en la Caracterización del Recurso Eólico

En esta sección se trata de caracterizar la potencia del viento tomando en cuenta la temperatura, presión atmosférica y humedad del mismo. Se hace uso de la base de datos proporcionada por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) ubicadas en distintas regiones del Estado de Baja California para el año 2012. Se compara la potencia por unidad de área de barrido promedio mensual de las 5 estaciones con respecto a la velocidad promedio mensual de estas estaciones (lo cual representa la caracterización clásica del recurso eólico). La densidad del aire se calcula utilizando la ecuación para aire húmedo CIPM-2007.

A.1. Análisis Clásico

La energía cinética (KE) de una masa (m) de aire fluyendo a una velocidad (V) puede ser expresada como [Baskut et al., 2010]:

$$KE = \frac{mV^2}{2} \quad (\text{A.1})$$

o de forma equivalente

$$KE = \frac{1}{2}\rho AtV^3 \quad (\text{A.2})$$

donde ρ y A representan la densidad del viento y el área de barrido del aerogenerador respectivamente. Siendo la potencia la razón de cambio de la energía, derivando con respecto al tiempo se obtiene:

$$P = \dot{KE} = \frac{1}{2}\rho AV^3 \quad (\text{A.3})$$

donde P es la potencia del viento (en *Watts*), ρ es la densidad del aire (en kg/m^3), A el área de barrido del aerogenerador (en m^2), y V es la velocidad del flujo de aire antes de entrar al aerogenerador (en m/s). Si se quiere que el resultado sea independiente del área del rotor, se puede definir la expresión

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2}\rho V^3 \quad (\text{A.4})$$

Definida como la potencia por unidad de área de barrido del aerogenerador. Esta ecuación es válida para toda turbina de viento.

A.2. Análisis Termodinámico

Fórmula para la densidad del aire húmedo (CIPM-2007).

La gran mayoría de los trabajos realizados para la caracterización de sitios con recurso eólico, toman en cuenta la densidad del aire como una constante (para cada sitio en cuestión) [Baskut et al., 2010, Baskut et al., 2011, Sahin et al., 2006-2, Redha et al., 2011]. Para este trabajo, se introduce en las ecuaciones de la mecánica la densidad de aire como una función de las variables termodinámicas, apoyándonos en la ecuación para la densidad del aire húmedo [Picard et al., 2007, Peña and Becerra, 2010]:

$$\rho = 3.483740 \frac{p}{ZT} (1 - 0.3780x_v) \quad (\text{A.5})$$

donde, ρ (en kg/m^3) es la densidad del aire húmedo, p (en Pa) es la presión atmosférica, Z (adimensional) es el factor de compresibilidad, T (en K) la temperatura termodinámica, R ($J \text{ mol}^{-1}K^{-1}$) la constante molar de los gases, y $x_v = hf(p, t) \frac{p_{sv}(t)}{p}$, es la fracción molar del vapor de agua, (con h como la humedad relativa, y $p_{sv} = 1Pa \times \exp [AT^2 + BT + C + D/T]$, $f(p, t) = \alpha + \beta p + \gamma t^2$, donde $A, B, C, \alpha, \beta, \gamma$ son constantes definidas.

Versión simplificada de la formula CIPM-2007, versión exponencial. La fórmula anterior puede ser expresada de forma simplificada como sigue [Peña and Becerra, 2010]:

$$\rho = \frac{0.34848p - 0.009h_r \exp [0.061t]}{273.15 + t} \quad (\text{A.6})$$

donde, ρ (en kg/m^3) es la densidad del aire húmedo, p (en Pa) es la presión atmosférica, h (en %) es la humedad relativa, y t (en $^{\circ}C$) es la temperatura. Esta nueva expresión ofrece resultados con una incertidumbre relativa de aproximadamente 24×10^{-5} .

A.3. Desarrollo



Figura A.1: Localización de las estaciones meteorológicas.

A continuación se detallan los datos geográficos de las torres meteorológicas utilizadas:

Todas las estaciones meteorológicas se encuentran a una altura aproximada de $10m$ sobre el suelo, a excepción de la estación de Mexicali, la cual se encuentra

Tabla A.1: Ubicación geográfica de las estaciones meteorológicas.

Locación	Latitud	Longitud	Altitud (msnm)
Bahía de los Ángeles	28°53'47"	113°33'37"	10
Ensenada	31°53'29"	116°36'12"	32
La Rumorosa	32°16'20"	116°12'20"	1260
Mexicali	32°40'01"	115°17'27"	50
San Quintín	30°31'54"	115°56'14"	32

sobre una plataforma a 50m. El siguiente paso es calcular la potencia por unidad de área de barrido promedio mensual (utilizando la Ecuación A.4) para cada una de las estaciones en el año mencionado. Los datos se tabulan en la Tabla ??.

Tabla A.2: Potencia por área de barrido promedio mensual (W/m^2).

Mes	B. de los Ángeles	Ensenada	La Rumorosa	Mexicali	San Quintín
Enero	17.73	10.28	36.47	5.63	5.02
Febrero	65.89	14.08	24.93	13.42	12.51
Marzo	61.35	19.25	40.81	18.21	15.49
Abril	124.42	15.55	29.41	24.80	19.52
Mayo	159.74	16.81	27.47	18.22	30.57
Junio	90.15	17.24	25.93	21.10	29.36
Julio	53.98	16.61	22.18	16.56	25.30
Agosto	42.52	11.68	13.74	13.70	15.20
Septiembre	-	9.08	17.74	9.66	10.96
Octubre	82.75	10.80	22.90	11.94	13.45
Noviembre	54.40	9.51	20.77	7.52	11.44
Diciembre	38.77	10.10	19.83	7.84	10.61

Los datos obtenidos se compararon con los promedios mensuales de velocidad para las 5 estaciones (Tabla ??).

Tabla A.3: Velocidad promedio mensual (m/s).

Mes	B. de los Ángeles	Ensenada	La Rumorosa	Mexicali	San Quintín
Enero	3.08	2.56	4.07	2.10	2.01
Febrero	4.77	2.84	3.58	2.80	2.73
Marzo	4.67	3.16	4.23	3.12	2.93
Abril	5.93	2.95	3.81	3.47	3.17
Mayo	6.49	3.03	3.74	3.16	3.69
Junio	5.39	3.06	3.69	3.33	3.65
Julio	4.55	3.03	3.51	3.08	3.48
Agosto	4.21	2.71	3.00	2.90	2.95
Septiembre	-	2.49	3.25	2.57	2.65
Octubre	5.21	2.62	3.51	2.73	2.82
Noviembre	4.51	2.50	3.38	2.32	2.66
Diciembre	4.00	2.55	3.31	2.34	2.59

Las figuras A.2 y A.3 muestran los resultados tabulados.

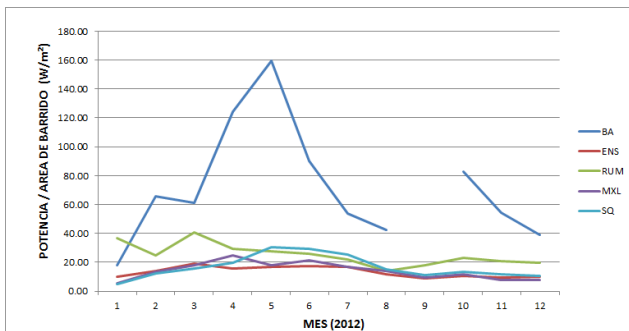


Figura A.2: Promedio mensual de la potencia sobre el área de barrido para las 5 estaciones estudiadas.

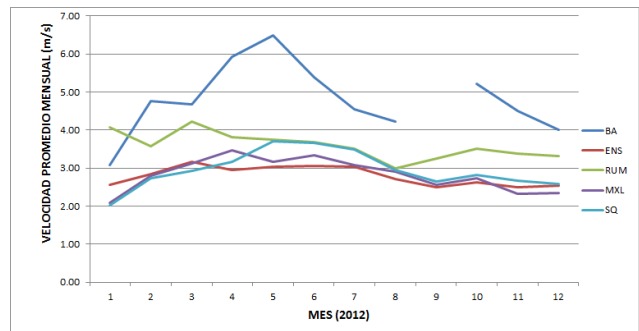


Figura A.3: Velocidad promedio mensual.

Como se puede ver, los datos en Bahía de los Ángeles son, por mucho superiores a los mostrados en las otras 4 estaciones meteorológicas (tanto en potencia por área de barrido, como en velocidad promedio mensuales). Lo que queremos es, mediante este estudio, poder elegir entre dos regiones con similar comportamiento de velocidad promedio, al comparar las condiciones climatológicas entre ambas y así elegir la región idónea para la construcción del parque eólico.

A continuación, procederemos a descartar la estación de Bahía de los Ángeles y volveremos a realizar la comparación.

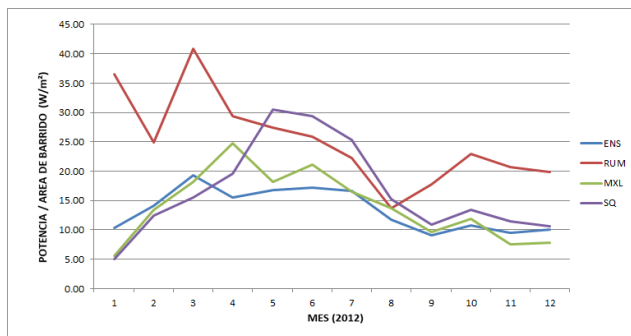


Figura A.4: Promedio mensual de la potencia sobre el área de barrido para 4 estaciones.

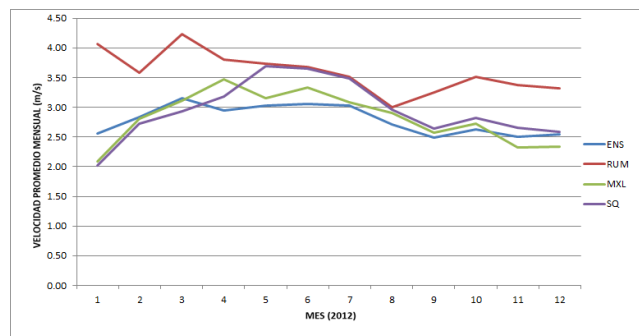


Figura A.5: Velocidad promedio mensual.

La Rumorosa es el lugar que más se está explotando actualmente en lo que a generación eólica se refiere en la región. Si comparamos las velocidades promedio registradas en los meses de verano (junio-agosto) entre La Rumorosa y San Quintín, podremos notar que son muy parecidas, pero al estar la ciudad de San Quintín a una mucho menor altitud, presenta una mayor presión atmosférica promedio en esos meses, lo que se traduce en una mayor densidad de aire (aún cuando la humedad relativa sea mayor), esto a su vez representa un mayor empuje en el rotor, lo que genera que su potencia por unidad de área de barrido sea mayor que en La Rumorosa en esos meses. Si tomamos como ejemplo el mes de junio

para comparar un aerogenerador instalado tanto en La Rumorosa como en San Quintín, si procediéramos con el análisis de velocidad de viento tomando una densidad constante (digamos de 1 kg/m^3), tendríamos que la potencia por área de barrido obtenida en La Rumorosa, con una velocidad mensual promedio del viento de 3.69 m/s sería de 25.12 W/m^2 mientras que para San Quintín el valor sería de 24.31 W/m^2 . Si revisamos la Tabla ??, tomando en cuenta las variables termodinámicas tendríamos para La Rumorosa un valor de 25.93 W/m^2 , y para San Quintín 29.36 W/m^2 . La variación de 3.43 W/m^2 parece poco significativa, pero si estamos hablando de un aerogenerador de 2 MW de potencia, el cual posee un área de barrido superior a los 5000 m^2 , hablamos de una diferencia de 17.15 kW de potencia en el mes a favor de San Quintín.

Apéndice B

El Coeficiente de Potencia

El coeficiente de potencia indica con qué eficiencia el rotor del aerogenerador absorbe la energía del viento que lo traspasa.

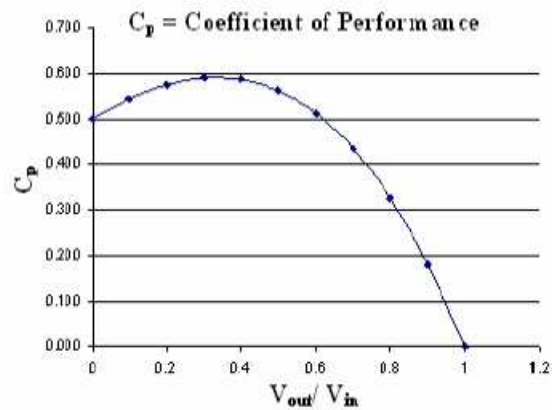


Figura B.1: Coeficiente de potencia y límite de Betz.

En general, el coeficiente de potencia varía con la velocidad de forma creciente hasta llegar a un máximo y luego desciende. A bajas velocidades del viento la eficiencia no es tan alta, ya que no hay mucha energía que disponible. A altas velocidades del viento, la turbina debe disipar cualquier exceso de energía por

encima de aquella para la que ha sido diseñado el generador. Así pues, la eficiencia interesa sobretodo en la zona de velocidades de viento donde se encuentra la mayor parte de la energía.

No es un fin en si mismo el tener una gran eficiencia técnica en un aerogenerador. Lo que en realidad interesa es el coste de sacar los kWh del viento durante los próximos 20-25 años. Dado que en este caso el combustible es gratis (viento), no hay necesidad de ahorrarlo. Por tanto, la turbina óptima no tiene por qué ser necesariamente la de mayor producción anual de energía. Por otro lado, cada metro cuadrado de área de rotor cuesta dinero, por lo que, por supuesto, es necesario obtener toda la energía que se pueda (mientras puedan limitarse los costes por kWh) [ADIO, 2003].

El coeficiente de potencia tiene un valor máximo dado por el límite de Betz de $C_p = 0.5926$. Esto es, la energía máxima que se puede obtener de un flujo de viento, independientemente del aerogenerador, es del 59%. Éste límite fué propuesto en 1919 por el físico alemán Albert Betz, e implica los principios de conservación de masa y momento.

Apéndice C

Fiabilidad y Energía Producida Mensual

Las Tablas (C.1 - C.12) muestran las horas de trabajo mensuales [Figuras (C.1 - C.23) (pares)] y la energía producida mensualmente [Figuras (C.2 - C.24) (impares)] por cada uno de los 5 aerogeneradores.

Tabla C.1: Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Enero de 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
Horas de Trabajo	633.83	634.17	549.33	635.83	597.50
Producción Mensual (kWh)	520462.73	494217.21	445973.68	534906.53	514676.75

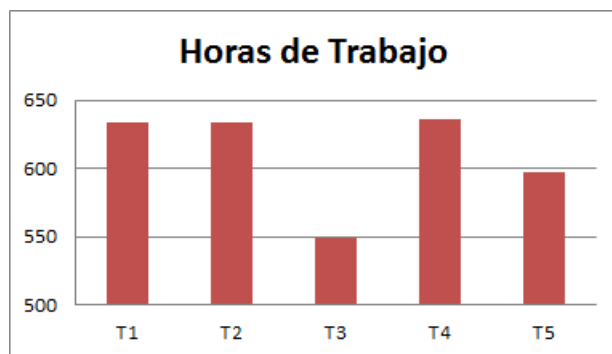


Figura C.1: Horas de Trabajo Enero 2013.

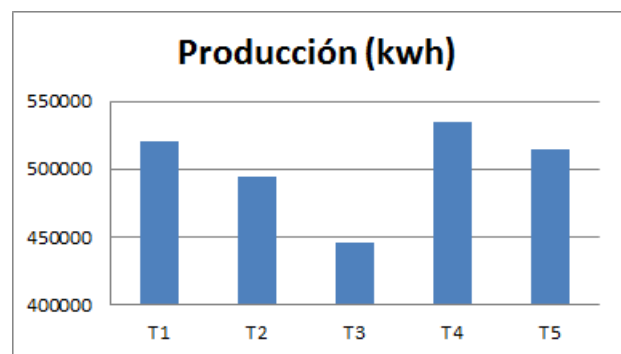


Figura C.2: Producción de Energía Enero 2013.

Tabla C.2: Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Febrero de 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
Horas de trabajo	529.00	538.17	543.17	535.67	559.67
Producción Mensual (kWh)	436533.43	426927.62	462966.96	460794.99	486756.81

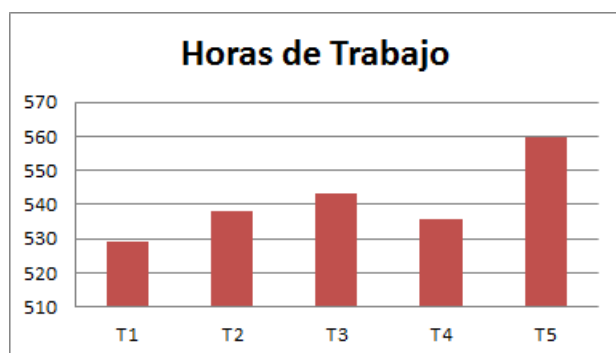


Figura C.3: Horas de Trabajo Febrero 2013.

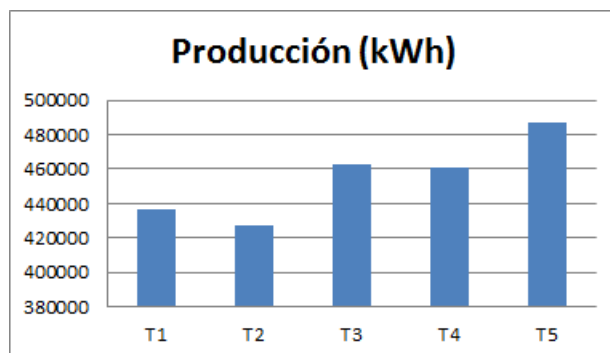


Figura C.4: Producción de Energía Febrero 2013.

Tabla C.3: Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Marzo de 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
Horas de Trabajo	536.00	557.83	570.17	568.83	564.00
Producción Mensual (kWh)	389378.57	375309.23	413581.11	406471.67	396711.92

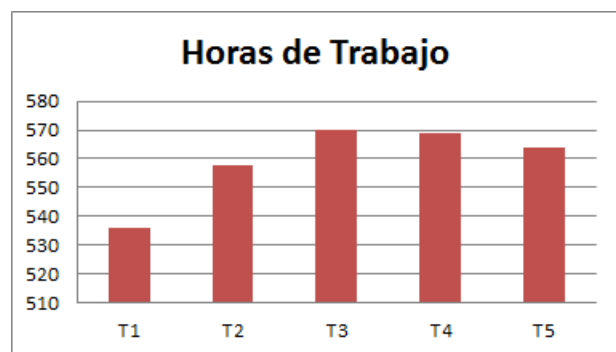


Figura C.5: Horas de Trabajo Marzo 2013.

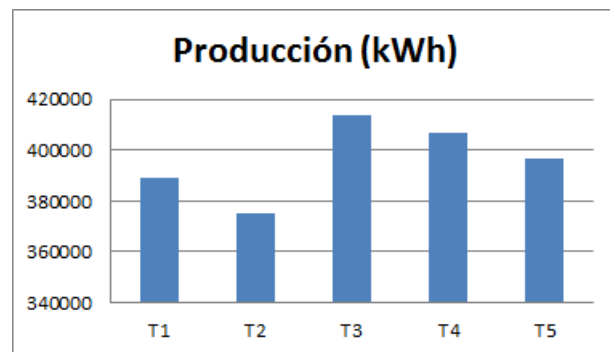


Figura C.6: Producción de Energía Marzo 2013.

Tabla C.4: Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Abril de 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
Horas de Trabajo	587.00	581.00	586.67	586.33	530.50
Producción Mensual (kWh)	549736.64	516634.16	556513.89	551321.68	459221.55



Figura C.7: Horas de Trabajo Abril 2013.

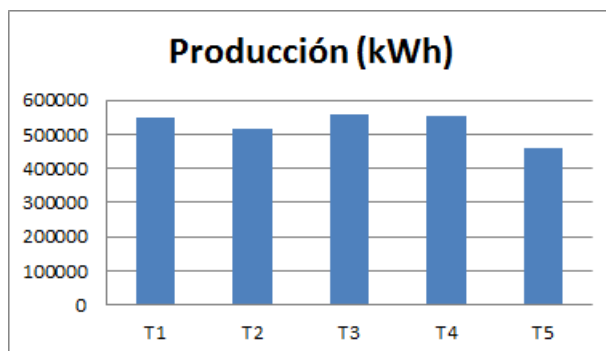


Figura C.8: Producción de Energía Abril 2013.

Tabla C.5: Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Mayo de 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
Horas de Trabajo	627.67	627.83	628.33	611.83	571.17
Producción Mensual (kWh)	612770.51	576558.77	610407.41	591381.94	543640.63

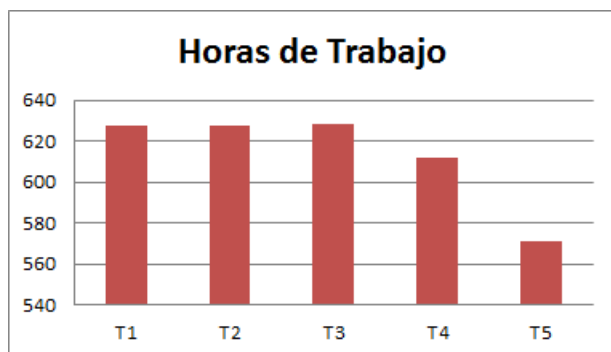


Figura C.9: Horas de Trabajo Mayo 2013.

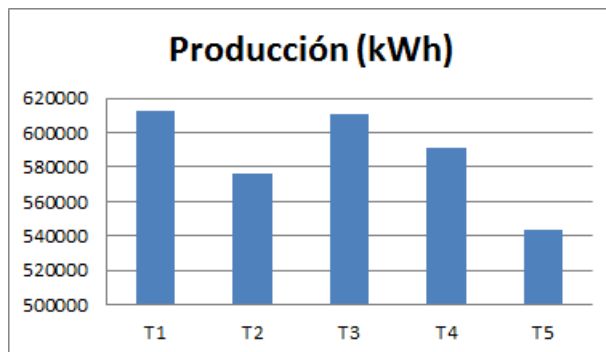


Figura C.10: Producción de Energía Mayo 2013.

Tabla C.6: Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Junio de 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
Horas de Trabajo	637.33	642.67	467.00	624.67	638.00
Producción Mensual (kWh)	426895.95	394442.80	328587.70	419139.37	427028.78

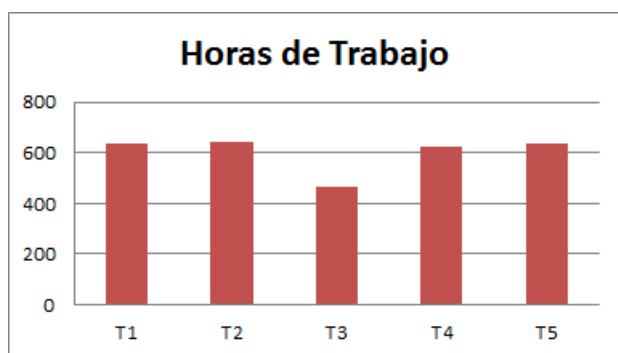


Figura C.11: Horas de Trabajo Junio 2013.

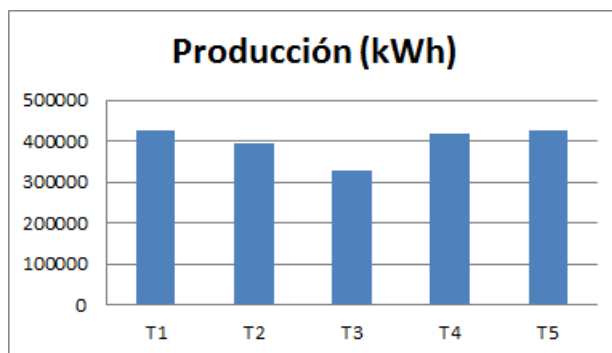


Figura C.12: Producción de Energía Junio 2013.

Tabla C.7: Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Julio de 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
Horas de Trabajo	515.00	501.83	505.67	507.00	506.00
Producción Mensual (kWh)	220069.92	213179.75	243179.22	231617.25	230689.50

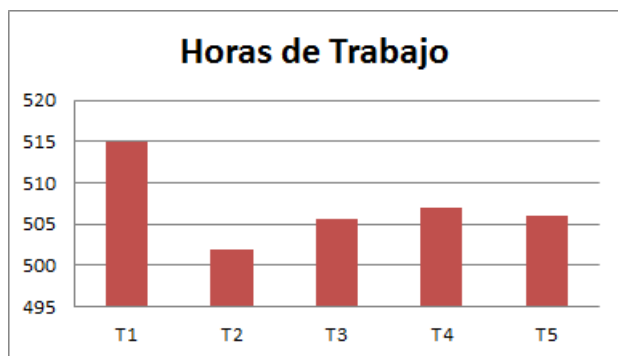


Figura C.13: Horas de Trabajo Julio 2013.

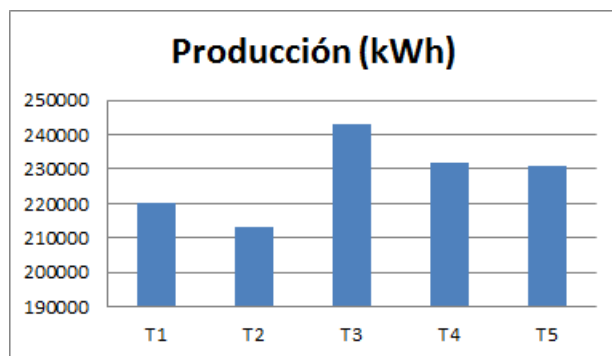


Figura C.14: Producción de Energía Julio 2013.

Tabla C.8: Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Agosto de 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
Horas de Trabajo	526.83	396.17	518.67	520.50	512.83
Producción Mensual (kWh)	220045.23	160818.03	220369.07	212849.42	213288.22

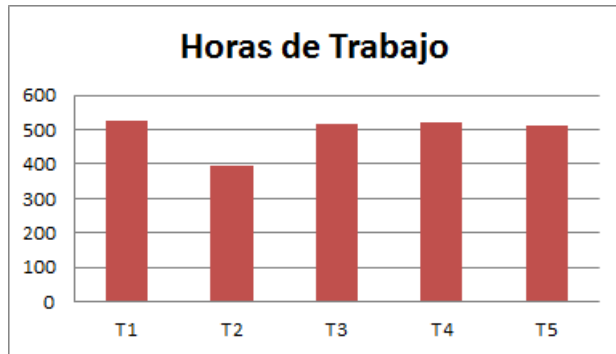


Figura C.15: Horas de Trabajo Agosto 2013.

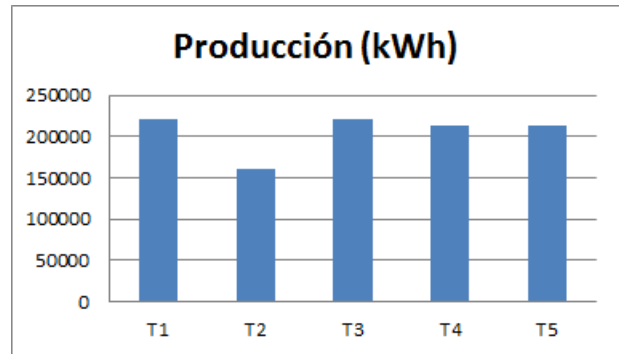


Figura C.16: Producción de Energía Agosto 2013.

Tabla C.9: Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Septiembre de 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
Horas de Trabajo	430.33	338.83	428.17	381.67	431.33
Producción Mensual (kWh)	248261.58	206019.36	247773.91	174799.68	246821.00

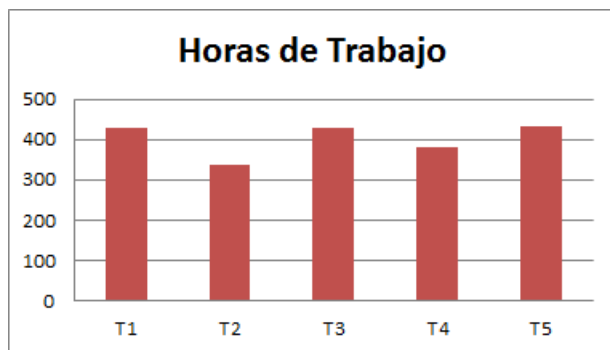


Figura C.17: Horas de Trabajo Septiembre 2013.

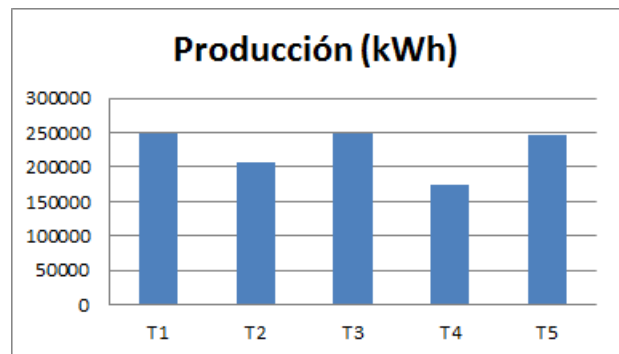


Figura C.18: Producción de Energía Septiembre 2013.

Tabla C.10: Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Octubre de 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
Horas de trabajo	533.50	532.67	540.67	538.67	549.83
Producción Mensual (kWh)	421801.65	392779.82	425573.96	427049.13	428812.53

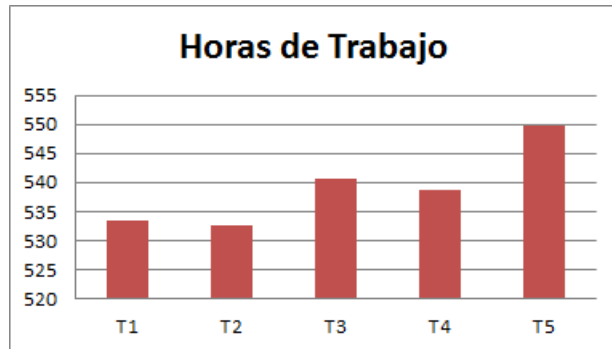


Figura C.19: Horas de Trabajo Octubre 2013.

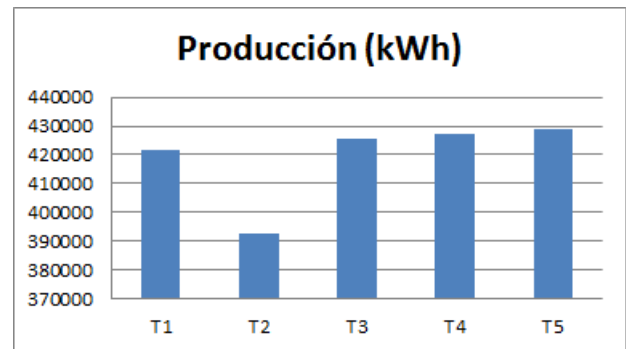


Figura C.20: Producción de Energía Octubre 2013.

Tabla C.11: Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Noviembre de 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
Horas de Trabajo	523.00	522.17	508.00	516.17	448.00
Producción Mensual (kWh)	336712.40	314737.12	317353.97	338701.21	272502.51

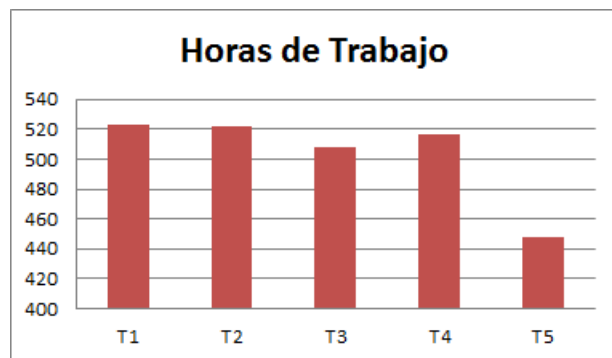


Figura C.21: Horas de Trabajo Noviembre 2013.

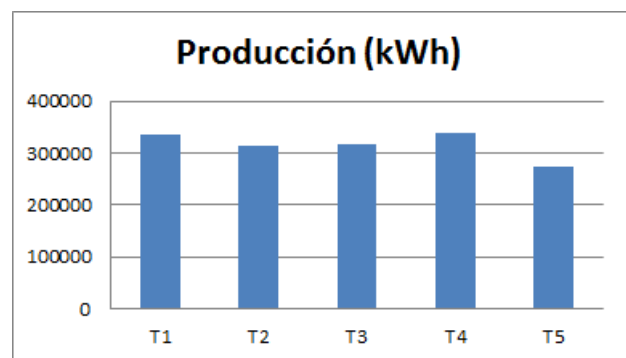


Figura C.22: Producción de Energía Noviembre 2013.

Tabla C.12: Horas de trabajo y producción total mensual de energía para Diciembre de 2013.

	T1	T2	T3	T4	T5
Horas de Trabajo	641.33	627.83	593.67	647.50	632.67
Producción Mensual (kWh)	571930.15	513045.60	545291.78	590827.49	552596.51

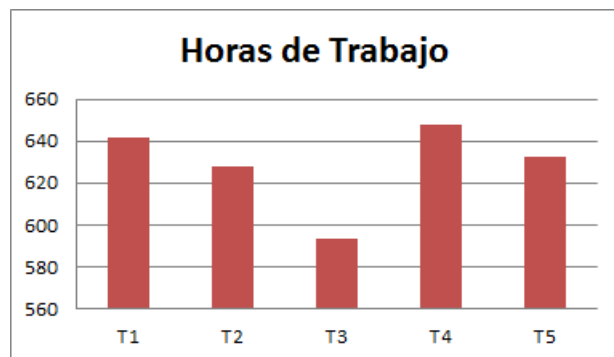


Figura C.23: Horas de Trabajo Diciembre 2013.

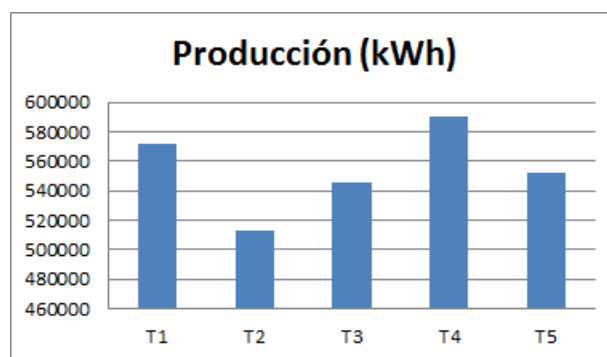


Figura C.24: Producción de Energía Diciembre 2013.

Se puede observar que no necesariamente el aerogenerador con más horas de trabajo es el que más energía produce, como por ejemplo en el mes de Enero (Tabla C.1, Figuras C.1, C.2), el aerogenerador 5 trabajó 597.5 horas, produciendo alrededor de 514.7 MWh, mientras que el aerogenerador 2 trabajó 634.17 horas produciendo alrededor de 494.28 MWh. En el mes de Junio, el aerogenerador 2 fué el que más horas de trabajo tuvo, y aún así, fué el segundo que menos energía produjo (Tabla C.6, Figuras C.11, C.12). Otro ejemplo en el mes de Septiembre, entre el aerogenerador 2 y el 4 (Tabla C.9, Figuras C.17, C.18).



Apéndice D

Comparación Diaria Entre la Eficiencia Energética y Exergética

Como se vió en el Capítulo 3, la eficiencia energética η [Ecuación (2.20)], y la exergética ϵ [Ecuación (2.21)], difieren en que la primera es el resultado de comparar la potencia eléctrica obtenida con respecto a la potencia total del viento; la segunda al contrario, se compara con respecto al total de potencia útil (o flujo exergético), esto es, a la máxima energía obtenible adquirida conforme el flujo de aire atraviesa el rotor del aerogenerador [Redha et al., 2011].

La eficiencia energética

$$\eta = \frac{W_{out}}{W_{wind}}$$

La eficiencia exergética

$$\epsilon = \frac{\dot{W}_{out}}{\dot{E}_{flow}}$$

La eficiencia exergética no depende directamente del valor del coeficiente de potencia, el cual varía conforme la velocidad de entrada del flujo de aire V_1 varía. Al hacer el análisis exergético con un coeficiente de potencia fijo, tal que podamos encontrar un valor de V_1 en función de V_2 , la eficiencia exergética se vuelve función del coeficiente de potencia. Por otro lado, la eficiencia energética está caracterizada por el coeficiente de potencia. A continuación se muestra la diferencia entre ambas eficiencias como un promedio diario entre las 5 turbinas para el año 2013; para esto se fija el valor del coeficiente de potencia en $C_p = 0.39$.

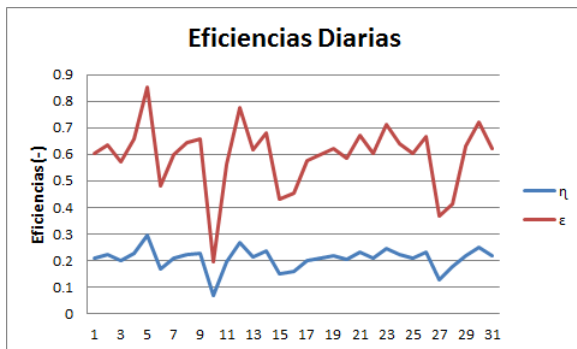


Figura D.1: Eficiencias diarias para Enero 2013.

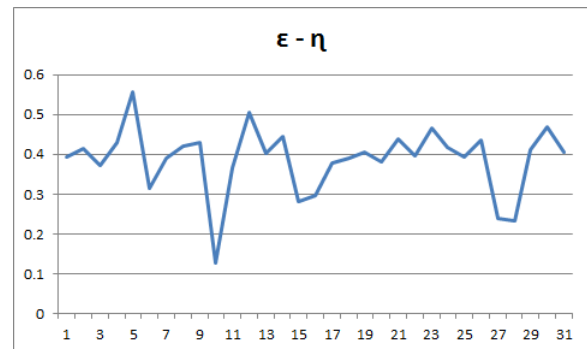


Figura D.2: Diferencia entre las eficiencias para Enero 2013.

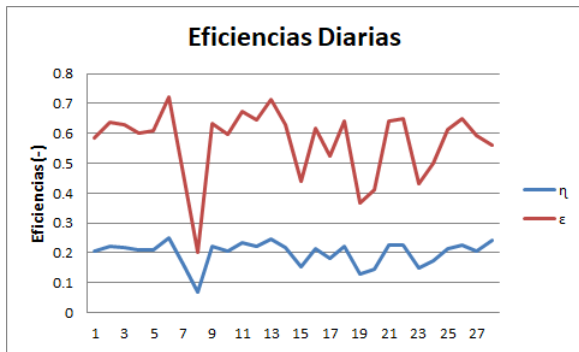


Figura D.3: Eficiencias diarias para Febrero 2013.

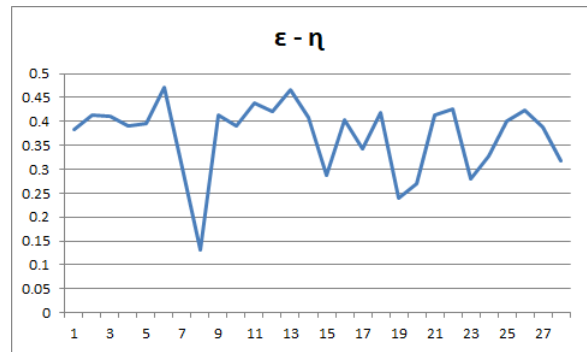


Figura D.4: Diferencia entre las eficiencias para Febrero 2013.

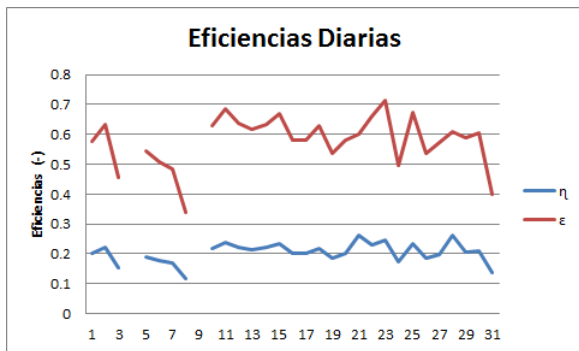


Figura D.5: Eficiencias diarias para Marzo 2013.

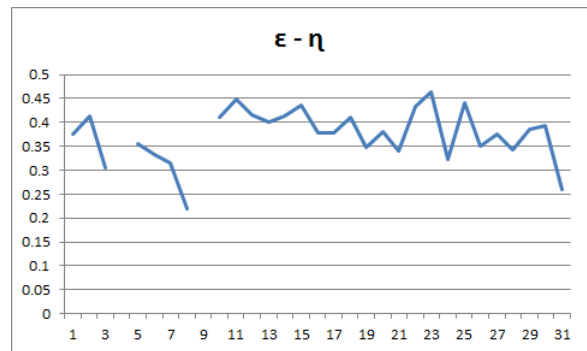


Figura D.6: Diferencia entre las eficiencias para Marzo 2013.

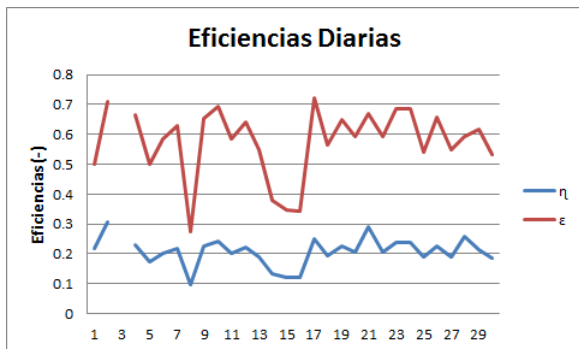


Figura D.7: Eficiencias diarias para Abril 2013.

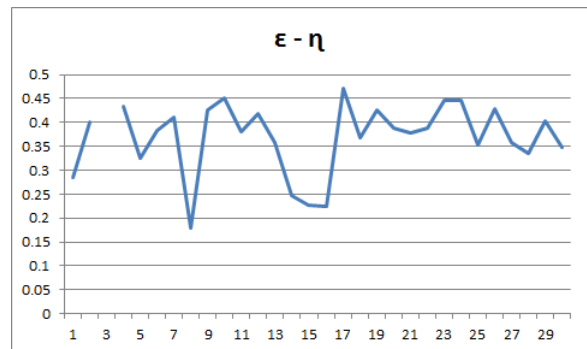


Figura D.8: Diferencia entre las eficiencias para Abril 2013.

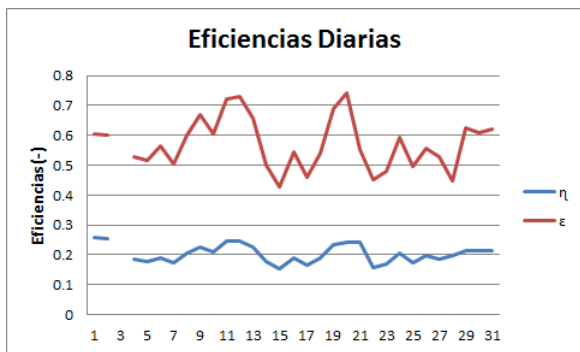


Figura D.9: Eficiencias diarias para Mayo 2013.

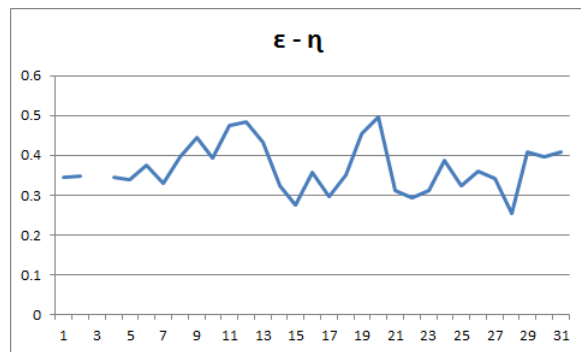


Figura D.10: Diferencia entre las eficiencias para Mayo 2013.

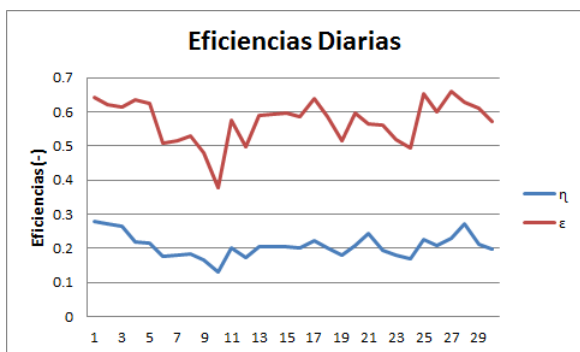


Figura D.11: Eficiencias diarias para Junio 2013.

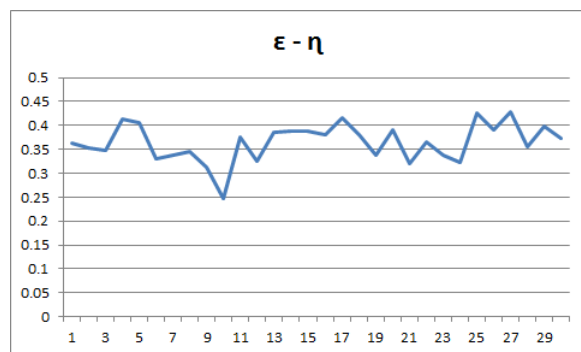


Figura D.12: Diferencia entre las eficiencias para Junio 2013.



Figura D.13: Eficiencias diarias para Julio 2013.

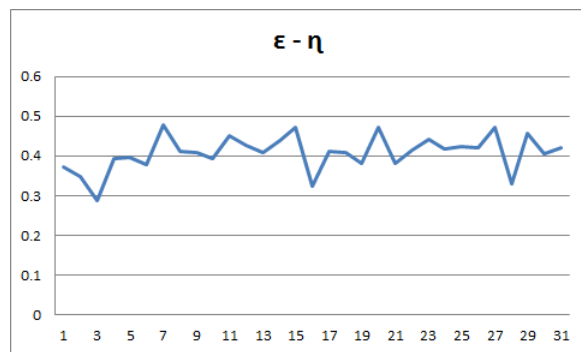


Figura D.14: Diferencia entre las eficiencias para Julio 2013.

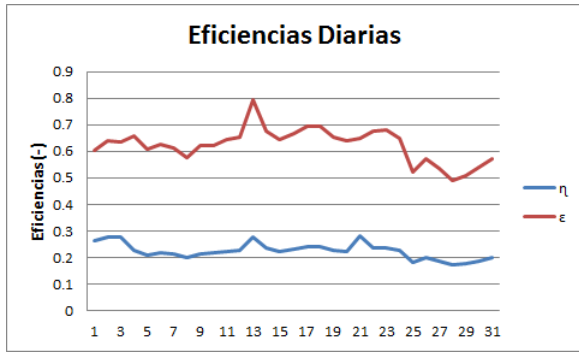


Figura D.15: Eficiencias diarias para Agosto 2013.

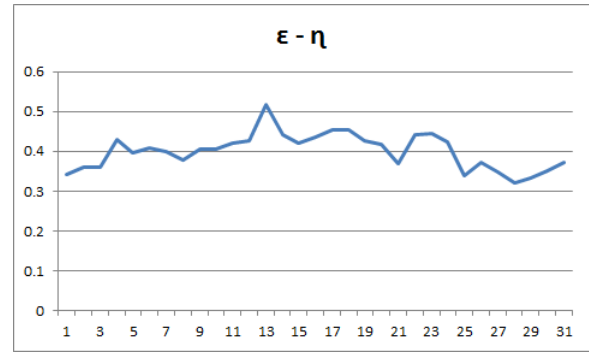


Figura D.16: Diferencia entre las eficiencias para Agosto 2013.

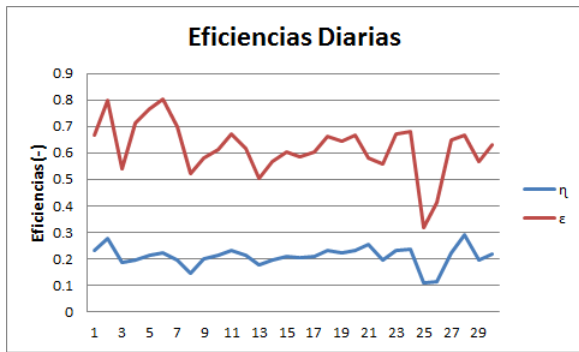


Figura D.17: Eficiencias diarias para Septiembre 2013.

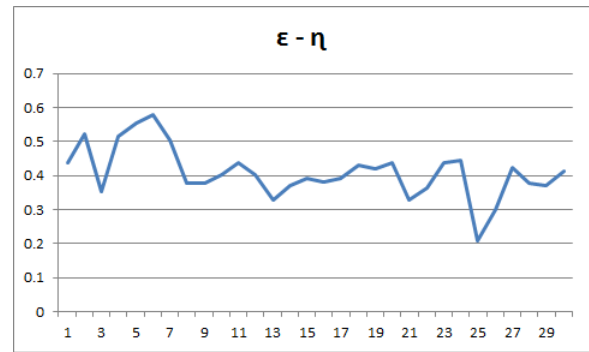


Figura D.18: Diferencia entre las eficiencias para Septiembre 2013.

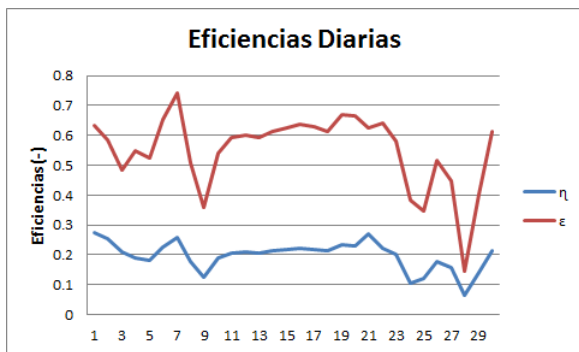


Figura D.19: Eficiencias diarias para Octubre 2013.

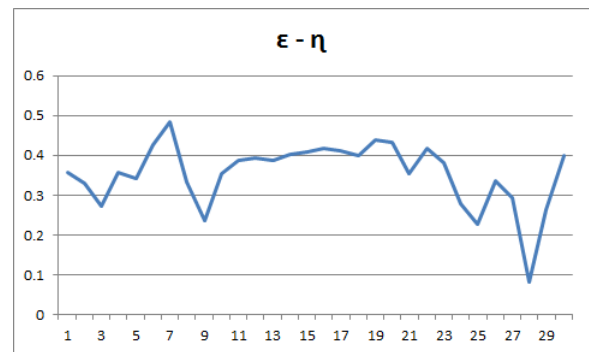


Figura D.20: Diferencia entre las eficiencias para Octubre 2013.

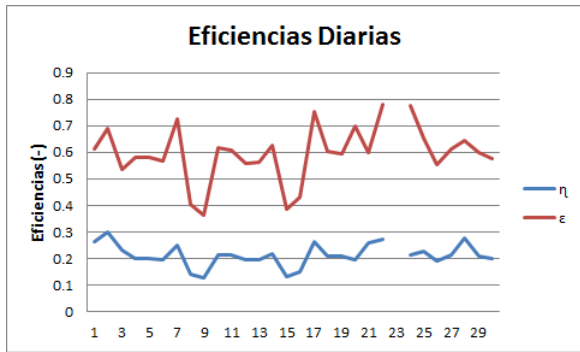


Figura D.21: Eficiencias diarias para Noviembre 2013.

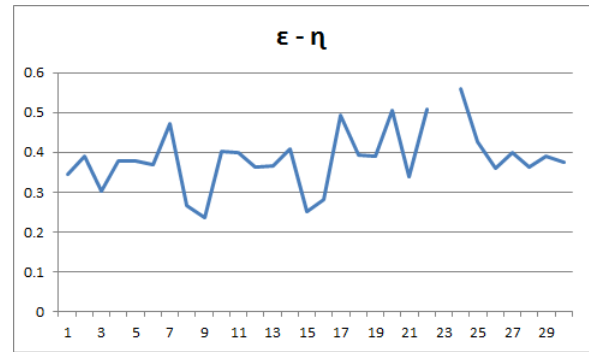


Figura D.22: Diferencia entre las eficiencias para Noviembre 2013.

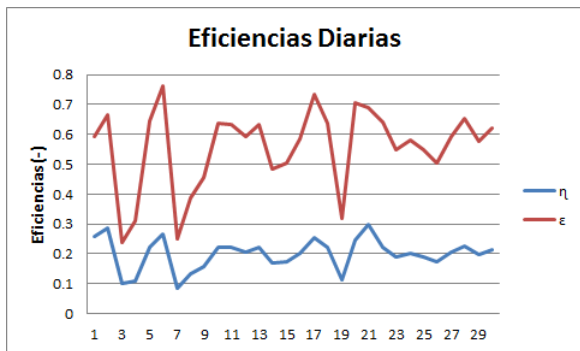


Figura D.23: Eficiencias diarias para Diciembre 2013.

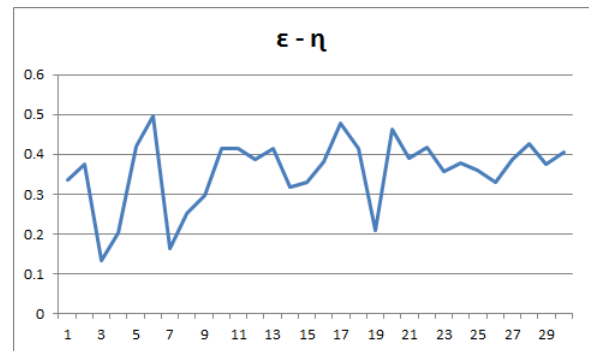


Figura D.24: Diferencia entre las eficiencias para Diciembre 2013.

Apéndice E

Comparación Diezminutal Entre la Eficiencia Energética y Exergética

Las eficiencias para un análisis de datos diezminutales para altas y bajas velocidades se muestra en las siguientes gráficas

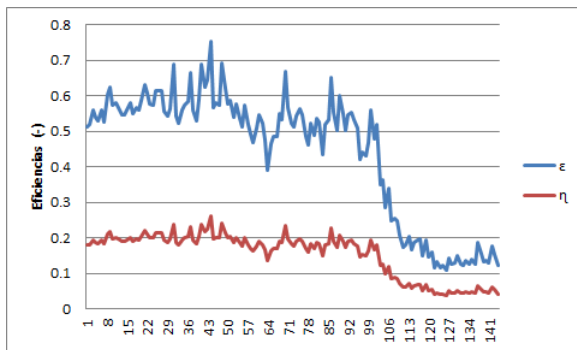


Figura E.1: Eficiencias diezminutales. Turbina 1 (velocidades altas).

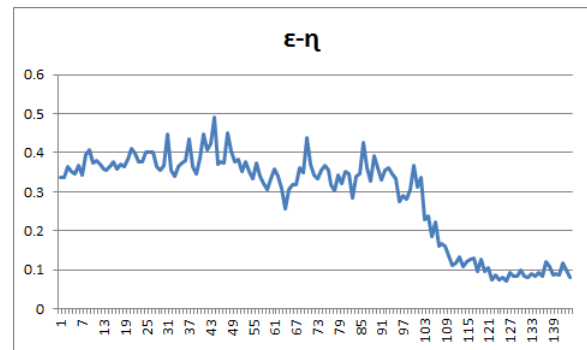


Figura E.2: Diferencia entre las eficiencias. Turbina 1 (datos diezminutales).

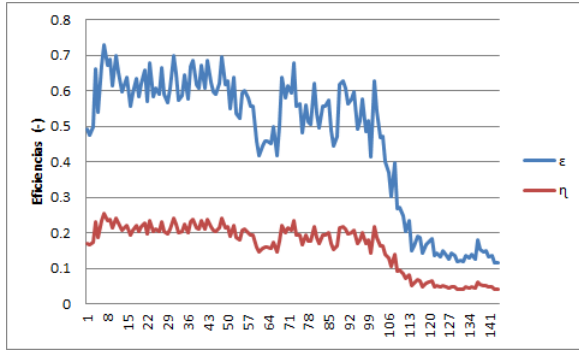


Figura E.3: Eficiencias diezminutales. Turbina 2 (velocidades altas).

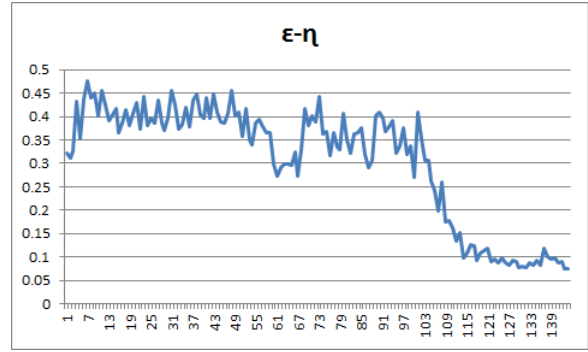


Figura E.4: Diferencia entre las eficiencias. Turbina 2 (datos diezminutales).

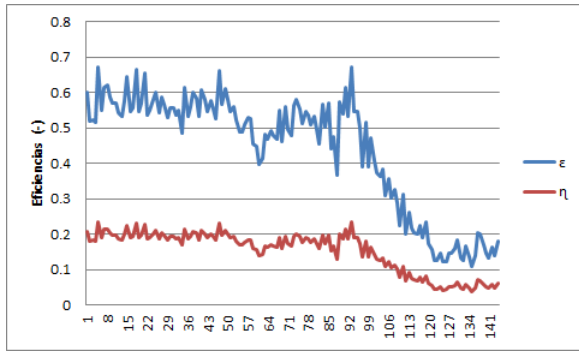


Figura E.5: Eficiencias diezminutales. Turbina 3 (velocidades altas).

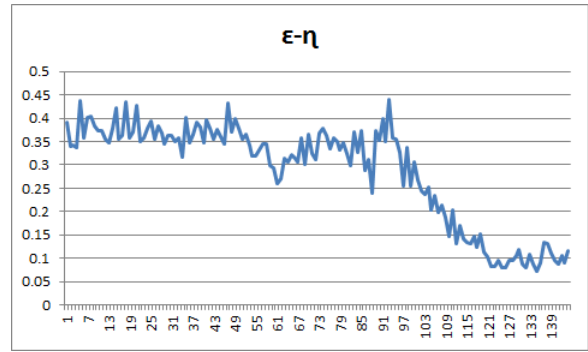


Figura E.6: Diferencia entre las eficiencias. Turbina 3 (datos diezminutales).

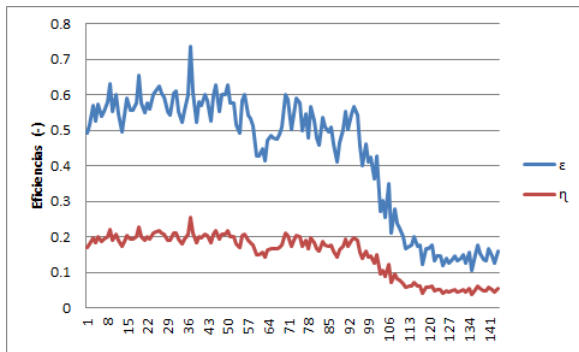


Figura E.7: Eficiencias diezminutales. Turbina 4 (velocidades altas).

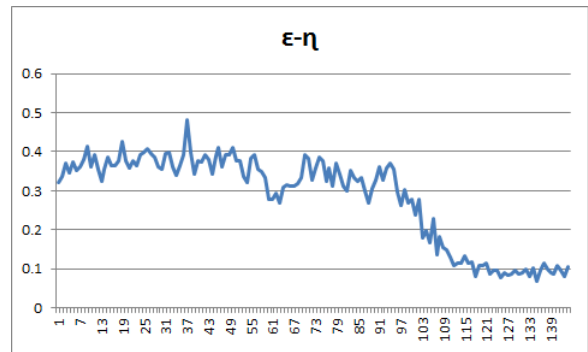


Figura E.8: Diferencia entre las eficiencias. Turbina 4 (datos diezminutales).

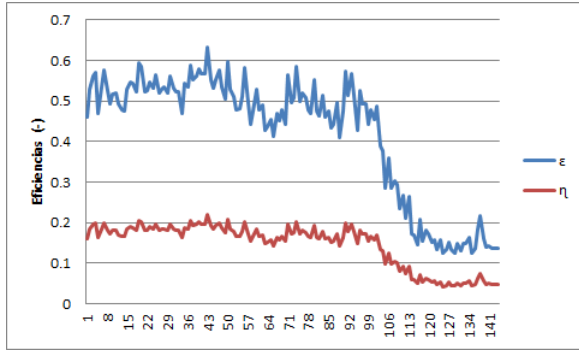


Figura E.9: Eficiencias diezminutales. Turbina 5 (velocidades altas).

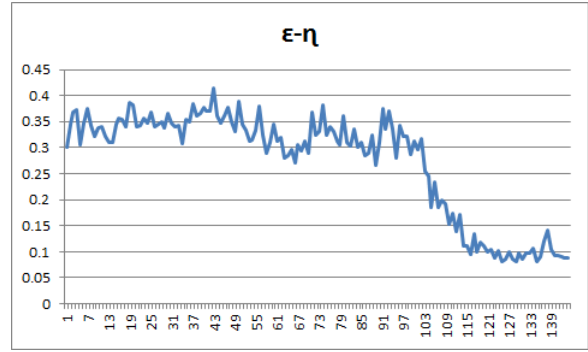


Figura E.10: Diferencia entre las eficiencias. Turbina 5 (datos diezminutales).

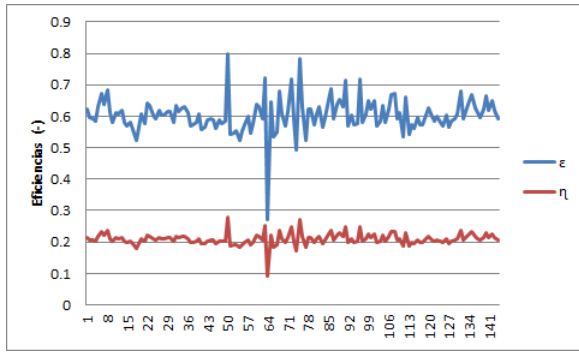


Figura E.11: Eficiencias diezminutales. Turbina 1 (velocidades bajas).

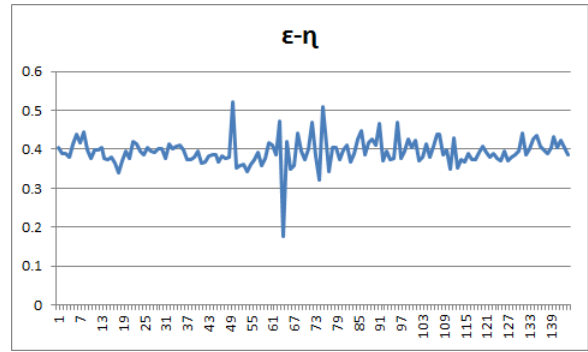


Figura E.12: Diferencia entre las eficiencias. Turbina 1 (datos diezminutales).

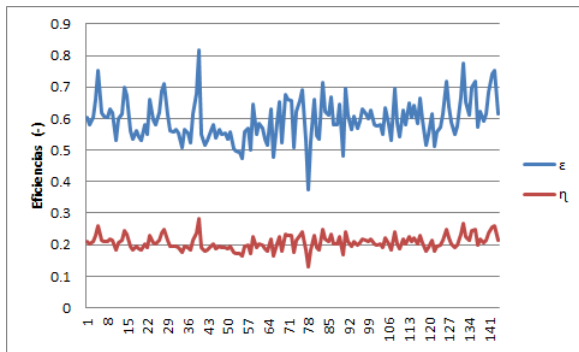


Figura E.13: Eficiencias diezminutales. Turbina 2(velocidades bajas).

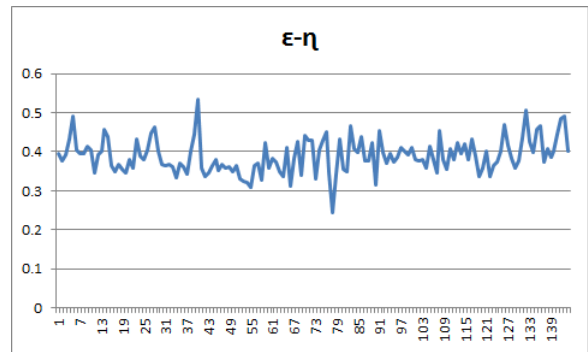


Figura E.14: Diferencia entre las eficiencias. Turbina 2 (datos diezminutales).

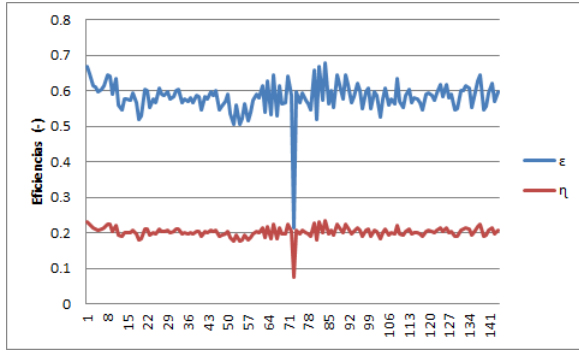


Figura E.15: Eficiencias diezminutales. Turbina 3 (velocidades bajas).

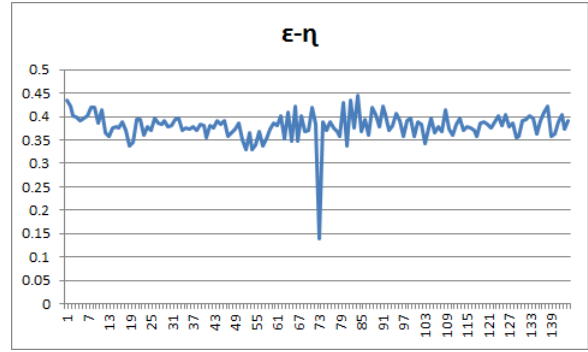


Figura E.16: Diferencia entre las eficiencias. Turbina 3 (datos diezminutales).

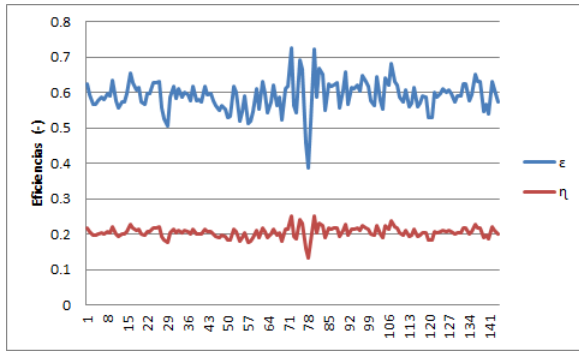


Figura E.17: Eficiencias diezminutales. Turbina 4 (velocidades bajas).

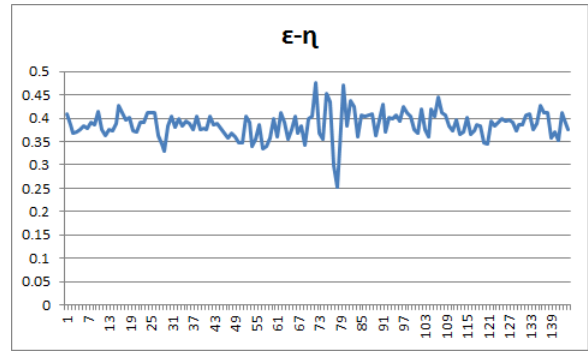


Figura E.18: Diferencia entre las eficiencias. Turbina 4 (datos diezminutales).

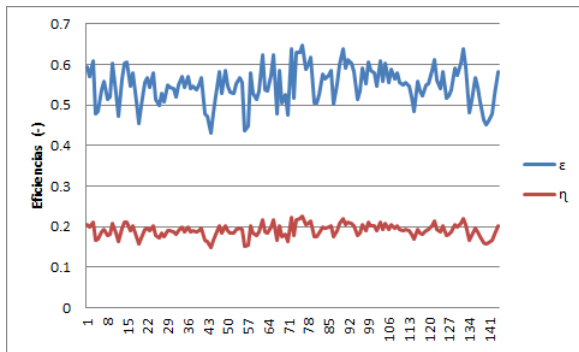


Figura E.19: Eficiencias diezminutales. Turbina 5 (velocidades bajas).

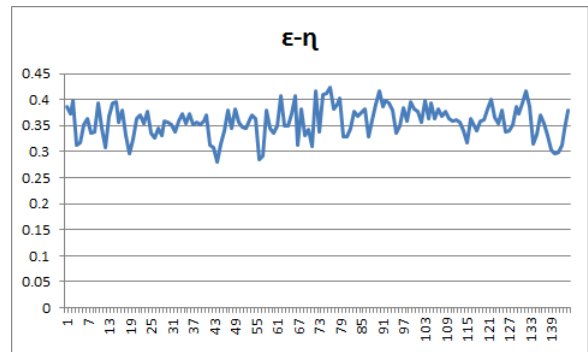


Figura E.20: Diferencia entre las eficiencias. Turbina 5 (datos diezminutales).

Bibliografía

- [ADIO, 2003] ASOCIACIÓN DANESA DE LA INDUSTRIA EÓLICA (ACTUALIZADO EL 7 DE MAYO DE 2003),
[HTTP://WWW.WINDPOWER.ORG/ES/TOUR/WRES/CP.HTM](http://www.windpower.org/es/tour/wres/cp.htm).
- [Ahrendts, 1980] AHRENDTS, J., 1980. REFERENCE STATES. ENERGY 5, 667-668.
- [AMDEE, 2014] ASOCIACIÓN MEXICANA DE ENERGÍA EÓLICA (2014) WWW.AMDEE.ORG.
- [Baskut et al., 2010] BASKUT, O., OZGENER, O., OZGENER, L., EFFECTS OF METEOROLOGICAL VARIABLES ON EXERGETIC EFFICIENCY OF WIND TURBINE POWER PLANTS. RENEWABLE AND SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS 14 (2010) 3237-3241.
- [Baskut et al., 2011] BASKUT, O., OZGENER O., OZGENER, L., SECOND LAW ANALYSIS OF WIND TURBINE POWER PLANTS: CESME, IZMIR EXAMPLE. ENERGY 36 (2011) 2535-2542.
- [Baskut and Ozgener, 2012] BASKUT, O., OZGENER, L., EXERGoeCONOMIC ASSESSMENT OF A WIND TURBINE POWER PLANT (WTPP): CESME, IZMIR, EXAMPLE. ENERGY 47 (2012) 577-581.
- [Bejan and Bejan, 1982] BEJAN, M., BEJAN, A., 1982. SUPPLY-SIDE APPROACH TO ENERGY POLICY. ENERGY POLICY 10, 153-161.
- [Belnov et al., 2007] BELNOV VK, VOSKRESENSKII NM, KHEIFETS LI. INCREASING THE THERMODYNAMIC EFFICIENCY OF AN AIR-SEPARATING PLANT BY RECUPERATING THE MECHANICAL ENERGY OF THE GAS STREAMS. THEOR FOUND CHEM ENG 2007;41(5):519-25.
- [BoroumandJazi et al., 2012] BOROUMANDJAZI G, SAIDUR R, RISMANCHI B, MEKHILEF S. A REVIEW ON THE RELATION BETWEEN THE ENERGY AND EXERGY EFFICIENCY ANALYSIS AND THE TECHNICAL CHARAC-

TERISTIC OF THE RENEWABLE ENERGY SYSTEMS. RENEWABLE AND SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS 16
(2012):3131–3135.

[Brophy et al., 1968] JERE H. BROPHY, ROBERT M. ROSE, JOHN WULFF. PROPIEDADES TERMODINÁMICAS.
LIMUSA-WILEY 1A ED. (ESPAÑOL)(1968).

[Cengen and Cimbala, 2006] YUNUS A. CENGEL, JOHN M. CIMBALA. MECÁNICA DE FLUIDOS FUNDAMENTOS Y
APLICACIONES. MCGRAW-HILL 1A ED. (ESPAÑOL) (2006)

[Cox and Miro, 1990] COX JE, MIRO CR. SPECIAL BRIEFING FOR GOVERNMENT OFFICIALS—ASHRAE-
SPONSORED FORUM COVERED VENTILATION DESIGN STANDARD. ASHRAE J 1990;32(1):14–20.

[Crane et al., 1992] CRANE, P., SCOTT, D.S., ROSEN, M.A., 1992. COMPARISON OF EXERGY OF EMISSIONS
FROM TWO ENERGY CONVERSION TECHNOLOGIES, CONSIDERING POTENTIAL FOR ENVIRONMENTAL IMPACT.
INTERNATIONAL JOURNAL OF HYDROGEN ENERGY 17, 345-350.

[Dincer, 2002] IBRAHIM DINCER, THE ROLE OF EXERGY IN ENERGY POLICY MARKING. ENERGY POLICY 30
(2002) 137-149.

[Dincer and Rosen, 2007] DINCER I, ROSEN M. EXERGY: ENERGY, ENVIRONMENT, AND SUSTAINABLE DEVELOP-
MENT. AMSTERDAM/BOSTON: ELSEVIER; 2007.

[Durmayaz and Yavuz, 2001] AHMET DURMAYAZ, , HASBI YAVUZ. EXERGY ANALYSIS OF A PRESSURIZED-WATER
REACTOR NUCLEAR-POWER PLANT. APPLIED ENERGY, 69 (2001) 39-57.

[Gungor et al., 2013] AFSIN GUNGOR, MUSTAFA BAYRAK, AND BERTAN BEYLERGIL. IN VIEW OF SUSTAINABLE
FUTURE ENERGETIC-EXERGETIC AND ECONOMIC ANALYSIS OF A NATURAL GAS COGENERATION PLANT.
INTERNATIONAL JOURNAL OF EXERGY. 12.1 (MAR. 11, 2013) P109.

[GWEC, 2014] GLOBAL WIND REPORT 2015. GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (2017) WWW.GWEC.NET

[Hammond, 2007] Hammond GP. Industrial energy analysis, thermodynamics and sustainability. Appl Energ
2007;84(7):675–700.

[Borget and Moura, 2013] JOS A. BORGERT AND LUS M. MOURA. EXERGETIC ANALYSIS OF GLUCOSE METABO-
LISM. INTERNATIONAL JOURNAL OF EXERGY. 12.1 (MAR. 11, 2013) P31.

-
- [Karakilcik et al., 2013] MEHMET KARAKILCIK, ISMAIL BOZKURT, AND IBRAHIM DINCER. DYNAMIC EXERGETIC PERFORMANCE ASSESSMENT OF AN INTEGRATED SOLAR POND. INTERNATIONAL JOURNAL OF EXERGY. 12.1 (MAR. 11, 2013) P70.
- [Khosravi et al., 2013] SALAR KHOSRAVI, M. HASSAN PANJESHAHI, AND ABTIN ATAEI. APPLICATION OF EXERGY ANALYSIS FOR QUANTIFICATION AND OPTIMISATION OF THE ENVIRONMENTAL PERFORMANCE IN WASTEWATER TREATMENT PLANTS. INTERNATIONAL JOURNAL OF EXERGY. 12.1 (MAR. 11, 2013) P119.
- [Koroneos and Rovas, 2013] CHRISTOPHER KORONEOS AND DIMITRIOS ROVAS. EXERGY ANALYSIS OF GEOTHERMAL ELECTRICITY USING THE KALINA CYCLE. INTERNATIONAL JOURNAL OF EXERGY. 12.1 (MAR. 11, 2013) P54.
- [Kotas, 1995] KOTAS, T.J., 1995. THE EXERGY METHOD OF THERMAL PLANT ANALYSIS. REPRINTED. KRIEGER, MALABAR, FL.
- [Maccracken, 1989] MACCRACKEN CD. THE GREENHOUSE-EFFECT ON ASHRAE. ASHRAE J 1989;31(6):52-4.
- [Manwell et al, 2009] MANWELL J.F., MCGOWAN J.G., ROGERS A.L. WIND ENERGY EXPLAINED. WILEY SECOND ED. (2009).
- [McCabe, 1989] MCCABE ME. WINDOW U-VALUES – REVISIONS FOR THE 1989 ASHRAE HANDBOOK – FUNDAMENTALS. ASHRAE J 1989;31(6):56.
- [Moran, 1989] MORAN, M.J., 1989. AVAILABILITY ANALYSIS: A GUIDE TO EFFICIENT ENERGY USE. ASME, NEW YORK.
- [Panjeshahi et al., 2010] PANJESHAHI MH, HARATI F, NOUZARI MM. IMPROVING ENERGY EFFICIENCY IN NATURAL GAS REFINERIES, USING EXERGY ANALYSIS. IN: PRES 2010: 13TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROCESS INTEGRATION, MODELLING AND OPTIMISATION FOR ENERGY SAVING AND POLLUTION REDUCTION 21. 2010. P. 121-6.
- [Pellegrini et al., 2007] LUIZ FELIPE PELLEGRINI, , SILVIO DE OLIVEIRA JR., EXERGY ANALYSIS OF SUGARCANE BAGASSE GASIFICATION. ENERGY 32 (2007), 314-327.

-
- [Peña and Becerra, 2010] PEÑA PEREZ, L.M., BECERRA SANTIAGO, L.O., IMPACTO DE LA NUEVA FÓRMULA DE LA DENSIDAD DEL AIRE CIPM-2007. SIMPOSIO DE METROLOGÍA 2010. DISPONIBLE EN [HTTPS://WWW.CENAM.MX/SM2010/INFO/PMIERCOLES/SM2010-MP03A.PDF](https://www.cenam.mx/sm2010/info/pmiercoles/sm2010-mp03a.pdf)
- [Picard et al., 2007] PICARD, A., DAVIS, R.S., GLÄSER, M., FUJII, K., REVISED FORMULA FOR THE DENSITY OF MOIST AIR (CIPM-2007). METROLOGIA, VOL 45 (2008), P149–155.
- [Redha et al., 2011] REDHA, A.M., DINCER, I., GADALLA, M., THERMODYNAMIC PERFORMANCE ASSESSMENT OF WIND ENERGY SYSTEMS: AN APPLICATION. ENERGY 36 (2011) 4002-4010.
- [Reistad, 1970] REISTAD, G.M., 1970. AVAILABILITY: CONCEPTS AND APPLICATIONS. PH.D. THESIS, UNIVERSITY OF WISCONSIN, MADISON.
- [Rosen, 1992] ROSEN, M.A., 1992. APPROPRIATE THERMODYNAMIC PERFORMANCE MEASURES FOR CLOSED SYSTEMS FOR THERMAL ENERGY STORAGE. ASME JOURNAL OF SOLAR ENERGY ENGINEERING 114, 100-105.
- [Rosen and Dincer 1997] ROSEN MA, DINCER I. SECTORAL ENERGY AND EXERGY MODELING OF TURKEY. J ENERG RESOUR ASME 1997;119(3):200–4.
- [Rosen et al., 2008] ROSEN, M.A., DINCER, I., KANOGLU, M., ROLE OF EXERGY IN INCREASING EFFICIENCY AND SUSTAINABILITY AND REDUCING ENVIRONMENTAL IMPACT. ENERGY POLICY 36 (2008) 128-137.
- [Sahin et al., 2006-1] SAHIN, A. D., DINCER, I. AND ROSEN, M. A. (2006), NEW SPATIO-TEMPORAL WIND EXERGY MAPS. J. ENERGY RESOUR. TECHNOL 128(3), 194-202. DOI:10.1115/1.2213271.
- [Sahin et al., 2006-2] SAHIN, A. D., DINCER, I. AND ROSEN, M. A. (2006), THERMODYNAMIC ANALYSIS OF WIND ENERGY. INT. J. ENERGY RES., 30: 553-566. DOI: 10.1002/ER.1163.
- [Saidur et al., 2006] SAIDUR R, KHALIQ AHA, MASJUKI HH. ANALYSIS OF ENERGY AND EXERGY USE FOR PROCESS HEATING IN THE INDUSTRIAL SECTOR OF MALAYSIA. INT J EXERGY 2006;3(2):119–49.
- [Saidur et al., 2007-1] SAIDUR R, MASJUKI HH, JAMALUDDIN MY. AN APPLICATION OF ENERGY AND EXERGY ANALYSIS IN RESIDENTIAL SECTOR OF MALAYSIA. ENERG POLICY 2007;35(2):1050–63.
- [Saidur et al., 2007-2] SAIDUR R, SATTAR MA, MASJUKI HH, ABDESSALAM H, SHAHRUAN BS. ENERGY AND EXERGY ANALYSIS AT THE UTILITY AND COMMERCIAL SECTORS OF MALAYSIA. ENERG POLICY 2007;35(3):1956–66.

-
- [Saidur et al., 2007-3] SAIDUR R, SATTAR MA, MASJUKI HH, AHMED S, HASHIM U. AN ESTIMATION OF THE ENERGY AND EXERGY EFFICIENCIES FOR THE ENERGY RESOURCES CONSUMPTION IN THE TRANSPORTATION SECTOR IN MALAYSIA. *ENERG POLICY* 2007;35(8):4018–26.
- [Saidur et al., 2010] SAIDUR R, AHAMED JU, MASJUKI HH. ENERGY, EXERGY AND ECONOMIC ANALYSIS OF INDUSTRIAL BOILERS. *ENERG POLICY* 2010;38(5):2188–97.
- [Schakhramanyan et al., 2007] SCHAKHRAMANYAN MA, STREBKOV DS, TYUKHOV II. INCREASING EFFICIENCY OF SOLAR ENERGY PLANTS BY WEATHER CORRECTION TECHNOLOGIES. IN: *PROCEEDINGS OF ISES SOLAR WORLD CONGRESS 2007: SOLAR ENERGY AND HUMAN SETTLEMENT, VOLS. I–V*. 2007. P. 1666–70.
- [Sciubba, 2001] SCIUBBA E. BEYOND THERMOECONOMICS? THE CONCEPT OF EXTENDED EXERGY ACCOUNTING AND ITS APPLICATIONS TO THE ANALYSIS AND DESIGN OF THERMAL SYSTEMS. *EXERGY, AN INTERNATIONAL JOURNAL* 2001;1:68-84.
- [Szarqut, 1980] SZARGUT, J., 1980. INTERNATIONAL PROGRESS IN SECOND LAW ANALYSIS. *ENERGY* 5, 709-718.
- [Taniguchi et al., 2005] HIROSHI TANIGUCHI, KUNIHICO MOURI, , TAKEFUMI NAKAHARA, NORIO ARAI. EXERGY ANALYSIS ON COMBUSTION AND ENERGY CONVERSION PROCESSES. *ENERGY*, 30 (2005) 111-117.
- [Taufiq et al., 2007] TAUFIQ BN, MASJUKI HH, MAHLIA TMI, AMALINA MA, FAIZUL MS, SAIDUR R. EXERGY ANALYSIS OF EVAPORATIVE COOLING FOR REDUCING ENERGY USE IN A MALAYSIAN BUILDING. *DESALINATION* 2007;209:238–43.
- [Taylor et al., 1991] TAYLOR, M.J., KRANE, R.J., PARSONS, J.R., 1991. SECOND LAW OPTIMIZATION OF A SENSIBLE HEAT THERMAL ENERGY STORAGE SYSTEM WITH A DISTRIBUTED STORAGE ELEMENT-PART I: DEVELOPMENT OF THE ANALYTICAL MODEL. *ASME JOURNAL OF ENERGY RESOURCES TECHNOLOGY* 113, 20-26.
- [Tsatsaronis and Winhold, 1985] TSATSARONIS G, WINHOLD M. EXERGOCOECONOMIC ANALYSIS AND EVALUATION OF ENERGY CONVERSION PLANTS PARTS 1 & 2. *ENERGY* 1985; 10:69-94.
- [Yilanci et al., 2011] YILANCI A, OZTURK HK, DINCER I, ULU EY, CETIN E, EKREN O. EXERGY ANALYSIS AND ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT OF A PHOTOVOLTAIC-HYDROGEN PRODUCTION SYSTEM. *INT J EXERGY* 2011;8(2):227–46.